

Februar 2005

Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Paul Scherrer Institut PSI, 5232 Villigen

Autoren:

Stefan Hirschberg (Projektleitung)

Christian Bauer und Peter Burgherr (Kleinwasserkraftwerke)

Peter Burgherr und Christian Bauer (Windenergie)

Samuel Stucki, Frédéric Vogel, Serge Biollaz, Thorsten Schulz und Christian Bauer (Biomasse)

Wilhelm Durisch und Christian Bauer (Photovoltaik)

Peter Hardegger und Konstantin Foskolos (Nukleare Energie)

Anton Meier (Solarthermische und Solarchemische Kraftwerke)

Warren Schenler (Geothermie und Wellenenergie)

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

Vorwort des Bundesamtes für Energie BFE

Der vorliegende Arbeitsbericht ist im Zusammenhang mit der Aktualisierung der Energieperspektiven des BFE entstanden. Spezielles Augenmerk wird bei dieser Aktualisierung auf das Elektrizitätsangebot gelegt. In der Elektrizitätswirtschaft stehen gewichtige energiepolitische Entscheidungen an. Diese betreffen vorwiegend die Versorgungssicherheit, haben jedoch auch einen Einfluss auf die CO₂-Emissionen. Dabei geht es insbesondere um den längerfristigen Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke und um die Förderung erneuerbarer Energien.

Für die Energieperspektiven werden Modelle eingesetzt, mit welchen die Kosten und Auswirkungen auf Wirtschaft und Umwelt der verschiedenen Technologien ermittelt werden. Für die Stromproduktion kommt ein "Kraftwerkpark-Modell" zum Einsatz, welches Arbeit (kWh), Leistung (kW) und Netzauswirkungen darstellt. Den Input dafür liefern unter anderem die hier vorliegenden Potenzialabschätzungen und Technologieassessments. In der Expertengruppe "Energieperspektiven" wird darüber befunden, welche Vorgaben für die Modellrechnungen im Einzelnen zu verwenden sind.

Mit dem vorliegenden Bericht des PSI wurden Grundlagen über Kleinwasserkraftwerke, Windenergie, Biomasse, Photovoltaik, solarthermische und -chemische Kraftwerke, Geothermie und Wellenkraft erarbeitet. Ferner werden die neuen Typen von Nuklearanlagen untersucht. Von verschiedenen weiteren Auftragnehmern (siehe unter www.energie-perspektiven.ch) wurden die Möglichkeiten der künftigen Stromerzeugung aus grossen Wasserkraftwerken, Kehrichtverbrennungsanlagen, Anlagen zur Nutzung von Biomasse und fossil-thermischen Anlagen untersucht. Verantwortlich für den Inhalt der Berichte sind wie üblich die Autoren.

Bern im Februar 2005

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	1
FIGURENVERZEICHNIS	7
TABELLENVERZEICHNIS	13
KAPITEL UND AUTOREN.....	17
DANKSAGUNG	19
ZUSAMMENFASSUNG	21
RESUME	41
1 HINTERGRUND.....	61
1.1 Rahmen dieses Projekts.....	61
1.2 Struktur der heutigen Stromversorgung und Potenziale.....	61
1.2.1 Situation weltweit.....	61
1.2.2 Situation in der Schweiz.....	63
1.3 Erfahrung des PSI.....	64
1.4 Literaturverzeichnis.....	64
2 ZIELSETZUNG UND RAHMEN DER ARBEIT	65
2.1 Ziele.....	65
2.2 Rahmen der Arbeit	65
3 ANSATZ UND RAHMENBEDINGUNGEN	67
3.1 Basis für die Arbeit.....	67
3.2 Durchführung und Organisation der Arbeiten.....	68
3.3 Allgemeine Annahmen.....	69
3.4 Einschränkungen	69
3.5 Literaturverzeichnis.....	70
4 KLEINWASSERKRAFTWERKE	73
4.1 Einleitung	73
4.1.1 Definition	73
4.1.2 Globale und Europäische Stromversorgung und Trends.....	74
4.1.3 Schweizer Stromversorgung und Trends	75
4.2 Technologiebeschreibung.....	76
4.2.1 Aktuelle Technologien.....	76
4.2.2 Zukünftige Technologien.....	79
4.3 Potenzial zur Stromerzeugung.....	80
4.3.1 Physikalisches Potenzial	80
4.3.2 Technisches Potenzial	82
4.4 Kosten.....	86
4.4.1 Derzeitige Kosten.....	86
4.4.2 Zukünftige Kosten.....	90
4.5 Umweltauswirkungen.....	91

4.5.1	Derzeitige Technologien	91
4.5.2	Zukünftige Technologien	94
4.6	Entwicklung und Markteinführung beeinflussende Faktoren	94
4.6.1	Begünstigende Faktoren	94
4.6.2	Hindernisse	94
4.6.3	Rahmenbedingungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife	95
4.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und –bedarf	95
4.8	Schlussfolgerungen	96
4.9	Abkürzungsverzeichnis	98
4.10	Literaturverzeichnis	99
5	WINDENERGIE	103
5.1	Einleitung	103
5.1.1	Definition	104
5.1.2	Globale und europäische Stromversorgung und Trends	104
5.1.3	Schweizer Stromversorgung und Trends	106
5.2	Technologiebeschreibung	107
5.2.1	Derzeitige Technologie	107
5.2.2	Zukünftige Technologien	113
5.3	Potenzial zur Stromerzeugung	114
5.3.1	Globale theoretische und technische Potenziale	114
5.3.2	Technisches Potenzial	114
5.4	Kosten	122
5.4.1	Derzeitige Situation	122
5.4.2	Zukünftige Kosten	126
5.5	Umweltauswirkungen	133
5.5.1	Derzeitige Technologie	133
5.5.2	Zukünftige Technologien	136
5.6	Entwicklung und Markteinführung beeinflussende Faktoren	136
5.6.1	Begünstigende Faktoren	136
5.6.2	Hindernisse	137
5.6.3	Rahmenbedingungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife	138
5.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und –bedarf	139
5.8	Schlussfolgerungen	140
5.9	Abkürzungsverzeichnis	143
5.10	Literaturverzeichnis	144
6	STROMERZEUGUNGSPOTENZIAL VON BIOMASSE IN DER SCHWEIZ	151
6.1	Einleitung	151
6.1.1	Definition	151
6.1.2	Schweizer Stromversorgung und Trends für die Biomasseverstromung	152
6.2	Technologiebeschreibung	153
6.2.1	Marktentwicklung und Technologieentwicklung	154
6.2.2	Derzeitige Technologien	156
6.2.3	Zukünftige Technologien	156
6.3	Potenzial	158
6.3.1	Theoretisches Potenzial	158
6.3.2	Ökologisches Potenzial	159
6.4	Kosten	160

6.4.1	Kosten ausgeführter Anlagen.....	161
6.4.2	Erwartete Kostenentwicklung.....	164
6.5	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte.....	166
6.5.1	Derzeitige Technologien.....	166
6.5.2	Zukünftige Technologien.....	168
6.6	Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung.....	168
6.6.1	Förderfaktoren.....	168
6.6.2	Hindernisse.....	169
6.6.3	Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife.....	169
6.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf.....	169
6.8	Schlussfolgerungen.....	170
6.9	Abkürzungsverzeichnis.....	171
6.10	Literaturverzeichnis.....	172
7	PHOTOVOLTAIK.....	175
7.1	Einleitung.....	175
7.1.1	Definition / Funktionsprinzip.....	176
7.1.2	Globale und europäische Stromversorgung und Trends.....	178
7.1.3	Schweizer Stromversorgung und Trends.....	179
7.2	Technologiebeschreibung.....	179
7.2.1	Allgemeines.....	179
7.2.2	Photovoltaikmarkt in der Schweiz.....	181
7.2.3	Weltmarkt.....	183
7.2.4	Solarzellen und deren Wirkungsgrade.....	188
7.2.5	Zukünftige Technologieentwicklung.....	195
7.2.6	Systeme und Anlagen.....	198
7.2.7	Entsorgung und Recycling.....	199
7.2.8	Produktionscharakteristik.....	200
7.3	Potenzial.....	200
7.3.1	Einstrahlungspotenzial.....	200
7.3.2	Flächenpotenzial.....	202
7.3.3	Leistungspotenzial.....	202
7.3.4	Energiepotenzial.....	204
7.3.5	Einführungsgeschwindigkeit.....	209
7.4	Kosten.....	210
7.4.1	Derzeitige Kosten.....	210
7.4.2	Zukünftige Kosten.....	213
7.5	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte.....	218
7.5.1	Umweltauswirkungen derzeitiger Technologien.....	218
7.5.2	Umweltauswirkungen zukünftiger Technologien.....	219
7.5.3	Risiken und Sicherheitsaspekte.....	219
7.6	Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung.....	220
7.6.1	Förderfaktoren.....	220
7.6.2	Hindernisse.....	220
7.6.3	Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife.....	221
7.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf.....	222
7.8	Ausblick.....	223
7.9	Schlussfolgerungen.....	223
7.10	Anhang.....	227
7.10.1	Exergie der Solarstrahlung.....	227

7.11	Abkürzungsverzeichnis	229
7.12	Literatur	230
8	SOLARTHERMISCHE UND -CHEMISCHE KRAFTWERKE	235
8.1	Einleitung	235
8.1.1	Definition	236
8.1.2	Globale und europäische Stromversorgung und Trends	238
8.1.3	Schweizer Stromversorgung und Trends	239
8.2	Technologiebeschreibung.....	239
8.2.1	Derzeitige Technologien	239
8.2.2	Zukünftige Technologien.....	241
8.3	Potenzial	246
8.3.1	Physikalisches Potenzial	246
8.3.2	Technisches Potenzial	246
8.4	Kosten.....	249
8.4.1	Derzeitige Kosten.....	250
8.4.2	Zukünftige Kosten.....	251
8.5	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte	259
8.5.1	Derzeitige Technologien	259
8.5.2	Zukünftige Technologien.....	259
8.6	Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung.....	260
8.6.1	Förderfaktoren.....	260
8.6.2	Hindernisse.....	261
8.6.3	Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife.....	261
8.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf.....	262
8.8	Schlussfolgerungen	263
8.9	Abkürzungsverzeichnis	268
8.10	Literatur	269
9	GEOTHERMIE.....	275
9.1	Einführung.....	275
9.1.1	Globale und Europäische Stromversorgung, Wärmeversorgung und Trends	275
9.1.2	Schweizer Stromversorgung, Wärmeversorgung und Trends.....	275
9.2	Technologiebeschreibung.....	276
9.2.1	Aktuelle Technologien	276
9.2.2	Zukünftige Technologien.....	277
9.3	Potenzial der Ressourcen.....	282
9.3.1	Physikalisches Potenzial	282
9.3.2	Technisches Potenzial	296
9.4	Kosten der Stromerzeugung	296
9.4.1	Kostenentwicklung.....	296
9.4.2	Entwicklung der Kosten/Versorgungs-Kurve	301
9.5	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte	310
9.5.1	Heutige Technologien	310
9.5.2	Zukünftige Technologien.....	311
9.6	Faktoren, welche die Entwicklung und Markteinführung beeinflussen	312
9.6.1	Nachfragefaktoren.....	312
9.6.2	Hindernisse.....	312
9.6.3	Anforderungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife	312

9.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und -bedarf.....	312
9.8	Schlussfolgerungen	312
9.9	Abkürzungsverzeichnis	314
9.10	Literaturverzeichnis.....	315
10	WELLENKRAFT	317
10.1	Einführung.....	317
10.1.1	Globale und Europäische Stromversorgung und Trends.....	318
10.1.2	Schweizer Stromversorgung und Trends	318
10.2	Technologiebeschreibung.....	319
10.2.1	Heutige Technologie	319
10.2.2	Zukünftige Technologien.....	328
10.3	Potenzial der Ressourcen.....	328
10.3.1	Physikalisches Potenzial	328
10.3.2	Technisches Potenzial	331
10.4	Kosten.....	332
10.4.1	Aktuelle Kosten.....	332
10.4.2	Optimierungsfaktoren	336
10.4.3	Zukünftige Kosten.....	336
10.5	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte	336
10.5.1	Heutige Technologien	336
10.5.2	Zukünftige Technologien.....	337
10.6	Einflussfaktoren auf Entwicklung und Markteinführung.....	338
10.6.1	Nachfragefaktoren.....	338
10.6.2	Hindernisse.....	338
10.6.3	Anforderungen an zukünftige Entwicklungen und Marktreife	338
10.7	Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und -bedarf.....	338
10.8	Schlussfolgerungen	338
10.9	Abkürzungsverzeichnis	339
10.10	Literaturverzeichnis.....	340
11	NEUE NUKLEARANLAGEN.....	341
11.1	Einleitung	341
11.2	Technologien.....	342
11.2.1	Phasen der Technologieentwicklung von Nuklearanlagen	342
11.2.2	Technologien heute und in Zukunft	345
11.3	Brennstoffzyklus	362
11.3.1	Typen von Brennstoffzyklen.....	362
11.3.2	Versorgung.....	364
11.3.3	Brennstoffnutzung.....	370
11.3.4	Entsorgung	371
11.3.5	Proliferationsaspekte.....	374
11.3.6	Schlussfolgerungen für die Schweiz.....	375
11.4	Politische und energiepolitische Rahmenbedingungen	376
11.4.1	Bisherige Entwicklung	376
11.4.2	Aktuelle Situation.....	377
11.4.3	Ausblick	377
11.5	Stand der Kernenergie und Ausblick.....	378
11.5.1	Kurzer Überblick zur Kernenergie heute	378

11.5.2	Zukünftige Entwicklung der Kernenergie in der Welt.....	379
11.6	Szenarios	381
11.6.1	Einleitung.....	381
11.6.2	Erneuerung der bestehenden Anlagen.....	381
11.6.3	Ausbau mit neuen Standorten	384
11.6.4	Vergleich der Szenarien	385
11.7	Potenzial der Kernenergie in der Schweiz.....	386
11.7.1	Einflussfaktoren	387
11.7.2	Bezugsrechte	388
11.8	Kosten.....	389
11.8.1	Derzeitige Situation.....	389
11.8.2	Zukünftige Entwicklung.....	391
11.9	Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte	394
11.9.1	Kohlendioxid.....	394
11.9.2	Strahlenbelastung	394
11.9.3	Entsorgung	395
11.9.4	Sicherheit	396
11.10	Schlussfolgerungen	397
11.11	Abkürzungsverzeichnis	398
11.12	Literaturverzeichnis.....	400
12	SCHLUSSFOLGERUNGEN	405
12.1	Elektrizität aus “Neuen Erneuerbaren” in der Schweiz.....	405
12.2	Import erneuerbarer Elektrizität	406
12.3	Abschliessende Anmerkungen zu den Perspektiven der „Neuen“ Erneuerbaren.....	407
12.4	Neue nukleare Technologien.....	409

Figurenverzeichnis

Fig. 1.1	Darstellung der einzelnen Beiträge zur weltweiten Stromproduktion im Jahr 2001 (OECD/IEA 2003).	61
Fig. 1.2	Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2003 (BFE 2004) und Kaufmann (2004).	63
Fig. 4.1	Schematische Darstellung einer Pelton-Turbine.	77
Fig. 4.2	Schematische Darstellung einer Francis-Turbine.	77
Fig. 4.3	Schematische Darstellung einer Kaplan-Turbine.	77
Fig. 4.4	Wasserkraftschnecken: 8.5 kW und 65 kW.	78
Fig. 4.5	HYDROMATRIX Testanlage im oberösterreichischen Kleinwasserkraftwerk Agonitz (Bihlmayer & Koleber 2004).	80
Fig. 4.6	Darstellung einer StrafloMatrix-Turbine.	80
Fig. 4.7	Gebietsweises Energiepotenzial des Niederschlagswassers und der Zuflüsse sowie die aktuelle Nutzung dieses Potenzials (http://www.energie-atlas.ch/wa-CH.htm).	81
Fig. 4.8	Theoretische Ausbaumöglichkeiten der Wasserkraft (http://www.energie-atlas.ch/wa-CH.htm).	81
Fig. 4.9	Technische Ausbaupotenziale für Kleinwasserkraft in der Schweiz bis zum Jahr 2035.	83
Fig. 4.10	Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft durch Neubau und Revitalisierung bestehender Anlagen für einzelne europäische Länder (Lorenzoni et al. 2001).	86
Fig. 4.11	Stromgestehungskosten für verschiedene Kategorien von Kleinwasserkraftwerken.	88
Fig. 4.12	Stromgestehungskosten einzelner Kleinwasserkraftwerke in Abhängigkeit von der jährlichen Produktionserwartung.	89
Fig. 4.13	Stromgestehungskosten einzelner Kleinwasserkraftwerke in Abhängigkeit von der Nennleistung.	89
Fig. 4.14	Szenarien zur zukünftigen Kostenentwicklung der Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.	90
Fig. 5.1	Schematische Darstellung einer Windkraftanlage (Quelle: Kaltschmitt & Fishedick 1995).	108
Fig. 5.2	Entwicklung der Grösse von typischen Windkraftanlagen zwischen 1980 und 2003 (Quelle: EWEA 2004a).	109
Fig. 5.3	Enercon E-112 4.5 MW Prototyp (EWEA 2004c).	109
Fig. 5.4	Historische und mögliche zukünftige Entwicklung der Windenergie in der Schweiz. Für die zukünftigen Potenziale wurden nur Windpark-Standorte berücksichtigt (vgl. auch Text).	118
Fig. 5.5	Karte geplanter Offshore-Parks in der Nordsee (aus M. Luther 2003).	121
Fig. 5.6	Prognosen der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2030 (WindEnergy Studie 2004). Zum Vergleich ist auch die Vorhersage von BTM-Consult bis 2007 angegeben.	121
Fig. 5.7	Zusammensetzung der derzeitigen Gesamtinvestitionskosten für Onshore und Offshore Windenergieanlagen in Europa (modifiziert nach CA-OWEE 2001).	124
Fig. 5.8	Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Volllaststunden pro Jahr (Quelle: Voss 2003).	125
Fig. 5.9	Entwicklung der Investitionskosten für die Schweiz bis ins Jahr 2050. Für die Definition der Szenarien tief und hoch siehe Text. Zum Vergleich ist auch das entsprechende Szenario „Windforce12“ für Europa aus (Millais & Teske 2004) dargestellt.	128
Fig. 5.10	Entwicklung der Gestehungskosten für die Schweiz bis ins Jahr 2050. Für die Definition der Szenarien tief und hoch siehe Text. Zum Vergleich ist auch das entsprechende Szenario „Windforce12“ für Europa aus (Millais & Teske 2004) dargestellt.	131

Fig. 5.11	Kosten für Windstromimporte bis zur Schweizer Grenze aus verschiedenen Quellen.	132
Fig. 6.1	Zukünftige Technologieentwicklung zur Verstromung von Holz. Bi-Fuel Gaskombi-Technik: Koppelung von Druckvergaser mit konventionellem Gaskombi-Kraftwerk.	155
Fig. 6.2	Zukünftige Technologieentwicklung zur Verstromung von nasser Biomasse.	155
Fig. 6.3	Zusammenfassende Darstellung heutiger und in Zukunft erwarteter elektrischer Wirkungsgrade von mit trockener Biomasse (Holz) gefeuerten Stromerzeugungsanlagen. Die Wirkungsgradangaben stammen aus eigenen Berechnungen und verschiedenen Veröffentlichungen: (Bolhår-Nordenkamp 2004), (BMU 2004), (Dornburg 2001), (Fichtner 2002), (Solantausta 2000), (Veringa 2003).	157
Fig. 6.4	Theoretisches Biomassenpotenzial 2001.	159
Fig. 6.5	Ökologisches und genutztes Biomassenpotenzial 2001.	160
Fig. 6.6	Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Holzpreis, der Jahresbetriebszeit der Anlage und der erzielbare Wärmeabnahmepreis. Als weiterer Parameter wurden die Investitionskosten variiert (a: 100%, b: 50%). Eine Kostenreduktion um 50% wird von verschiedenen Autoren für neue Technologien erwartet.	162
Fig. 6.7	Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten verschiedener Technologien zur Stromerzeugung aus Holz von der elektrischen Anlagenkapazität, zusammengezogen aus verschiedenen Quellen (Bolhar-Nordenkamp 2004, BMU 2004, PSI 2004). Die spezifischen Investitionskosten hängen deutlich von der Anlagenkapazität ab.	164
Fig. 7.1	Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle.	177
Fig. 7.2	Strom-Spannungs-Kennlinie einer Si-Solarzelle.	177
Fig. 7.3	Kumulativ installierte Leistung der am „Photovoltaic Power Systems Programme“ der IEA teilnehmenden Länder.	178
Fig. 7.4	Typischer Aufbau einer Netzverbund-Photovoltaikanlage.	180
Fig. 7.5	PV-Dachanlage (Becker 2003).	182
Fig. 7.6	Zeitliche Entwicklung der jährlichen Zubaurate und der kumulativ installierten Leistung von netzgekoppelten PV-Anlagen in der Schweiz.	182
Fig. 7.7	Entwicklung der weltweiten Produktion von Photovoltaikzellen.	183
Fig. 7.8	Kumulierte Leistung der weltweit erzeugten PV-Zellen.	184
Fig. 7.9	Produktion von Photovoltaikzellen in den USA, Japan, Europa und dem Rest der Welt (Maycook 2004).	184
Fig. 7.10	Bisherige Entwicklung der weltweiten jährlichen Zellen-Produktionskapazität und Extrapolation bis 2020.	186
Fig. 7.11	Wachstum der weltweit kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung und mögliche Entwicklung bis 2020.	186
Fig. 7.12	Anteile der wichtigsten Produzenten am PV-Weltmarkt im Jahr 2003 (Maycook 2004).	187
Fig. 7.13	„Mikromorphe“ Tandem-Dünnschichtzelle.	189
Fig. 7.14	Aufbau einer CIGS-Zelle.	190
Fig. 7.15	Schematischer Aufbau einer CIS-Zelle und Praxisanwendung (Becker 2003).	190
Fig. 7.16	Schematischer Aufbau einer CdTe-Zelle (Becker 2003).	191
Fig. 7.17	Monokristalline Saturn Zelle von BP (Becker 2003).	191
Fig. 7.18	Funktionsprinzip einer Mehrschicht-Zelle (http://www.nrel.gov/ncpv).	192
Fig. 7.19	Schematische Darstellung einer Farbstoff-Zelle (Becker 2003).	192

Fig. 7.20	Historische Entwicklung des Wirkungsgrades verschiedener Solarzellen (Labor) und von Siliziummodulen.	193
Fig. 7.21	Maximale theoretische Wirkungsgrade einiger Solarzellenmaterialien bei Standardbedingungen.	196
Fig. 7.22	Historische und prognostizierte Entwicklungen der Wirkungsgrade verschiedener Zelltypen, jeweils für die höchsten Laborwirkungsgrade (Goetzberger 2001).	197
Fig. 7.23	Schematische Darstellung einer ans Stromnetz angebundenen PV-Dachanlage.	198
Fig. 7.24	Jährliche Sonneneinstrahlung auf horizontale Flächen in der Schweiz [kWh/m ²] nach Meteotest.	201
Fig. 7.25	Jährliche solare Einstrahlung auf horizontale Flächen weltweit (Krieth & Krieger 1978).	201
Fig. 7.26	Wachstum der kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung in der Schweiz und mögliche künftige Entwicklungen.	202
Fig. 7.27	Wachstum der kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung in der Schweiz über einen langen Zeitraum.	203
Fig. 7.28	Globale Einstrahlung in W/m ² in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche bei wolkenlosem Himmel.	204
Fig. 7.29	Globale Einstrahlung in W/m ² in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem bewölktem Tag mit kurzen sonnigen Abschnitten.	205
Fig. 7.30	Globale Einstrahlung in W/m ² in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem bewölktem Tag ohne Sonnenschein.	205
Fig. 7.31	Globale Einstrahlung in W/m ² in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem Tag mit Hochnebel.	205
Fig. 7.32	Monatliche Stromproduktion einer 2 kW PV-Anlage im Schweizer Mittelland im Jahr 1997.	206
Fig. 7.33	Monatliche Stromproduktion einer 2.4 kW PV-Anlage in den Schweizer Alpen im Jahr 1993.	207
Fig. 7.34	Jahresertrag der PV-Anlagen in der Schweiz (Meier et al. 2004).	208
Fig. 7.35	Degression der Kosten von mono- und polykristallinen Modulen über der weltweit kumulativ produzierten Leistung. Es handelt sich um Preise ab Fabrik. Die Progress Ratio (PR) beträgt hier 0.91.	211
Fig. 7.36	Kostenaufschlüsselung von dachaufgebauten Netzverbundanlagen.	211
Fig. 7.37	Schematische Darstellung des Modells zur Berechnung der Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen. G: Globale Einstrahlung, ϑ_a : Umgebungstemperatur; P: Modulleistung; ϑ : Zelltemperatur; E_m : Ertrag; η_m : Modulwirkungsgrad; C: Produktionskosten; A_m : Modulfläche; c: Spezifische Gestehungskosten.	212
Fig. 7.38	Historische und mögliche zukünftige Entwicklung von PV-Modulpreisen (Margolis 2003).	214
Fig. 7.39	Entwicklung der PV-Systemkosten in Japan zwischen 1994 und 2000 (Margolis 2003).	214
Fig. 7.40	Prognostizierte Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke nach zwei verschiedenen Studien.	216
Fig. 7.41	Mögliche Entwicklung der PV-Stromkosten im Vergleich zu Preisen von Spitzen- und Grundlaststrom (Hoffmann 2004).	217
Fig. 7.42	(Angestrebte) Wirkungsgrade und Kosten der verschiedenen PV-Generationen (Jäger-Waldau et al. 2004).	217
Fig. 7.43	Zukünftige Photovoltaik-Kraftwerk in Wüstengebieten.	221
Fig. 8.1	Regionen mit jährlicher solarer Einstrahlung über 2000 kWh/m ² .	235
Fig. 8.2	CSP Technologien: Links Parabolrinnen (USA); Mitte Solarturm (USA); Rechts Paraboloid (Spanien).	237
Fig. 8.3	Vision eines Euro-Mediterranen Stromverbunds auf HGÜ-Basis zur Nutzung der ergiebigsten regenerativen Energiequellen: Solar (gelb); Wind (hellblau); Wasserkraft (dunkelblau); Geothermie (rot). (Quelle: Trieb 2002)	238

Fig. 8.4	Hocheffizientes, solar betriebenes Kombikraftwerk (Quelle: ETHZ/PSI).	242
Fig. 8.5	Wege zu solarem Wasserstoff (Quelle: ETHZ/PSI).	243
Fig. 8.6	Herstellung von solaren Brennstoffen und Elektrizität mit dem Zn/ZnO-Kreisprozess (Quelle: PSI).	245
Fig. 8.7	Links: 10 kW Solarreaktor für die thermische Dissoziation von ZnO bei 2000°C. Rechts: 200-500 kW Solarreaktor für die karbothermische Reduktion von ZnO mit C bei 1200° (Quelle: PSI).	245
Fig. 8.8	Bisher installierte Leistung (SEGS Anlagen I-IX) und technisch nutzbares Potenzial solarthermischer Kraftwerke weltweit und für den Mittelmeerraum (EUMENA) gemäss verschiedenen Quellen.	248
Fig. 8.9	Investitionskosten bisheriger SEGS-Anlagen ohne thermische Speicherung (World Bank 1999) und prognostizierte Investitionskosten von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (PR) und Solarturmkraftwerken (ST) mit thermischer Speicherung. Extrapolierte Lernkurven gemäss realistischem Szenario (real; $f = 0.92$) und optimistischem Szenario (opt; $f = 0.85$) nach 2020 (Sargent & Lundy 2003; S&L). Details im Text.	253
Fig. 8.10	LEC bisheriger SEGS-Anlagen ohne thermische Speicherung (Becker 2000) und prognostizierte LEC von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (PR) und Solarturmkraftwerken (ST) mit thermischer Speicherung. Extrapolierte Lernkurven gemäss realistischem Szenario (real; $f = 0.92$) und optimistischem Szenario (opt; $f = 0.88$) nach 2020 (Sargent & Lundy 2003; S&L). Details im Text.	255
Fig. 9.1	Schematische Darstellung einer Stromerzeugungsanlage mit binärem Kreislauf (Kutscher 2001).	276
Fig. 9.2	Schematische Darstellung einer Stromproduktionsanlage mit binärem Kalina-Kreislauf (Kutscher 2001).	278
Fig. 9.3	Polykristalline Diamant-Bohrkronen Technologie (USDOE 2001).	280
Fig. 9.4	Profile eines konventionellen und eines schlanken Bohrlochs.	281
Fig. 9.5	Messgerät für den Fluss des geothermischen Fluids (USDOE 2001).	281
Fig. 9.6	Bohrloch-Überwachung und Steuerung, akustischer Signalübermittler für Bohrloch-Telemetrie (USDOE 2001).	282
Fig. 9.7	Spektrum der Geothermalen Ressourcen zur Stromerzeugung.	283
Fig. 9.8	Durchschnittlicher Wärmegehalt und -fluss (BGR 2000). Tiefenbereich, der für die geothermische Stromerzeugung grundsätzlich infrage kommt. Obere Begrenzung 100 °C-Isotherme, Untere Begrenzung: 7 km (maximale Bohrtiefe).	284
Fig. 9.9	Geologische Charakteristika einer Geothermischen Ressource (Mink 2003).	285
Fig. 9.10	Temperaturprofile von Bohrlöchern in Deutschland, Auszug der Datenbank des GGA-Institutes (BGR 2000).	287
Fig. 9.11	Ressourcenkarte für geothermale Wärme (Häring et al. 2002).	290
Fig. 9.12	Geothermal Generation Map of Switzerland.	290
Fig. 9.13	Ursprüngliches Gebiet der Geowatt Studie. Geologische Karte der Nordschweiz, inkl. Bohrlöchern, seismischen Linien und Geowatt Modellparameter.	291
Fig. 9.14	Geowatt Modell mit vierflächigen Netzelementen.	292
Fig. 9.15	Schematische Darstellung geothermaler Ressourcentypen (BGR 2000).	293
Fig. 9.16	Temperaturprofil, das durch Deep Heat Mining entsteht (BGR 2000). Erschliessungsschema für die kristallinen Gesteine. Die eingezeichneten Temperaturkurven für die Ebene der Injektionsbohrung (IN) und der Produktionsbohrung (EX) gelten für eine Nutzungsdauer von $t_N = 25$ a und $\kappa = 10^{-6}$ m ² /s bei gleichzeitiger Nutzung der Rissflächen. Bei zeitversetzter Nutzung verbreitert sich die Auskühlungszone der zuerst genutzten Rissflächen weiter.	295
Fig. 9.17	Wirkungsgrad als Funktion der geothermalen Temperatur.	296

Fig. 9.18	Abnahme der Temperatur des geothermalen Fluids.	303
Fig. 9.19	Sensitivitätsanalyse der geothermalen Stromgestehungskosten für einzelne Parameter.	304
Fig. 9.20	Geothermale Kosten/Versorgungs-Kurve in der Schweiz für einen Temperaturgradienten von 30°C/km, für Tiefen zwischen 3 km und 7 km.	306
Fig. 9.21	Geothermale Kosten/Versorgungs-Kurve in der Schweiz für einen Temperaturgradienten von 40°C/km, für Tiefen zwischen 3 km und 7 km.	307
Fig. 9.22	Kosten/Versorgungs-Kurve als Funktion des geothermalen Gradienten.	308
Fig. 9.23	Gewichtete Durchschnitts-Kosten/Versorgungs-Kurve für die Schweiz.	309
Fig. 10.1	Schematische Darstellung des Oscillating Water Column Designs.	320
Fig. 10.2	Schnitt durch die „Oscillating Water Column“-Anlage auf Islay.	321
Fig. 10.3	Schematische Darstellung des „Pendulum“-Designs.	322
Fig. 10.4	Schematische Darstellung des „Tapered Channel“-Designs.	322
Fig. 10.5	Schematische Darstellung des „Salter Duck“-Designs.	324
Fig. 10.6	Schematische Darstellung des „Pelamis“-Designs.	325
Fig. 10.7	Foto eines Pelamis-Prototyps in Originalgrösse.	325
Fig. 10.8	Schematische Darstellung des McCabe Wellenpumpen-Designs.	326
Fig. 10.9	Schematische Darstellung des „Seabed Piston Pump“-Designs.	326
Fig. 10.10	Schematische Darstellung einer Anlage mit Schlauchpumpen-Design.	327
Fig. 10.11	Schematische Darstellung des „Archimedes Wave Swin“-Designs.	327
Fig. 10.12	Ressourcenkarte der Wellenenergie 1.	330
Fig. 10.13	Ressourcenkarte der Wellenenergie 2.	330
Fig. 10.14	Geografische Verhältnisse für die Übertragung von Strom aus Wellenkraftwerken in die Schweiz.	334
Fig. 10.15	Kosten und Wirkungsgrad der Gleichstrom-Hochspannungsübertragung.	335
Fig. 11.1	Die Schweizer Kernkraftwerke Mühleberg, Gösgen, Leibstadt und Beznau	341
Fig. 11.2	Die Entwicklung der Kerntechnik – Ablösung der Generationen (GIF 2002a)	342
Fig. 11.3	Planung der Ablösung der Generationen der EDF für Frankreich (2002)	343
Fig. 11.4	Reichweite der Uranreserven (GIF 2002b) basierend auf den IIASA/WEC Szenarios; Verbrauch des heutigen KKW-Parks als Vergleichswert eingetragen (OECD/NEA 2002a). SR = Schnelle Reaktoren	344
Fig. 11.5	Anzahl Reaktoren in Betrieb, nach Alter (IAEA 2004a).	345
Fig. 11.6	Schematische Darstellung eines Druckwasserreaktors (links) und eines Siedewasserreaktors (rechts) (Koelzer 2004).	346
Fig. 11.7	Der EPR und seine wesentlichen Sicherheitsverbesserungen (FANP 2003).	350
Fig. 11.8	ABWR (1356 MW) Blöcke 6&7, Kraftwerk Kashiwazaki-Kariwa in Japan und seine wesentlichen Sicherheitsverbesserungen (IAEA 2002)	351
Fig. 11.9	Generation IV Reaktor: Gasgekühlter Schneller Reaktor (GIF 2002a).	355

Fig. 11.10	Generation IV Reaktor: Bleigekühlter Schneller Reaktor (GIF 2002a).	356
Fig. 11.11	Generation IV Reaktor: Salzschnmelze-Reaktor (GIF 2002a).	357
Fig. 11.12	Generation IV Reaktor: Natrium-gekühlter Reaktor (GIF 2002a).	358
Fig. 11.13	Generation IV Reaktor: Überkritischer wassergekühlter Reaktor (GIF 2002a)	359
Fig. 11.14	Generation IV Reaktor: Hochtemperatur-Reaktor (GIF 2002a).	360
Fig. 11.15	Der Brennstoffkreislauf (Koelzer 2004).	362
Fig. 11.16	Brennstoffzyklen (GIF 2002a).	363
Fig. 11.17	Reduktion der Radiotoxizität durch Vernichtung der höheren Aktiniden (CEA 2001).	364
Fig. 11.18	Uranvorkommen nach Konzentration (GIF 2002b).	364
Fig. 11.19	Uranpreis 1972-2000 (OECD/NEA 2002a)	365
Fig. 11.20	Uranproduktion und Verbrauch 1945-2001 (WNA 2002)	366
Fig. 11.21:	Die Aufteilung der Erzeugungskosten im Kernkraftwerk über die gesamte Betriebsdauer (OECD/NEA 2001)	367
Fig. 11.22:	Einfluss der Brennstoffkosten auf die Stromerzeugungskosten (Bsp. Finnland, 2000; UIC 2004)	367
Fig. 11.23	Weltweite Entwicklung von durchschnittlicher Anreicherung und Abbrand (ohne HWR)	370
Fig. 11.24	Zwischenlager in Würenlingen (1. Konditionierungsanlage/Bürotrakt; 2. Lagergebäude für schwach- und mittelaktive Abfälle (2. Bauetappe); 3. Lagergebäude für mittelaktive Abfälle; 4. Heisse Zelle; 5. Empfangsgebäude; 6. Behälterlagergebäude; 7. Verbrennungs- und Schmelzanlage; 8. Nebengebäude; 9. Bundeszwischenlager)	371
Fig. 11.25	Stand und Ausblick Entsorgungsfonds (UVEK 2004)	374
Fig. 11.26	Prognosen zur Entwicklung der Kernenergie auf der Welt (IAEA 2003b, IIASA/WEC 1998)	379
Fig. 11.27:	Szenario1: Ersatz der Kraftwerke durch gleiche Leistung, Zusammenlegung von Beznau und Mühleberg	382
Fig. 11.28	Szenario 2A: Zusammenlegung Beznau und Mühleberg und Ersatz durch EPR 1600, Ersatz von Gösgen und Leibstadt durch EPR 1600,	383
Fig. 11.29	Szenario 2B: Zusammenlegung Beznau und Mühleberg und Ersatz durch EPR 1600, Ersatz von Gösgen durch EPR 1600, Ersatz von Leibstadt durch GEN IV	383
Fig. 11.30	Potenzial für Stromproduktion aus Kernkraft in der Schweiz, alle Szenarien	385
Fig. 11.31	Anteile der Erzeugungskosten für Gösgen/Leibstadt 2002 (KKG 2002, KKL 2002)	389
Fig. 11.32	Anteile der Erzeugungskosten für den EPR für Frankreich (links, Forschungsaufwand und Umweltabgaben sind Betrieb und Brennstoff zugeschlagen; DGEMP 2003) und für Finnland (Tarjanne & Loustarinen 2002)	392
Fig. 11.33	Vergleich des totalen Ausstosses an Treibhausgasemissionen (ausgedrückt als CO ₂ -äquivalent) für verschiedene Stromerzeugungssysteme (Dones et al. 2004d)	394
Fig. 11.34	Entwicklung der Sicherheit in Kernkraftwerken: Vorschriften, Schweizer Kernkraftwerke und Beispiele (IAEA 1995)	396
Fig. 12.1	Potenziale und Kosten der Neuen Erneuerbaren sowie Stromsparerpotenzial in der Schweiz.	409
Fig. 12.2	Potenziale der Kernenergie in der Schweiz.	411

Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1	Erneuerbare Ressourcen weltweit [EJ/a] nach (Goldemberg 2000a).	62
Tab. 4.1	Stromproduktion in Kleinwasserkraftwerken weltweit.	75
Tab. 4.2	Stromproduktion in Schweizer Kleinwasserkraftwerken (Juni 2004).	76
Tab. 4.3	Offen stehendes Potenzial für Kleinwasserkraftwerke (<10 MW) nach (Elektrowatt 1987).	82
Tab. 4.4	Daten zu Kleinwasserkraftwerken für das Jahr 1999 und Ausbaupotenziale für die damals 15 EU-Länder (Lorenzoni et al. 2001).	84
Tab. 4.5	Daten zu Kleinwasserkraftwerken für das Jahr 1999 und Ausbaupotenziale für andere europäische Länder (Lorenzoni et al. 2001).	85
Tab. 4.7	Charakteristika beispielhafter Kleinwasserkraftwerke und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung.	91
Tab. 4.8	Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.	97
Tab. 5.1	Installierte Leistung der Ende des Jahres 2003 in den 15 Mitgliedsstaaten der EU betriebenen Windkraftanlagen (Quelle: EWEA 2004a; EWEA 2004b).	105
Tab. 5.2	Installierte Leistung der Ende des Jahres 2003 in den restlichen Ländern Europas betriebenen Windkraftanlagen (Quelle: EWEA 2004a; EWEA 2004b).	105
Tab. 5.3	Konventionelles und erweitertes Marktszenario der Windkraftanlagen weltweit bzw. in Europa [MW installierte Leistung] (Quelle: EWEA 2004a).	106
Tab. 5.4	Rotordurchmesser (D) von handelsüblichen WKA mit 1.5 MW Leistung (Quelle: EWEA 2004a).	110
Tab. 5.5	Übersicht über verschiedene Offshore-Fundamentsarten nach (EWEA 2004a).	112
Tab. 5.6	Aufteilung der ursprünglichen 110 Standorte und der kantonalen/kommunalen Standorte (Daten aus BFE/BUWAL/ARE 2004a).	116
Tab. 5.7	Windenergie-Potenziale der kantonalen/kommunalen, „prioritären“ und „übrigen“ Windpark-Standorte, wenn Vollausbau angenommen wird (Daten aus BFE/BUWAL/ARE 2004a).	116
Tab. 5.8	Technische Onshore-Potenziale in der EU-15 und in Norwegen (Quelle: EWEA 2004a).	119
Tab. 5.9	Technische Offshore-Potenziale in Westeuropa (Quelle: EWEA 2004a).	120
Tab. 5.10	Vergleich der derzeitigen Investitionskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30.	123
Tab. 5.11	Vergleich der derzeitigen Gestehungskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30	126
Tab. 5.12	Vergleich der zukünftigen Investitionskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30	127
Tab. 5.13	Vergleich der zukünftigen Gestehungskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30	130
Tab. 5.14	Vergleich der Kosten für Windstromimporte im Jahr 2020. Angaben in Rp./kWh, Originalwährungen in Klammern.	132

Tab. 5.15	Charakteristika beispielhafter Windkraftanlagen und ausgewählte, Lebenszyklusanalyse (LCA) basierte Umweltauswirkungen der Stromerzeugung.	133
Tab. 5.16	Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Windkraftanlagen.	141
Tab. 6.1	Eingeführte und demonstrierte Biomasse-Technologien.	156
Tab. 6.2	Zukünftige Biomasse-Technologien mit Schätzung über den Zeitpunkt der Technologieverfügbarkeit.	157
Tab. 6.3	Parameterannahmen für die Beispielrechnung „Holzvergasung/Gasmotor“. Ausgeführte Anlage „first-of-its-kind“ aus (Bolhar-Nordenkamp 2004).	163
Tab. 6.4	Kostenschätzung für hydrothermale Vergasung von Gülle im Massstab 2 MW.	165
Tab. 6.5	Charakteristika beispielhafter mit naturbelassenen Holzschnitzeln betriebener WKK-Anlagen und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung, Allokation nach Exergie (Bauer 2003).	167
Tab. 6.5	Ausgewählte Sachbilanzergebnisse der Ökobilanz für Strom aus Biogas nach (BMU 2004).	167
Tab. 7.1	Historische Entwicklung der Photovoltaik in der Schweiz.	179
Tab. 7.2	Produktion von verschiedenen PV-Zelltechnologien [MW] im Jahr 2003 (Maycook 2004).	185
Tab. 7.3	Entwicklung der PV-Zellen Produktion der bedeutendsten Hersteller (Maycook 2004).	187
Tab. 7.4	Übersicht über die Wirkungsgrade von verschiedenen Zelltypen, Labor- und Praxiswerte.	194
Tab. 7.5	Überblick über verschiedene Photovoltaik-Optionen nach (Energie-Spiegel 2001).	197
Tab. 7.6	Merkmale von Verfahrenstypen zur Behandlung von PV-Modulen (Sander et al. 2004).	200
Tab. 7.7	Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2020, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.26).	209
Tab. 7.8	Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2035, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.27).	209
Tab. 7.9	Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2050, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.27).	209
Tab. 7.10	Heutige Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen [Rp./kWh].	213
Tab. 7.11	Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen bei unterschiedlichen Investitionskosten im Jahr 2020 [Rp./kWh].	215
Tab. 7.12	Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen bei unterschiedlichen Investitionskosten im Jahr 2035 [Rp./kWh].	215
Tab. 7.13	Charakteristika derzeitiger Photovoltaikanlagen in der Schweiz und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung nach (Jungbluth 2003; ecoinventCentre 2003).	218
Tab. 7.14	Charakteristika zukünftiger Photovoltaikanlagen in der Schweiz und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung nach (Jungbluth 2003; ecoinventCentre 2003) für den Zeitraum 2005 – 2010.	219
Tab. 7.15	Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen.	225
Tab. 8.1	Elektrische Wirkungsgrade solarthermischer Kraftwerke in rein solarem Betrieb und solarchemischer Kraftwerke basierend auf dem Zn/ZnO-Kreislauf (rein solar und karbothermisch).	246
Tab. 8.2	Technisch nutzbares Potenzial (MW _e installierte Leistung) solarthermischer Kraftwerke. Gemäss Szenario bis 2020 und Projektion bis 2030 bzw. 2040 von (Greenpeace/ESTIA 2003); eigene Interpolation für die Jahre 2025 und 2035.	247
Tab. 8.3	Technisch nutzbares Potenzial (MW _e installierte Leistung) solarthermischer Kraftwerke. Vergleich der Prognosen von (Greenpeace/ESTIA 2003) und (IEA 2003) mit derjenigen von (Sargent & Lundy 2003).	249

Tab. 8.4	Investitions- und Stromgestehungskosten heutiger CSP Technologien: Durchschnittswerte ohne thermische Speicherung (IEA 2003) und mit thermischer Speicherung (Sargent & Lundy 2003).	251
Tab. 8.5	Geplante und vorhergesagte Kosten solarthermischer Kraftwerke: Durchschnittswerte ohne thermische Speicherung (IEA 2003) und mit thermischer Speicherung (Sargent & Lundy 2003).	252
Tab. 8.6	Kostenentwicklung solarthermischer Kraftwerke im reinen Solarbetrieb (Parabolrinnen und Solartürme).	254
Tab. 8.7	Kostenentwicklung solarchemischer Kraftwerke für Szenarien 2 und 3, ausgehend von einem Basisbeispiel (Steinfeld 2002). Ohne Strom- bzw. Wasserstoff-Transportkosten.	257
Tab. 8.8	Effizienz- und Kostenverhältnisse zwischen regenerativem Strom (Basis: 1) und regenerativem Wasserstoff für fortschrittliche Technologien (Nitsch 2002).	258
Tab. 8.9	Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken.	266
Tab. 9.1	Charakteristika geothermischer Stromproduktionsanlagen (USDOE/NREL 2001).	277
Tab. 9.2	Physikalisches Potenzial der geothermalen Wärme.	293
Tab. 9.3	Physikalisches Potenzial der geothermalen Stromproduktion.	294
Tab. 9.4	Prognostizierte Kapitalkosten.	298
Tab. 9.5	Prognostizierte Betriebs- und Wartungskosten.	298
Tab. 9.6	Aktuelle Kostenabschätzungen einer EGS-Anlage.*	299
Tab. 9.7	Erwartete Reduktionsfaktoren der Stromerzeugungskosten.	300
Tab. 10.1	Globale Übersicht über Anlagen zur Nutzung der Wellenkraft.	319
Tab. 10.2	Aktuelle Schätzungen zu Kosten der Stromerzeugung in Wellenkraftwerken.	333
Tab. 11.1	Überblick über den weltweiten Kraftwerkspark (IAEA 2004a).	345
Tab. 11.2	Überblick über die Systeme der Generation III/III+ (UIC 2004)	349
Tab. 11.3:	Vergleich der Systeme der Generation III/III+	352
Tab. 11.4	Ziele der Generation IV (GIF 2002a) * GIF entstand nach einer US-Initiative, der Generation IV Nuclear Systems Initiative. Die darin formulierten Ziele benutzten den Ausdruck „Nachhaltigkeit“ für „Umweltschonung“. In Europa und der Schweiz wird Nachhaltigkeit als Oberbegriff verstanden, der Aspekte der Umwelt, der Ökonomie und der Gesellschaft umfasst.	353
Tab. 11.5	Übersicht die Systeme der Generation IV (GIF 2002a).	354
Tab. 11.6:	Uranproduktion und Uranreserven in tU und Anteil in % am Weltmarkt (OECD/NEA 2002a, UIC 2002)	365
Tab. 11.7:	Uranreserven (OECD/NEA 2001), Reichweite auf der Basis des heutigen Verbrauches (Nutzung in thermischen Reaktoren, ohne Nutzung in Reaktoren mit schnellen Spektren)	366
Tab. 11.8:	Stofffluss im Urankreislauf (UIC 2004)	369
Tab. 11.9:	Kategorisierung der radioaktiven Abfälle nach Oberflächendosisleistung und Aktivitätskonzentration (Dones, Bauer et al. 2003)	371
Tab. 11.10:	Stand der Fonds für Stilllegung und Entsorgung der Schweizer Kernkraftwerke (Ende 2003 [Mio. CHF])	374
Tab. 11.11	Stromproduktion und Anteil Nuklearstrom (2002, IAEA, BFE)	378
Tab. 11.12	Überblick Kernenergie weltweit (2002, IAEA)	378
Tab. 11.13	Die Schweizer Kernkraftwerke: Standorte und Kapazität (Annahme Lebensdauer 50/60 Jahre)	378

Tab. 11.14 Die Szenarios (Annahme für alle Ersatzszenarios: Zusammenlegung Beznau/Mühleberg)	381
Tab. 11.15 Zusammenfassung der Szenarien	385
Tab. 11.16: Produktion der Kernenergie in der Schweiz 2002, Potenzial 2035 und 2050 für die verschiedenen Szenarien	386
Tab. 11.17 Überblick über die Erzeugungskosten heute/historisch (NEI 2004; UIC 2004)	390
Tab. 11.18 Vergleich von heutigen und zukünftigen Erzeugungskosten [1.55 CHF/EUR; 1.30 CHF/USD; 2.30 CHF/GBP]	390
Tab. 11.19 Verteuerung der Stromerzeugung bei Berücksichtigung der externen Kosten (Hirschberg & Jakob 1999)	391
Tab. 11.20 Kosten des EPR im Vergleich für Finnland (Erstinstallation; Tarjanne & Loustarinen 2002; Framatome 2003), Frankreich (Serie; Forschungsaufwand und Umweltafgaben sind Betrieb und Brennstoff zugeschlagen; DGEMP 2003) und die Schweiz (Investition und Betrieb wie Frankreich, Brennstoffkosten wie Gösgen/Leibstadt; KKG 2002; KKL 2002)	392
Tab. 11.21 Überblick über die Erzeugungskosten GEN III (Bestellungen/Schätzungen) und GEN IV (Zielwerte)	393
Tab. 11.22 Abfallvolumen der Schweizer Kernkraftwerke (PSI 2004)	395

Kapitel und Autoren

1. Hintergrund

Stefan Hirschberg

2. Zielsetzung und Rahmen der Arbeit

Stefan Hirschberg

3. Ansatz und Rahmenbedingungen

Stefan Hirschberg

4. Kleinwasserkraftwerke:

Christian Bauer und Peter Burgherr

5. Windenergie:

Peter Burgherr und Christian Bauer

6. Biomasse

Samuel Stucki, Frédéric Vogel, Serge Biollaz, Thorsten Schulz und Christian Bauer

7. Photovoltaik

Wilhelm Durisch und Christian Bauer

8. Solarthermische und – chemische Kraftwerke

Anton Meier

9. Geothermie

Warren Schenler

10. Wellenkraft

Warren Schenler

11. Neue Nuklearanlagen

Peter Hardegger und Konstantin Foskolos

12. Schlussfolgerungen

Stefan Hirschberg

Danksagung

Den folgenden Personen soll hiermit ganz herzlich dafür gedankt werden, dass sie auf verschiedenste Art und Weise zur erfolgreichen Fertigstellung dieses Berichts beigetragen haben:

Dr. Michel Piot stand von Seiten des BFE jederzeit als Ansprechpartner zur Verfügung und gab konstruktive Anregungen.

BFE-Programmleiter und andere Mitarbeiter des BFE standen für Diskussionen zur Verfügung und gaben mit Ihren Kommentaren nützliche Hinweise, die zum Schlussbericht beitrugen.

Dr. Thomas Kohl (Geowatt AG, Zürich) hat das geothermische Kostenmodell überprüft und in fruchtbaren Diskussionen wertvolle Informationen beigetragen.

Prof. Dr. Alexander Wokaun (Paul Scherrer Institut, Villigen) trug mit seinem Engagement, seinen Kommentaren und seiner Hilfestellung zur Lösung diverser Sachfragen erheblich zur Fertigstellung des Berichts bei.

Prof. Dr. Aldo Steinfeld und Prof. Dr. Robert Palumbo (Paul Scherrer Institut, Villigen) waren aufmerksame Leser des Teils solarthermische und -chemische Stromerzeugung und jederzeit zu fruchtbaren Diskussionen bereit.

Dipl. Ing. Roberto Dones (Paul Scherrer Institut, Villigen) bot wertvolle Hilfestellung für den Teil Neue Nuklearanlagen.

Zusammenfassung

Auftrag und Rahmen der Arbeit

Das PSI untersuchte im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie (BFE) die Potenziale und Kosten der Stromerzeugung aus „Neuen“ Erneuerbaren Energiequellen und neuen Nukleartechnologien in der Schweiz. Dies ist Teil der laufenden Aktualisierung der Energieperspektiven, welche die Periode bis 2035 sowie einen ungefähren Ausblick bis 2050 umfasst.

„Neue“ erneuerbare Energieträger und die Kernenergie unterscheiden sich grundlegend hinsichtlich ihrer Charakteristika, dem Grad der Marktreife, wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit und öffentlicher Wahrnehmung. Es gibt jedoch zumindest ein gemeinsames Merkmal: beide stellen wichtige Beiträge zur Klimaschutzpolitik dar. Die vorliegende Arbeit untersucht, wie gross diese Beiträge im Zusammenhang mit der Schweizer Stromproduktion innerhalb der nächsten 30-40 Jahre sein könnten, welche Kosten bei den verschiedenen Varianten erwartet werden können und welche punktuellen Hindernisse überwunden werden müssen, bevor das Mögliche auch realisiert werden kann.

Der Rahmen der betrachteten Optionen zur Stromerzeugung wurde vom BFE definiert. Folgende erneuerbare Energiesysteme werden behandelt: Kleinwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, solarthermische und solarchemische Stromerzeugung, Geothermie und Wellenkraft. Bei der Windenergie werden sowohl die einheimische Produktion, als auch der Import von Windstrom berücksichtigt; solarthermische und solarchemische Stromerzeugung sowie Wellenkraft beziehen sich ausschliesslich auf Potenziale für den Import. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt jedoch im Bereich der einheimischen Stromerzeugung.

Grosses Augenmerk wurde auch auf die jeweiligen Technologien und deren Fortschritte innerhalb des Untersuchungszeitraums dieser Studie gelegt.

Diese Arbeit beinhaltet keine Modellierungen, die zur Entwicklung von ökonomischen Potenzialen unter bestimmten Rahmenbedingungen und unter expliziter Berücksichtigung von Massnahmen, welche die Marktdurchdringung der Varianten von Interesse erleichtern könnten, führen würden. Die erreichten Resultate könnten jedoch für solche Entwicklungen und Anwendungen genutzt werden.

Vorgehen

Im Laufe dieses Projekts wurden die folgenden Arbeiten durchgeführt:

1. Selektion der in Frage kommenden Technologien.

Die jeweiligen Technologien wurden auf Basis von verfügbarem Wissen und Literatur ausgewählt. Aus praktischen Überlegungen wurde die Auswahl im Rahmen von Potenzialen und Kosten auf jene Technologien beschränkt, welche als repräsentativ betrachtet wurden.

2. Literaturstudien zu Potenzialen und Kosten; Herstellung von Kontakten zu Personen und Institutionen, welche über relevante Informationen verfügen; Sammlung von Informationsmaterial.

Die relevante Literatur wurde systematisch studiert. Im Verlauf des Projekts wurden ausgewählte Organisationen und Personen kontaktiert, welche über Fachwissen auf den entsprechenden Gebieten verfügen. Dies beinhaltet externe Kontakte ebenso wie PSI-internes Fachwissen innerhalb von Gruppen, welche sich mit der Entwicklung spezifischer Technologien beschäftigen.

3. Bestimmung der wichtigsten Systemcharakteristika und Festlegung von Lernkurven (wenn möglich).

Die wichtigsten Parameter der einzelnen Systeme wurden ermittelt und zusammengefasst. In Fällen, in denen genügend Erfahrung vorhanden ist, wurden Lernkurven für die Weiterentwicklung der Technologien untersucht und festgelegt.

4. Analyse von technologiespezifischen Eigenschaften, welche fördernden oder hindernden Charakter aufweisen, und die in Zukunft realisierbaren Potenziale beeinflussen.

Dies kann ökologische Fragestellungen betreffen, aber auch Aspekte, welche die soziale Akzeptanz beeinflussen. Der Einfluss einer möglichen zukünftigen Internalisierung von externen Kosten auf die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit einzelner Energieträger wurde untersucht.

5. Integration

Die Ergebnisse der einzelnen Aufgabengebiete werden integriert und im Schlussbericht zusammengefasst. Ein entscheidender Aspekt ist die Sicherstellung einer vernünftigen Konsistenz und Ausgewogenheit zwischen den Evaluationen der einzelnen Optionen, und zwar unter Berücksichtigung der Unterschiede im Kenntnisstand und den Unsicherheiten, welche mit der Beurteilung verbunden sind.

Neue Erneuerbare Energien

Aktuelle Situation in der Schweiz

Die gesamte Schweizer Stromproduktion betrug im Jahr 2003 65'266 GWh, wobei 57.3% aus erneuerbaren Quellen stammten. Basierend auf der Schweizer Statistik für erneuerbare Energien stammen 97.4% der erneuerbaren Stromproduktion aus Wasserkraftwerken, während die „Neuen“ erneuerbaren Quellen etwa 1.4% beitrugen. Für Kleinwasserkraftwerke existiert keine eigene Statistik, diese sind im Beitrag der Wasserkraft enthalten. Fig. 1 zeigt eine detaillierte Aufschlüsselung der Schweizer Stromproduktion.

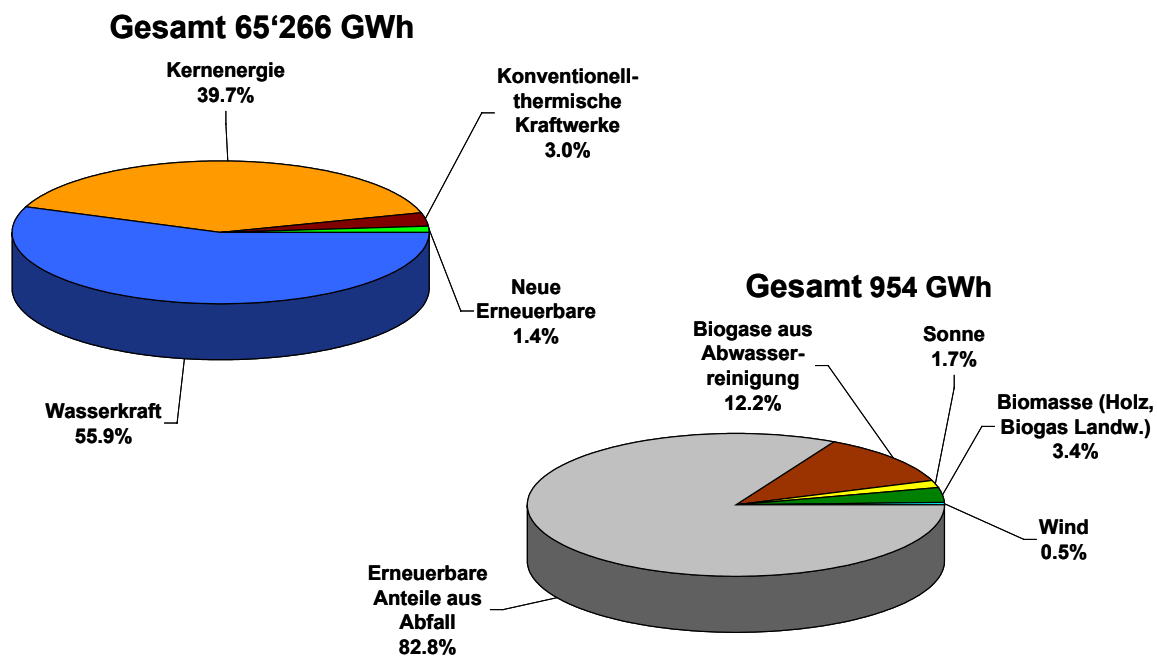


Fig. 1 Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2003.

Die aktuelle Politik zielt darauf ab, bis ins Jahr 2030 einen Anteil von 10% an der gesamten Schweizer Stromversorgung aus „Neuen“ erneuerbaren bereitzustellen. Das wird so verstanden, dass sich dieses Ziel auf den heutigen Stromverbrauch bezieht und damit rund 5'500 GWh/a entspricht.

Potenziale der Erneuerbaren - Allgemeines

Die erneuerbaren Ressourcen sind im Vergleich zum Energieverbrauch sehr gross. Dies gilt sowohl aus theoretischer wie auch aus technischer Sicht, wobei das Ausmass der zukünftigen Nutzung hauptsächlich von der ökonomischen Performance der Technologien zur Nutzung dieser Ressourcen abhängen wird. Die maximal verfügbaren Ressourcen, d.h. die auf lange Sicht nutzbaren Energieressourcen werden als **theoretisches Potenzial** bezeichnet. Die erneuerbaren Ressourcen gewinnen für die Energieversorgung an Bedeutung, sobald Nachfrage besteht und geeignete Technologie für deren Umwandlung und Nutzung entwickelt ist. Die Abschätzung des **technischen Potenzials** berücksichtigt daher technologische und verfahrenstechnische Kriterien.

Kleinwasserkraftwerke

Die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken stellt in der Schweiz eine ökonomisch und vor allem ökologisch interessante Option dar. Im Hinblick auf eine breit gestreute Elektrizitätsversorgung sowie auf eine Forcierung der erneuerbaren Energieträger sollte das noch offen stehende Potenzial so weit wie möglich genutzt werden. Die heutige Stromerzeugung von etwa 3400 GWh/a sollte in Kraftwerken <10 MW in natürlichen Gewässern etwa auf 5600 GWh/a erhöht werden können, wobei die Stromgestehungskosten grossteils bei etwa 10-25 Rp./kWh liegen dürften. Das maximal verfügbare Ausbaupotenzial bei Trink- und Abwasserkraftwerken ist weit geringer und wird mit ca. 120 GWh/a (5-23 Rp./kWh) bzw. knapp 50 GWh/a (9-85 Rp./kWh) abgeschätzt. Die meist über den derzeitigen Marktpreisen liegenden Kosten dürften bei einer entsprechenden Vermarktung als „Ökostrom“ kein Hindernis darstellen. Falls entsprechende ökologische Begleitmassnahmen zum Erhalt der Ökosysteme bei Renovierung und Neubau der Anlagen konsequent umgesetzt werden, so sprechen die im Vergleich zu anderen Energieträgern vorteilhaften ökologischen Eigenschaften deutlich für die Realisierung des Potenzials. Generell soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass sowohl die Stromkosten als auch die Einflüsse auf lokale Ökosysteme sehr stark von den jeweiligen Kraftwerksstandorten abhängen und jeweils im Einzelfall abgeschätzt werden sollten.

Die vorliegenden Daten zum Potenzial und zu den heutigen Kosten sollten relativ verlässlich sein, da ausgereifte Technologie zum Einsatz kommt und in der Schweiz langjährige Erfahrung mit Kleinwasserkraft vorhanden ist. Das heisst allerdings auch, dass die Möglichkeiten zur Senkung der Anlagenkosten im Allgemeinen relativ gering sind. Geringere Stromkosten sind vor allem durch eine Reduktion der Betriebskosten mittels Automatisierung möglich.

Tab. 1 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken^a.

^a Referenzen in den Tab. 1 bis 5 sind in den entsprechenden Kapiteln aufgeführt.

Tab. 1 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.

Physikalische und technische Potenziale	Umwandlung von in einer Wasserströmung enthaltenen Energie in elektrischen Strom			
Physikalisches Potenzial	Keine Angabe			
Technisch realistisch erschliessbares Potenzial [GWh/a]	2004	2020	2035	2050
Natürliche Gewässer <10 MW	3'422	4'700	5'600 ^a 6'800 ^b 4'200 ^c	5'600 ^d
<1 MW	781	860	920	960 ^e
<300 kW	300	380	420	450 ^e
Trinkwasserkraftwerke	65	120	155 ^e	175
Abwasserkraftwerke	5	15	25 ^e	50
Dargebot	stark ortsabhängig			
Stand der Technik	aktuelle Technik ist weit gehend ausgereift			
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 4.5 stark ortsabhängig			
Technik	Wasserturbinierung zur Stromerzeugung			
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung			
Wirkungsgrad	2005	2020	2035	2050
relativ konstant, da ausgereifte Technologie	0.70-0.85	0.72-0.87	0.74-0.89	0.75-0.90
Marktreife	marktreif, Grossserie			
Lebensdauer	30 Jahre (Trinkwasser-, Abwasserkraftwerk) 80 Jahre (Fluss- und Speicherkraftwerk)			
Stromkosten [Rp./kWh] (siehe auch Tab. 4.6, Fig. 4.11 und Fig. 4.14)	2005	2020	2035	2050
	Diese Werte stellen grobe Abschätzungen dar und sollen als Anhaltspunkte dienen. Für Einzelanlagen sind die Kosten stark standortspezifisch.			
Trinkwasserkraftwerke	5-23	4.5-21	4.2-19	4-18
Abwasserkraftwerke	9-85 ^f	8-77	7-70	6.5-65
Hoch- und Niederdruckkraftwerke < 10 MW	5-24 ^g	4.5-21	4.2-20	4-19
40 kW - 2.2 MW	10-30 ^h	8-26	7-24	6-23
<300 kW	> 16	> 14	> 13	> 12
Picokraftwerke <40kW	15-45	13-37	12-33	11-30
Pico-Alpkraftwerk	40-100	35-85	32-78	30-75
Periphere Investitionen	Keine weiteren			
Lernkurven	vgl. Kap. 4.4.2, insbesondere Fig. 4.14			
Planungsdauer	Standortsspezifisch; 2-4 Monate Lizenzierung, 1-8 Monate Planung, 1- 2 Monate Bewilligungen			
Typische Betriebskosten	Standortsspezifisch; zwischen 1 und 10% der Investitionskosten; Anteil an den Stromgestehungskosten rund 10%-40%			

a (Elektrowatt 1987), bei Gestehungskosten von etwa 14-22 Rp./kWh.

b (Lorenzoni et al. 2001), ohne ökonomischen und ökologischen Einschränkungen realistisch erschliessbar.

c Schätzung nach (Lorenzoni et al. 2001), unter ökonomischen und ökologischen Einschränkungen realistisch erschliessbar.

d Dieser Wert wird hier als praktisch realisierbares Potenzial angenommen. Der Zeitrahmen der Verwirklichung hängt stark von den Rahmenbedingungen ab.

e Nach Angabe von Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraft, entspricht dieser Zubau wirtschaftlich und ökologisch interessanten Teil des Ausbaupotenzials (14.6.2004). Je nach Rahmenbedingungen kann dieses Potenzial auch deutlich früher oder später realisiert werden.

f ca. 50% des Potenzials weisen Gestehungskosten von <20 Rp./kWh auf (Chenal et al. 1995) (siehe Kap.4.4.1).

g bestehende Anlagen; keine Unterteilung in Leistungskategorien.

h Durchschnittswerte für Neubau und Renovierung bestehender Anlagen.

Windenergie

Gegenwärtig beträgt der Anteil der Windkraftanlagen an der gesamten Stromerzeugung von gut 950 GWh/a aus erneuerbaren Energien (ohne Kleinwasserkraft) nur ungefähr 0.5%. Verschiedene Studien haben gezeigt, dass in der Schweiz bis 2050 ein realistisches technisches Windkraftpotenzial in der Grössenordnung von etwa 1150 GWh/a aus Windparks vorhanden ist. Dieses verteilt sich auf 96 Standorte, wobei die meisten im Jurabogen sowie in den Voralpen und Alpen identifiziert wurden. Aus Einzelanlagen, welche ebenfalls die Kriterien des Konzepts Windenergie Schweiz erfüllen, könnten zusätzliche 2850 GWh/a Windstrom produziert werden. Um die Zielsetzungen von Energie Schweiz von 50-100 GWh/a für 2010 und 200 GWh/a für 2020 zu erreichen, genügt bereits ein teilweiser Ausbau des Potenzials von 316 GWh/a an den 16 kantonalen/kommunalen und 12 „prioritären Standorten. Bis 2035 erscheint eine Zunahme auf rund 600 GWh/a möglich, und bei einem Vollausbau aller Windparkstandorte bis ins Jahr 2050 könnte das Gesamtpotenzial von 1150 GWh/a ausgeschöpft werden.

Was die Gestehungskosten anbelangt, so kann derzeit nur in der Anlage Mont Crosin Ost mit 12 Rp/kWh zu einigermaßen konkurrenzfähigen Preisen Windstrom produziert werden, während die anderen Anlagen zum Teil deutlich über dem Einspeisetarif von 15 Rp/kWh liegen. Obwohl die Windenergie technologisch etabliert ist, besteht ein Potenzial für Verbesserungen sowie Kostenreduktionen, vor allem da in der Schweiz bisher mit Ausnahme des Mont Crosin keine grösseren Anlagen gebaut wurden. Für 2020 können durchschnittliche Gestehungskosten im Bereich von 12.9-14.3 Rp/kWh erwartet werden, für 2035 zwischen 12.0-13.8 Rp/kWh, während für 2050 nur noch eine geringfügige Reduktion auf etwa 11.6-13.8 Rp./kWh zu erwarten ist.

Im Allgemeinen sind jedoch weder ein Mangel an geeigneten Standorten noch die Kosten ein limitierender Faktor betreffend der zukünftigen Entwicklung der Windkraft in der Schweiz. Als ein viel grösseres Hindernis für den weiteren Ausbau haben sich die regelmässig wiederkehrenden Einsprachen von Windkraftgegnern aus Gründen des Landschaftsschutzes und des Naturschutzes erwiesen. Insgesamt sind in der Schweiz zur Zeit Projekte im Umfang von rund 20 MW blockiert. Generell können die Umweltauswirkungen bei sorgfältiger Planung jedoch als gering eingestuft werden.

Was die zukünftige Verfügbarkeit von Windstromimporten betrifft, so können zwar Szenarien zur Abschätzung dieses Potenzials entwickelt werden, ob und in welchem Umfang ein Import ab dem Jahr 2020 aber eine mögliche Option darstellt, hängt weit gehend von den politischen Rahmenbedingungen ab. Ein weiterer kritischer Faktor ist, dass heutige Abschätzungen darauf hindeuten, dass die Preise für den Windstromimport nicht viel tiefer sein dürften als jene für die Produktion in der Schweiz.

Tab. 2 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in Windkraftwerken.

Tab. 2 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Windkraftanlagen.

Physikalische und technische Potenziale	Umwandlung von Luftströmung (Wind) in elektrischen Strom; Typischerweise beginnt die Stromproduktion ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3.5-4 m/s
Physikalisches Potenzial	$9.2 \cdot 10^9$ GWh/a ¹ (BFE/BUWAL/ARE 2004b)
Integriertes Potenzial in der Schweiz	Nennleistung 5.35 MW; Stromproduktion 5.4 GWh/a (Ende 2003)
Technisch realistisch erschliessbares Potenzial in der Schweiz	<i>Szenario (BFE/BUWAL/ARE 2004a; BFE/BUWAL/ARE 2004b):</i> 1150 GWh/a aus Windparks (728 WKA an 96 Standorten) 2850 GWh/a aus Einzelanlagen (Referenz-WKA mit Nennleistung 1250 kW) <i>Szenario (Horbaty 2004):</i> 1470 GWh/a (Referenz-WKA mit Nennleistung 1750 kW) bis 1680 GWh/a (Referenz-WKA mit Nennleistung 2000 kW) <i>Für detailliertere Angaben vgl. Kap. 5.3.2</i>
Dargebot	Stark standortspezifisch; variiert zwischen ca. 750 und 2000 Volllaststunden/a; gute Windbedingungen im Jurabogen und oberhalb von 800 m Seehöhe
Stand der Technik	Horizontalachsige Windturbinen mit 2 oder 3 Rotorblättern mit einer heute kommerziell angebotenen Nennleistung von 600 kW bis 3 MW (Onshore) bzw. bis zu 5 MW (Offshore); Rotordurchmesser Onshore: 40 m – 95 m Turmhöhe Onshore: 40 m – 120 m Rotordurchmesser Offshore: 80 m – 125 m Turmhöhe Offshore: 60 – 100 m
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 5.5 stark ortsabhängig
Technik	Horizontalachsige Windkraftanlage
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung
Wirkungsgrad (zeitliche Entwicklung)	20%-35% (annähernd konstant, ausgereifte Technologie)
Marktreife	Marktreif
Lebensdauer	20 Jahre (Teile 40 Jahre)
Kosten (zeitliche Entwicklung)	Derzeit CH: 12-20 Rp./kWh (Mt. Crosin 600-850 kW) 50-60 Rp./kWh (Grenchenberg 150 kW) bis max. 90 Rp./kWh (Kleinanlage) Zukunft CH² (2020): 12.9-14.3 Rp/kWh (2035): 12.0-13.8 Rp/kWh (2050): 11.6-13.8 Rp/kWh Derzeit DE: Onshore: 7.8-20.2 Rp/kWh Zukunft DE (2020): Onshore: 4.7-12.4 Rp/kWh Derzeit Europa: Onshore: 6.2-7.8 Rp/kWh (sehr gute Standorte) 9.3-12.4 Rp/kWh (durchschnittl. Standorte) Offshore: 7.8-18.6 Rp/kWh Zukunft Europa : Onshore: (2020): 3.8-10.4 Rp/kWh (2035): 3.5-9.0 Rp/kWh Offshore: (2020): 6.1-14.6 Rp/kWh Importkosten (2020): Gesamt 7.7-14.9 Rp./kWh

Periphere Investitionen	Netzanschluss: Onshore: 14% der Investitionskosten (Europa) 20% der Investitionskosten (CH) Offshore: 25% der Investitionskosten(Europa)
Planungskosten	Onshore: 2.5% der Investitionskosten (Europa) Offshore: 4% der Investitionskosten(Europa)
Planungsdauer	Bis 1 Jahr (ohne Einsparungen)
Typische Betriebskosten	Onshore: 2-5% der Anlagekosten Offshore: 5-7.5% der Anlagekosten
Lernkurven	Kostenreduktionspotenziale: bis 2010: 15% 2011-2025: 10% 2026-2050: 0% (Millais & Teske 2004)

¹ Entspricht der Energie der bewegten Luftmasse bis ca. 300 m über Boden über der gesamten Fläche der Schweiz.

² Diese Kosten werden wohl vorrangig an den 16 kantonalen/kommunalen und 12 „prioritären“ Windpark-Standorten erreichbar sein, welche ein Potenzial von ungefähr 316 GWh/a umfassen. Für die „übrigen“ Standorte dürfte diese Schätzung jedoch zu optimistisch sein. Gemäss (Horbaty 2004) liegen die durchschnittlichen Gestehungskosten im Jahr 2020 bei ca. 13 Rp/kWh, also etwa im gleichen Bereich, wenn man annimmt, dass nur Anlagen von 2000 kW Nennleistung gebaut werden, um das Potenzial von rund 1.7 TWh auszuschöpfen. Die Spannweite der Gestehungskosten reicht trotzdem von 8 Rp/kWh an den besten Standorten bis zu 20 Rp/kWh an den weniger geeigneten Standorten.

Biomasse

Aufgrund der grossen Bandbreite von Optionen zur Biomassenutzung und beschränkter Ressourcen konnte der Bereich Biomasse nicht in sehr umfassender Weise behandelt werden. Der Schwerpunkt in diesem Teil lag in der Identifizierung und Präsentation der technologischen Möglichkeiten und Trends bei der Stromerzeugung aus Biomasse. Das ökologisch nutzbare Biomassepotenzial in der Schweiz lässt eine deutliche Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse zu. Einerseits sind Steigerungen der Mengen der für die energetische Nutzung geeigneten Biomassesortimente zu erwarten, andererseits wird die Entwicklung der Umwandlungstechnologien den Verstromungswirkungsgrad um einen Faktor 2 bis 3 steigern können, wodurch sich das Stromerzeugungspotenzial entsprechend erhöht.

In Fig. 2 sind die Wirkungsgradbereiche der Verfahren zur Produktion von Strom aus holzartiger Biomasse zusammengefasst. Die schraffierten Bereiche geben den Streubereich der aus verschiedenen Veröffentlichungen ermittelten Daten. Zweierlei lässt sich unschwer aus der Figur ableiten: Der Wirkungsgrad der Verstromung ist eine Funktion der Anlagengrösse, wobei dies besonders deutlich bei den am breitesten eingeführten Dampfprozessen zum Ausdruck kommt.

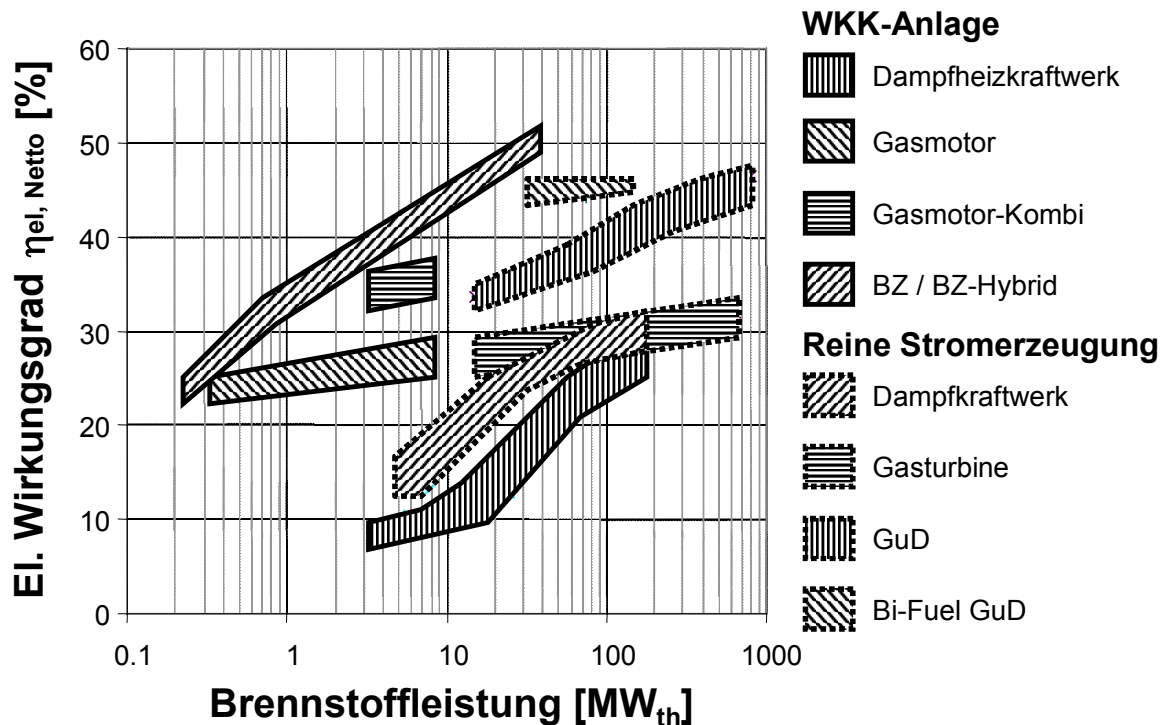


Fig. 2 Zusammenfassende Darstellung heutiger und in Zukunft erwarteter elektrischer Wirkungsgrade von mit trockener Biomasse (Holz) gefeuerten Stromerzeugungsanlagen.

In der vorliegenden Studie wird von zwei Szenarien für die Markt- bzw. Technologieentwicklung ausgegangen. Im so genannten WKK-Szenario gehen wir davon aus, dass Biomasse schwergewichtig in WKK-Anlagen genutzt wird. Dabei werden die Anlagen wegen dem erwarteten abnehmenden Wärmebedarf tendenziell kleiner und deren elektrischer Wirkungsgrad grösser. Die Stromgestehungskosten in diesem Szenario werden höher als im zweiten untersuchten Szenario sein, welches die Stromproduktion maximiert. Im so genannten Strom-Szenario wird die Entwicklung in Richtung grössere Anlagen gehen. Die Massstabsvergrösserung und die sich ergebenden Möglichkeiten der Hybridisierung mit fossilen Stromerzeugungsanlagen (z.B. Koppelung mit einem Kombikraftwerk auf der Basis Erdgas) lassen für dieses Szenario stärker sinkende Kosten erwarten.

Die Kostenentwicklung hängt zum einen von der Kostenentwicklung in der Landwirtschaft bzw. Forstwirtschaft ab, zum anderen von den Entsorgungsgebühren, welche für die Verwertung von Abfällen erhoben werden können. Die Kostenentwicklung für die Umwandlungstechnologien hängt zu einem grossen Teil (mind. 50%) von den Entwicklungen in der Nutzung von fossilen Ressourcen ab. Insbesondere hängen die Einsatzmöglichkeiten der Brennstoffzellentechnologien davon ab, ob sich diese auf dem Markt der fossilen Stromerzeugung bzw. WKK durchsetzen werden.

Photovoltaik

Weltweit wächst die kumulativ installierte PV-Leistung im langjährigen Durchschnitt mit 21.6%, in der Schweiz mit 15.3%. Ende des Jahres 2003 betrug die in der ganzen Schweiz installierte PV-Gesamtleistung etwa 21 MW_p. Das Potenzial ist in nächster Zukunft nicht durch die zur Verfügung stehende Fläche beschränkt, da schon auf den am besten geeigneten Dachflächen PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp 11 GW_p installiert werden könnten, was einer Stromproduktion von 9.4-13.7 TWh entsprechen würde. Die tatsächliche Elektrizitätserzeugung hängt also hauptsächlich von der Geschwindigkeit der Markteinführung ab. Um die breite Markteinführung zu beschleunigen, sind eine zeitlich beschränkte Anschubfinanzierung und ebenso ein an die Schweizer Verhältnisse angepasstes Elektrizitätseinspeisegesetz notwendig.

Die Stromgestehungskosten in der Schweiz betragen derzeit je nach Technik und Standortgüte etwa 34-89 Rp./kWh. Dabei weisen kleine Dachanlagen im Mittelland mit 68-89 Rp./kWh die höchsten Kosten auf. Diese reduzieren sich in den Alpen auf 48-63 Rp./kWh. Würden Grossanlagen in den Alpen errichtet, so könnten damit in der Schweiz die geringsten Stromgestehungskosten erzielt werden, nämlich 34-44 Rp./kWh. Im Mittelland würden die Kosten rund 48-62 Rp./kWh betragen. Im Jahr 2020 wird für kleine Dachanlagen im Mittelland mit Stromkosten von 44-51 Rp./kWh gerechnet, in alpinen Regionen mit 28-37 Rp./kWh. Im Jahr 2035 könnten bei den gleichen PV-Systemen die Stromkosten im Mittelland im Bereich von 32-42 Rp./kWh liegen, in den Alpen bei 23-30 Rp./kWh.

Das technologische Entwicklungspotenzial und damit das Kostenreduktionspotenzial ist noch längst nicht ausgeschöpft. Weitere Forschungs- und Entwicklungsmittel sind dazu erforderlich, insbesondere zur Entwicklung neuer billigerer Halbleitermaterialien mit höheren Wirkungsgraden und einfacheren, Energie sparenderen und kostengünstigeren Herstellungsprozessen. Aber auch die Umsetzung in technisch optimierte Produkte und Systeme muss vorangetrieben werden. Durch Massenproduktion von Komponenten sollen die Herstellungskosten weiter gesenkt werden.

International geht der Trend heute teilweise in Richtung zentraler Grosskraftwerke. In Deutschland werden derzeit mehrere grössere PV-Kraftwerke im Bereich von 2 bis 18 MW_p geplant und gebaut. Auch in der Schweiz könnte der Bau grösserer Kraftwerke in den Alpen wieder in Betracht gezogen werden. Alpenstandorte haben den Vorteile eines signifikant höheren jährlichen Sonnenenergieangebots, ausserdem ist der Winteranteil der Stromproduktion mehr als doppelt so hoch ist wie im Mittelland. Der grosse Nachteil von Grossanlagen an alpinen Standorten ist, dass dagegen massiver Widerstand aufgrund von Landschaftsschutzaspekten zu erwarten ist.

Tab. 3 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in PV-Anlagen.

Tab. 3 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen.

Physikalische und technische Potenziale	Direkte Umwandlung von Solarstrahlung in Elektrizität		
Physikalisches Potenzial			
Integriertes Potenzial in der Schweiz (Ende 2003)	Installierte Leistung: 21 MW _p (davon 18 MW _p im Netzverbund, 3 MW _p Inselanlagen) Stromproduktion: 16.7 GWh (davon 15.2 GWh im Netzverbund, 1.5 GWh Inselanlagen)		
Technisch erschliessbares Potenzial	Installierte Leistung	Stromproduktion	
Dachanlagen 46 km ^{2 a}	10.9 GW _p	9.4-13.7 TWh/a ^b	
138 km ^{2 c}	k.A.	15 TWh/a ^d	
Fassadenanlagen 52 km ^{2 c}	k.A.	3 TWh/a ^d	
Realisierung abhängig vom Wachstum [TWh/a]	2020	2035	2050
Hoch	0.234-0.350	1.84-2.76	6.96-9.78
Moderat	0.120-0.168	0.73-1.02	3.19-4.48
Linear	0.034-0.048	0.080-0.112	0.194-0.272
Einstrahlung	1000-1400 kWh/m ² a (Schweizer Mittelland und Alpentäler)		
Stand der Technik	Kontinuierliche Weiterentwicklung		
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 7.5 Treibhausgasemissionen: ca. 65 g (CO ₂ -Äq./kWh) für Dachanlagen		
Technik	Direkte Umwandlung von Solarstrahlung in Elektrizität		
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung		
Wirkungsgrad (Abhängig vom Zelltyp; handelsübliche Module)	2004 8-16%	2020 12-20%	2035 16-24% ^e 2050 20-28% ^e
Marktreife	marktreif, in Grossserie erhältlich		
Lebensdauer	25-30 Jahre		
Kosten [Rp./kWh] (Schweizer Mittelland)	2004	2020	2035 2050
Dachanlagen 1-10 kW _p	68-89	44-51	32-42 k.A. ^f
Grossanlagen >500 kW _p	48-62	31-36	22-29 k.A. ^f
	Starke Abhängigkeit vom Zinssatz (hier 3-6%); Details siehe Tab. 7.10 (2004), Tab. 7.11 (2020), Tab. 7.12 (2035)		
Periphere Investitionen	Keine weiteren		
Planungskosten	Ca. 8% der Investitionskosten		
Planungsdauer	Einige Monate		
Typische Betriebskosten	Vernachlässigbar		
Lernkurven	Die Modulkosten, welche etwa 50% der Kosten der Gesamtanlage ausmachen, zeigen eine exponentielle Abnahme. Details zur zukünftigen Kostenreduktion siehe Fig. 7.35 bzw. Kap. 7.4		

- a Dies stellt die verfügbare Dachfläche mit einer Güte (Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) von mindestens 90% dar.
- b Eigene Berechnung mit Jahresertrag von 893-1250 kWh/kW_p. Welche Anteile davon in den Referenzjahren 2020, 2035 und 2050 realisiert sein werden, hängt von der Einföhrungsgeschwindigkeit ab. In Kap. 7.3.3 und 7.3.4 sind dazu verschiedene Szenarien erstellt.
- c Dies stellt die verfügbare Gebäudefläche mit einer Güte (Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) von mindestens 80% dar.
- d (Haas et al. 2002).

- e Falls es bis dahin zu einem revolutionären Sprung in der Technologieentwicklung kommt, können die resultierenden Wirkungsgrade auch deutlich höher sein. Die hier angegebenen Werte stellen Extrapolationen der Entwicklung in der Vergangenheit dar.
- f Bis ins Jahr 2050 ist ein Sprung in der technologischen Entwicklung, welcher möglicherweise zu deutlich geringeren Modulkosten und höheren Wirkungsgraden führt, leicht möglich. Extrapolationen für die Stromkosten anhand der heute handelsüblichen Module können über einen so langen Zeitraum daher nicht seriös vorgenommen werden. Es wird auf eine Angabe verzichtet.

Solarthermische und -chemische Kraftwerke

Solarthermische Stromerzeugung

Der Stromimport aus solaren Kraftwerken im Mittelmeerraum stellt für die Schweiz als Bestandteil des Portfolios erneuerbarer Energien längerfristig eine interessante Option dar. Im Vordergrund steht dabei zweifellos die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken zur direkten Einspeisung des Solarstroms ins Elektrizitätsnetz. Etwa ab dem Jahr 2030 könnte der Stromimport mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeergebiet einen wichtigen Beitrag zum europäischen Strom-Mix leisten. Für Deutschland wird etwa erwartet, dass im Jahr 2050 in der Mittelmeerregion 9 GW_e installierter Leistung für den Import aus solarthermischen Kraftwerken zur Verfügung stehen könnten. Solarthermische Kraftwerke können an guten Standorten ohne Energiespeicher etwa 2000 bis 3000 Stunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb arbeiten. Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten von heute rund 0.14-0.26 Rp./kWh_e. Wenn die vorhandenen Kostensenkungspotenziale der anstehenden globalen Markteinführung realisiert werden, können diese Kosten innerhalb des kommenden Jahrzehnts halbiert werden.

Solarchemische Stromerzeugung

Solarchemische Kraftwerke bieten die Möglichkeit zur flexiblen Speicherung der Sonnenenergie in Energieträgern wie Wasserstoff oder Zink, woraus nach Bedarf Strom für stationäre oder mobile Anwendungen erzeugt werden kann. Im Gegensatz zu in solarthermischen Kraftwerken verwendeten thermischen Wärmespeichern erlaubt Zink eine äusserst flexible Speicherung auch über längere Zeit. Die geringfügig höheren Kosten dürften somit angesichts der ständigen Verfügbarkeit des Solarstroms akzeptabel sein. Längerfristig könnte in Solarkraftwerken im Mittelmeerraum sauberer Wasserstoff für den Export nach Mitteleuropa produziert werden.

Tab. 4 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika und Indikatoren zur Stromerzeugung in solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken im Mittelmeerraum und den Strom- bzw. Wasserstofftransport in die Schweiz.

Tab. 4 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken.

Physikalische und technische Potenziale von solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken	Umwandlung von konzentrierter Solarstrahlung in elektrischen Strom und /oder Energieträger wie Wasserstoff bzw. Zink. Nutzung der direkten Solarstrahlung (DNI). Mindestanforderung: DNI > 1700-1750 kWh/m ² /a. Breitengrad < 35-40°				
Physikalisches Potenzial Schweiz Mittelmeerraum	4.8·10 ⁷ GWh _e /a (CH Stromverbrauch 5.5·10 ⁴ GWh _e /a in 2003) 1.3·10 ⁶ TWh _e /a (Weltstromverbrauch 13.93·10 ³ TWh _e /a in 2001)				
Technisch erschliessbares Potenzial (GW _e)	1990	2005	2020	2035	2050
Schweiz (nur bedingt, teuer)	0	0	(0.3)	(0.3)	-
Mittelmeerraum (für Stromimport)	0	0.1	7	91	-
Welt maximal	0.4	0.5	5-20 21	25-150 260	100- 1200
Technisch erschliessbares Potenzial (TWh _e /a)	1990	2005	2020	2035	2050
Schweiz (nur bedingt, teuer)	0	0	(0.4)	(0.4)	-
Mittelmeerraum (für Stromimport)	0	0.22	17.5-21	250	-
Welt maximal	0.84- 1.12	1.12- 2.25	12.5- 63.0	68- 1456	300- 6960
Dargebot (Vollbenutzungsstunden)	1990	2005	2020	2035	2050
Standortabhängig (nur gute Standorte)					
Schweiz (max.)	-	-	(1250)	(1375)	-
ohne TS ^a	2100	2250	2500	2750	3000
mit TS ^a	-	-	3000	5600	5800
Hybrid	2800	4500	-	-	-
Stand der Technik <i>Solarthermische Technologie:</i> Parabolrinnen + Rankine Cycle Solarturm + Rankine Cycle + TS ^a (Salzschmelze) Paraboloid + Stirling-Motor <i>Solarchemische Technologie:</i> Turmreflektor + Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Solarofen + Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	SEGS (30-80 MW _e) Solar Two (10 MW _e) EuroDish (10 kW _e) SOLZINC (0.5 MW _{th}) PSI/ETHZ (10 kW _{th})				
Technik (nächste Technologieentwicklung) <i>Solarthermische Technologie:</i> Parabolrinnen + Rankine Cycle (SEGS) + TS ^a Parabolrinnen + GuD (ISCCS) + TS ^a Solarturm + Luftreceiver + Rankine Cycle + TS ^a Paraboloid + Stirling-Motor <i>Solarchemische Technologie:</i> Turmreflektor + Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Solarturm + Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	2006 (AndaSol: 50 MW _e) ca. 2007 2006 (PS10: 10 MW _e) ca. 2010 ca. 2008 (SOLZINC 10 MW _{th}) ca. 2010 (PSI/ETHZ, 0.5 MW _{th})				
Wirkungsgrad ^c (%)	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Solarthermische Technologie:</i>	-	14	20-25	23-28	25-30
Parabolrinnen	9-14	14	15-18	-	-
Solarturm	7-8	13-16	17-20	-	-
Paraboloid	-	23	-	-	-
<i>Solarchemische Technologie:</i>	-	-	9-22	10-24	11-25
Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b)	-	-	6-17	7-19	8-20
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	-	-	-	-	-

Marktreife <i>Solarthermische Technologie:</i> Parabolrinnen Solarturm Paraboloid <i>Solarchemische Technologie:</i> Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	Marktreif, Einführungsphase Markterprobt (354 MW _e); betriebssicher verfügbar Demonstriert (10 MW _e) Prototyp (10 kW _e) Forschungsphase Pilotanlagen bis 500 kW _{th} Testanlagen bis 10 kW _{th}				
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 1.5				
Lebensdauer	25-30 Jahre				
Planungsdauer	Standortsspezifisch; im Bereich von Monaten				
Investitionskosten (USD/kW _e)	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Solarthermische Technologie:</i> (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	3000	4800-9100	2200-3600	1300-3000	800-2600
<i>Solarchemische Technologie:</i> Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) (Szenario 2; flexible Speicherung)	-	-	1950-3750	1500-2950	1200-2350
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b) (Szenario 3; flexible Speicherung)	-	-	2900-5950	2450-4750	2000-3850
Typische Betriebskosten (US\$/kWh _e)	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Solarthermische Technologie:</i> (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	3.0-3.5	1.0-3.3	0.3-1.4	-	-
<i>Solarchemische Technologie:</i> Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b)	-	-	3-7	2-4	1-2
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	-	-	5-10	3-6	2-3
Stromkosten (USD/kWh _e) ohne Transport	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Solarthermische Technologie:</i> (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	0.16-0.20	0.099-0.143	0.033-0.062	0.023-0.052	0.015-0.044
<i>Solarchemische Technologie:</i> Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) (Szenario 2; flexible Speicherung)	-	-	0.17-0.31	0.11-0.19	0.07-0.11
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b) (Szenario 3; flexible Speicherung)	-	-	0.26-0.49	0.17-0.31	0.11-0.18
Transportkosten <i>Stromtransport (Szenarien 1 und 2)</i> <i>Wasserstofftransport (Szenario 3)</i>	< 0.01 EUR/kWh _e pro 1000 km 3000 km: 0.015-0.02 EUR/kWh _e 3000 km: 0.01-0.015 EUR/kWh				
Demontageaufwand (USD/kW)	unbekannt				
Lernkurven	vgl. Kap.1.4; speziell Fig. 1.9 und Fig. 1.10				
Begründung	Technische Verbesserungen durch F&E; Komponenten- und Anlagengrösse; Massenanfertigung; Einsparungen bei O&M.				

^a TS = Thermische Speicherung; ^b BZ = Brennstoffzelle; ^c Elektrischer Jahressystemwirkungsgrad

Geothermie

In der Schweiz existiert ein *sehr* grosses Potenzial zur geothermalen Stromerzeugung aus heissem Tiefengestein. Der hauptsächliche Vorbehalt liegt in den bestehenden Unsicherheiten in Bezug auf die Qualität der Ressource und die prognostizierten Kosten der Stromerzeugung. Die potenzielle Ressource ist jedoch so umfangreich, dass auch eine grosse Unsicherheit in deren genauem Umfang relativ unbedeutend ist. Auf der anderen Seite könnten Unsicherheiten bezüglich der Kosten ausschlaggebend dafür sein, ob die geothermale Stromerzeugung von Interesse sein wird.

Basierend auf einem für diese Studie entwickelten Modell kann man erkennen, dass die durchschnittlichen Kosten von sieben Hauptfaktoren abhängen: vom geothermalen Gradienten, dem

vorgegebenen Potenzial zur Schaffung von Permeabilität, der nachträglichen hydraulischen Rissbildung, von der Bohrtiefe und deren Durchmesser, von der Flussrate des Fluids sowie von Wärmeverlusten im Fluidsystem und der Stromerzeugungsanlage. Fig. 3 zeigt eine Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf parametrisierte Weise. Jeder Faktor wurde einzeln relativ zum Ausgangswert der Referenzstudie des US Department of Energy verändert. Alle Kurven für die einzelnen Parameter kreuzen sich bei 100%, wo alle Parameter ihre Referenzwerte haben. Jede Kurve reflektiert also die Variation eines einzelnen Faktors, während alle anderen Parameter konstant beim Ausgangswert gehalten werden. Diese Sensitivitätsanalyse wurde mit der Referenztechnologie des Jahres 2010 gemacht, nicht jene der Jahre 2020 oder 2030.

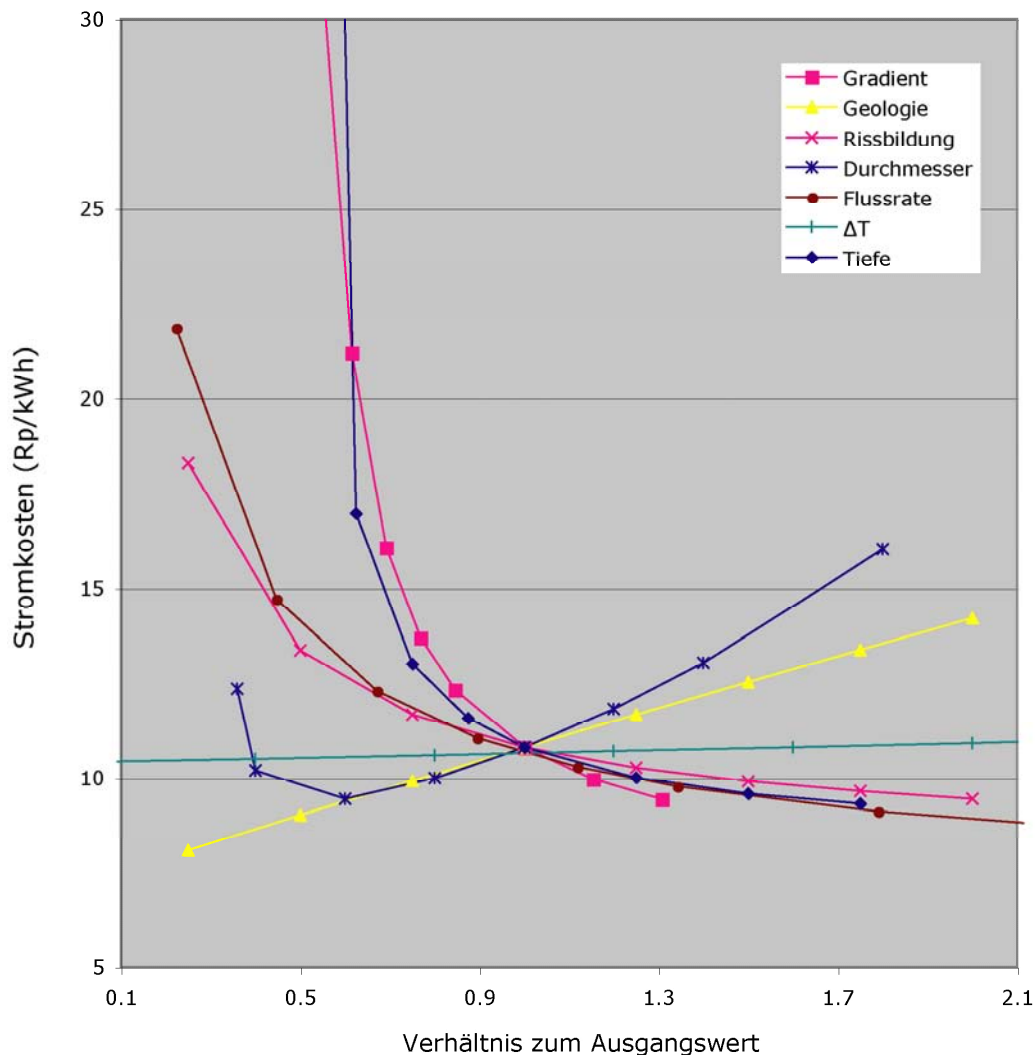


Fig. 3 Sensitivitätsanalyse der geothermalen Stromgestehungskosten für einzelne Parameter.

Fig. 3 macht deutlich, dass die durchschnittlichen geothermalen Stromgestehungskosten am stärksten mit Veränderungen beim Temperaturgradienten und bei der Bohrtiefe reagieren. Die nächst wichtigsten Faktoren sind die Flussrate und die erforderliche Rissbildung. In der Reihe abnehmender Bedeutung folgen die geologische Permeabilität und der Durchmesser der Bohrung. Der am wenigsten einflussreiche Parameter ist schliesslich die Temperaturabnahme zwischen oberem Ende des Bohrlochs und dem Kraftwerk. Zwar können fünf dieser Parameter direkt kontrolliert werden, der Gradient und die potenzielle Permeabilität sind allerdings nur durch eine geeignete Standortwahl zu beeinflussen.

Die entscheidenden kostenbezogenen Unsicherheiten sind die geologischen Daten der Ressourcen (besonders eine Kartierung geothermaler Gradienten, die Permeabilität und die Sättigung des Gesteins sowie das vorgegebene Spannungsfeld im Gestein, das die Rissbildung unterstützen kann) und die damit verbunden Kapitalkosten (insbesondere Bohrkosten). Die in der vorliegenden Studie durchgeführten Abschätzungen lassen den Schluss zu, dass die zukünftigen Stromgestehungskosten im Bereich von 7-15 Rp./kWh liegen könnten.

Wellenkraft

Die Wellenkraftressource ist von signifikantem Ausmass, aber im Vergleich zu einigen anderen erneuerbaren Ressourcen nicht übermässig gross. Die Kosten erscheinen viel versprechend, basieren jedoch bisher auf einer sehr geringen Anzahl von betriebenen Anlagen. Es könnte sich jedoch heraus stellen, dass die heutigen Schätzungen zu optimistisch sind. Insgesamt scheinen die Chancen für einen substanziellen Stromimport aus Wellenkraftwerken in die Schweiz nicht allzu gross.

Zusammenfassende Anmerkungen zu den Perspektiven der „Neuen“ Erneuerbaren

Ökologie - Die ökologische Performance der erneuerbaren Energieträger ist grossteils gut. Einige Aspekte, beispielsweise lokale ökologische Auswirkungen mancher Kleinwasserkraftwerksprojekte könnten jedoch problematisch sein. Konventionelle, dezentralisierte Biomasse-Technologien weisen relativ hohe Partikelemissionen auf. Die gesamte Energiekette der Photovoltaik verursacht relativ grosse Mengen an nicht radioaktivem Abfall und abhängig von der Technologie kann bei der Herstellung auch eine korrekte Handhabung von relativ grossen Mengen an toxischen Substanzen erforderlich sein. Parallel zur fortschreitenden technologischen Entwicklung der „Neuen“ Erneuerbaren besteht auch im Hinblick auf diese Aspekte erhebliches Potenzial für Verbesserungen.

Akzeptanz - Erneuerbare Energieträger weisen grundsätzlich eine hohe öffentliche Akzeptanz auf. Dies gilt auch für die Windenergie, was die Akzeptanz im Allgemeinen betrifft. Auf lokaler Ebene kann jedoch starker Widerstand gegen konkrete Windkraftprojekte auftreten, da diese immer wieder Opposition aufgrund von Landschaftsschutzaspekten ausgesetzt sind.

Marktreife - Die Entwicklungsgrade der verschiedenen hier untersuchten Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung unterscheiden sich sehr deutlich. Kleinwasserkraft ist eine ausgereifte Technologie; Windenergie ist technologisch etabliert – Potenzial für weitere Verbesserungen ist aber vorhanden; Photovoltaik, Solar- und Geothermie sind aufkommende Technologien, welche ein deutliches Verbesserungspotenzial aufweisen.

Allgemeine Einschränkungen zum Import von erneuerbaren Energien - Die Grundvoraussetzung für den Stromimport aus Windkraft-, solarthermischen oder Wellenkraftwerken ist das Vorhandensein von ausreichenden Übertragungskapazitäten in die Schweiz. Für Länder, welche sich für eine derartige Elektrizitätserzeugung in einer guten Position befinden, wird die Priorität auf der Deckung des eigenen Bedarfs liegen. Das hat zur Folge, dass der Zugang zu solchen Importen in Zukunft höchst unsicher ist.

Relativ hohe Kosten als Hindernis für eine deutliche Ausweitung - Trotz der zu erwartenden Fortschritte, welche zu Kostenreduktionen führen werden, kann davon ausgegangen werden, dass die auf „Neuen“ erneuerbaren Energieträgern basierende Stromerzeugung in der Schweiz deutlich teurer bleibt als die Grundlast-Stromproduktion in grossen Wasser- oder Kernkraftwerken.^a Dasselbe gilt auch im Vergleich zu fossilen Energieträgern, insbesondere zu Gas, ausser wenn sich der Anstieg der Brennstoffpreise fortsetzt. Eine Internalisierung der externen Kosten würde die Wettbewerbsfähigkeit der „Neuen“ erneuerbaren Energieträger erhöhen, nicht jedoch im Vergleich zu grossen Wasser- und

^a Basierend auf früheren Arbeiten des PSI ist die Wettbewerbsfähigkeit der „Neue“ Erneuerbaren bei der Wärmebereitstellung aus ökonomischer Sicht deutlich besser als bei der Stromerzeugung. Das hat grössere ökonomische Potenziale zur Folge.

Kernkraftwerken und wahrscheinlich nicht ausschlaggebend im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Wie in den meisten Kapiteln der „Neuen“ Erneuerbaren erwähnt, hängt deren Expansion beim heutigen Entwicklungsstand vom Vorhandensein und der Höhe eines Einspeisetarifs ab (derzeit 15 Rp./kWh). Das Ausmass der Unterstützung ist eine politische Frage. Der Umstand, dass erneuerbare Technologien weiterentwickelt werden müssen, um höhere Wirkungsgrade und tiefere Kosten zu erreichen, bleibt bestehen. Je nach Stand der Technik muss eine andere Phase im Entwicklungszyklus unterstützt werden. Angewandte oder grundlagenorientierte Forschung, Pilot- und Demonstrationsanlagen, Einführung und – wo sinnvoll – Unterstützung im Markt.

Erreichen der Zielvorgaben - Das Ziel eines Beitrags von 10% um das Jahr 2030 (in Bezug zum derzeitigen Stromverbrauch) aus „Neuen“ Erneuerbaren, inkl. Kleinwasserkraft und Biomasse, erscheint technisch machbar. Im Wesentlichen beinhalten diese 10% grosse Teile der realistischen Potenziale für Kleinwasser- und Windkraft, substanzielle Beiträge von Biomasse und Geothermie sowie einem relativ kleinen Beitrag von Photovoltaik. Da sich die Geothermie heute in der Entwicklungsphase befindet, muss deren Beitrag bis zu einem gewissen Mass als spekulativ angesehen werden. In diesem Zusammenhang werden Kleinwasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 1 MW berücksichtigt. Falls hier Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW eingerechnet würden, könnten die Beiträge „Neuer“ Erneuerbarer auf mehr als 10% erhöht werden, und das trotz der gleichzeitig möglichen geringeren Beiträge von Biomasse und Geothermie. In diesem Zusammenhang sollte auch angemerkt werden, dass der Anteil von 10% bei einem weiterhin steigenden Stromverbrauch – wie es dem Trend in der Vergangenheit entspricht – in relativem Mass deutlich geringer ausfallen würde.

Fig. 4 zeigt das optimistisch-realistische Potenzial zur Stromerzeugung von „Neuen“ Erneuerbaren in der Schweiz für das Jahr 2035 und die jeweiligen Kosten. Zum Vergleich wird auch das Stromsparerpotenzial, basierend auf früheren Ergebnissen der BFE Energieperspektiven, gezeigt. Das Stromsparerpotenzial übertrifft das von „Neuen“ Erneuerbaren (auch wirtschaftlich), die Realisierung erweist sich jedoch als schwierig.

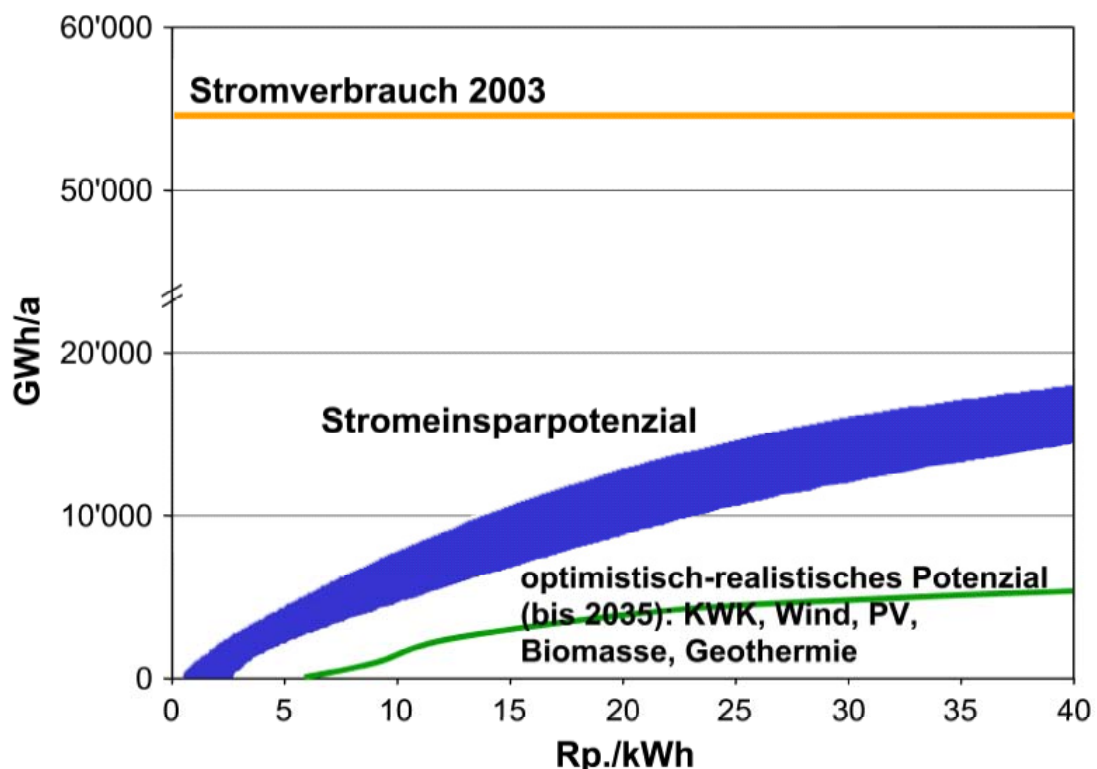


Fig. 4 Potenziale und Kosten der Neuen Erneuerbaren sowie Stromsparerpotenzial in der Schweiz.

Kosten - Würde der Beitrag von 10% um das Jahr 2035 realisiert, so würden im Vergleich zu auf Gas oder Kernenergie basierender Stromerzeugung (auf heutigem Kostenniveau) um etwa 0.5 Mrd. CHF pro Jahr höhere Produktionskosten resultieren. Für diese Berechnung wurden für den Strom aus erneuerbaren Energieträgern durchschnittliche Produktionskosten von 15 Rp./kWh angenommen.

Kernenergie

Heutige Situation in der Schweiz

In der Schweiz trägt die Kernenergie etwa 40% zur gesamten Stromproduktion bei und liegt damit über dem europäischen Durchschnitt von 33%. Die fünf Anlagen weisen eine Gesamtleistung von 3.2 GW_e auf und verfügen zusammen über eine kumulierte Betriebserfahrung von 140 Jahren. Die jährliche Verfügbarkeit liegt bei über 90%.

Als Folge der Ablehnung der Volksinitiativen „Ausstieg“ und „Moratorium+“ stellt die Kernenergie auch in Zukunft eine Option dar. Das neue Kernenergiegesetz (KEG 2005) soll Anfang 2005 in Kraft gesetzt werden. Die Erteilung einer Rahmenbewilligung für neue Kernkraftwerke durch Bundesrat und Bundesversammlung ist neu dem fakultativen Referendum unterstellt (Art 48 KEG).

Evolutionärer Trend in der Technologieentwicklung: Generation III/III+

Basierend auf der Generation II wurde in den 90er-Jahren eine neue Generation von Reaktoren gebaut. Die Konzepte der Generation III/III+ basieren auf den Technologien der Generation II und sind entweder evolutionär (weiterentwickelt) oder innovativ (neu) und zeichnen sich durch Verbesserungen in den Bereichen Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenschonung aus.

Erhöhte Sicherheit:

- Passive Sicherheitselemente, die keine aktiven Steuerelemente oder menschliche Betriebseingriffe zur Verhinderung von schweren Unfällen im Falle einer Fehlfunktion benötigen, sondern auf Schwerkraft, natürlicher Konvektion, elektrischem oder physischem Widerstand oder physikalischen Temperaturgrenzen basieren.
- Inhärent sichere Merkmale, die kritische Betriebszustände verunmöglichen.
- Erheblich reduzierte Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzfalls (10^{-6} /Reaktor*a) und einer relevanten Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung (10^{-7} /Reaktor*a).
- Erhöhte Redundanz durch Diversität und räumliche Trennung der Sicherheitssysteme
- Minimale Belastung der Umgebung (z.B. mehrfache Containments).

Verbesserte Wirtschaftlichkeit:

- Standardisierte Konstruktionen
- Verkürzung der Bauzeit
- Einfachere Konstruktion, einfacher bedienbar, resistenter gegen Fehlmanipulationen
- Höhere Verfügbarkeit und längere Lebensdauer

Schonung der Ressourcen:

- Bessere Ausnutzung des Brennstoffes
- Reduktion der Abfälle

Langzeitperspektive der Technologieentwicklung: Generation IV

Die mit der Generation III/III+ weit gehend ausgeschöpfte Weiterentwicklungsfähigkeit bestehender Reaktorkonzepte und der natürliche Rhythmus der Ablösung der Generationen führen dazu, dass in 20-30 Jahren eine Nachfolgegeneration der heute fortschrittlichen Reaktoren nötig wird. In Anbetracht der notwendigen Innovationstiefe und des Umfanges dieser Aufgabe ist klar geworden, dass die Ziele für eine erfolgreiche Zukunft der Kernenergie nur erreicht werden können, wenn grundsätzlich neue Konzepte umgesetzt werden, wenn heute mit den notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten begonnen wird, wenn die Arbeiten international bzw. global koordiniert vorangetrieben werden, und wenn die Ressourcen fokussiert eingesetzt werden. Um die Zukunft der Kernenergie gemeinsam zu planen und die Entwicklung der Generation IV zu koordinieren, haben sich 2001 neun Länder unter der Bezeichnung Generation IV International Forum, kurz GIF, zusammengefunden. Die Schweiz trat dem GIF 2002 bei, 2003 stiess EURATOM als 11. Mitglied dazu.

Ziel der Generation IV Entwicklung sind Reaktoren mit erheblich verbesserter Sicherheit, mit geringem Brennstoffbedarf und Abfall, mit hoher Proliferationsresistenz sowie mit erheblich verbesserter Wirtschaftlichkeit.

Nachhaltigkeit:	Geringerer Ressourcenverbrauch Verminderung von Menge und Radiotoxizität des Abfalls
Wirtschaftlichkeit:	Standardisierung, vereinfachter Betrieb
Sicherheit:	Passive Sicherheit, physischer Schutz
Proliferation:	Verbesserte Resistenz

Zusätzlich sollen die Systeme der Generation IV neben der Stromproduktion vermehrt auch eine Anwendung in neuen Sektoren ermöglichen. Im Vordergrund steht dabei ein Einsatz als Kombikraftwerk bzw. die Produktion von Prozesswärme, welche insbesondere für die Wasserstoffproduktion genutzt werden könnte.

Aus über Hundert analysierten Systemen wurden in einem umfangreichen Bewertungs- und Selektionsverfahren sechs Systeme zur weiteren Vertiefung ausgewählt. Die Generation IV Planung rechnet je nach System mit Prototypen zwischen 2020 und 2030 und mit Beginn der Kommerzialisierung zwischen 2030 und 2040.

Wegen der langen Planungs- und Bauphasen beim Ersatz der bestehenden Kraftwerke, kommt die Generation IV für den Ersatz in Gösgen (2038) kaum in Frage. Für Leibstadt (2044) könnte ein solches Werk in Betracht gezogen werden.

Technisches Potenzial

Bei Nutzung der derzeitigen Standorte und Verwendung des European Pressurized Water Reactor (EPR) als Referenzanlage zum Ersatz der heute betriebenen Kraftwerke kann der heutige Anteil der Kernenergie im Schweizer Strommix (40%) beibehalten werden, auch im Fall von einer mässig steigenden Stromproduktion. Falls beim Ersatz von Leibstadt bereits ein Reaktor der Generation IV einsatzbereit ist, könnte dieser Anteil sogar auf 50% gesteigert werden. Fig. 5 zeigt drei verschiedene Szenarien der zukünftigen Potenziale der Kernenergie in der Schweiz. Das erste Szenario besteht aus der Nutzung des heutigen Potenzials an den bestehenden Standorten. Im zweiten Szenario werden an den bestehenden Standorten die Möglichkeiten neuer Kraftwerkstypen ausgeschöpft. Dadurch erhöht sich das Potenzial gegenüber heute deutlich, da Leistung der neuen Reaktoren höher ist. Im dritten Szenario wird davon ausgegangen, dass Leibstadt durch ein Kraftwerk der Generation IV ersetzt werden kann, was wegen des höheren Wirkungsgrades noch einmal eine Vergrösserung des Potenzials zur Folge hat.

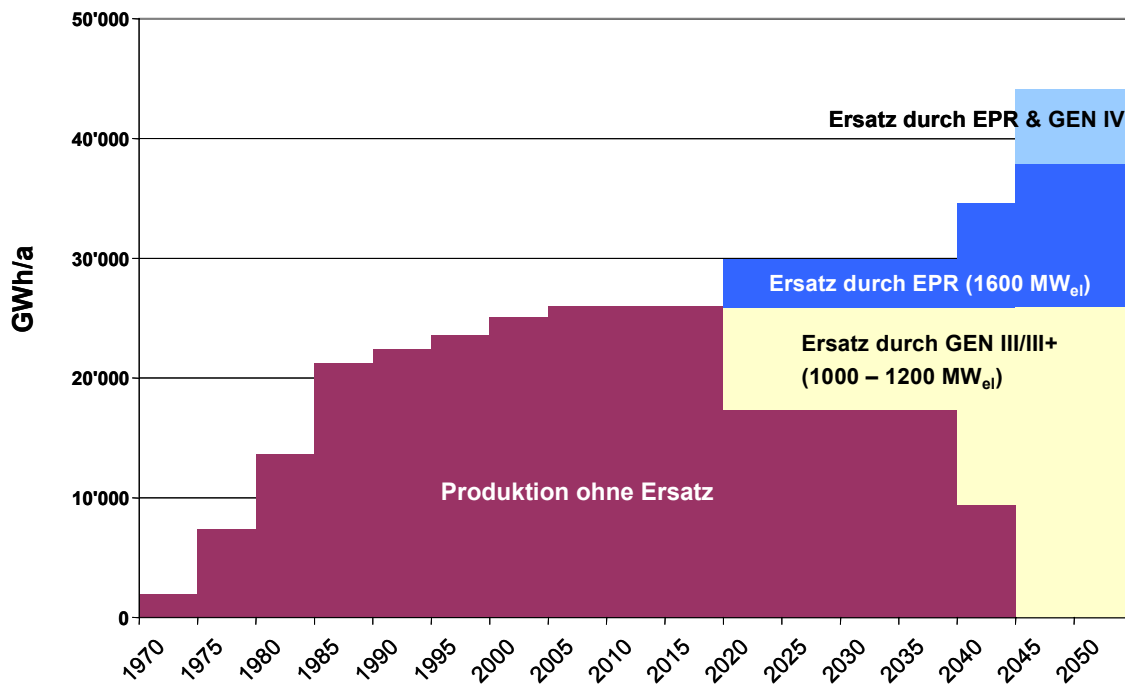


Fig. 5 Potenziale der Kernenergie in der Schweiz.

- Kosten

Für die neuen Technologien liegen noch sehr unterschiedliche Angaben vor. Als konkretes Beispiel wird hier der EPR (Offerte/Bestellung Finnland) herangezogen. Für Bestellungen von Serien werden Kostenvorteile beim Bau von ca. 20 % erwartet, was sich je nach Kostenstruktur in 5-10% tieferen Erzeugungskosten niederschlägt. Ausgehend von den Erzeugungskosten des finnischen EPR von 3.7 Rp./kWh ergibt dies mittelfristig Erzeugungskosten von 3.0-3.5 Rp./kWh. Die Generation III/III+ hat damit das Potenzial, die Kosten gegenüber heute (4.5 Rp./kWh) um 20-30% zu senken. Für die Schweiz muss primär wegen höheren Entsorgungskosten mit etwas höheren Erzeugungskosten von 4.1-5.2 Rp./kWh gerechnet werden.

Tab. 5 stellt die Werte für den EPR in Finnland, den Berechnungen für den EPR in Frankreich und den daraus abgeleiteten Werten für eine denkbare Realisierung eines EPR in der Schweiz gegenüber. Die Werte können geringfügig variieren, je nach angenommener Betriebsdauer und internationalen Wechselkursen.

Tab. 5 Kosten des EPR im Vergleich für Finnland, Frankreich (Serie) und die Schweiz (Investition und Betrieb wie Frankreich, Brennstoffkosten wie Gösgen/Leibstadt)

EPR		Finnland (Erste)	Frankreich (Serie)		Schweiz (Serie)	
Leistung	MW _e	1600	1600		1600	
Lebensdauer	y	40	60		60	
Zinssatz	%	5	5	8	5	8
Baukosten (inkl. Bauzinsen)	Mia CHF	4.7	3.7	4.2	3.7	4.2
Spezifische Baukosten	CHF/kW _e	3000	2400	2600	2400	2600
Kapitalkosten	Rp./kWh	2.1	2.0	2.7	2.0	2.7
Betriebskosten	Rp./kWh	1.1	0.8	1.0	0.8	1.0
Brennstoffkosten	Rp./kWh	0.5	0.7	0.9	1.3	1.5
Gestehungskosten total	Rp./kWh	3.7	3.5	4.6	4.1	5.2

Für die Generation IV sind bisher erst Zielwerte bekannt. Es werden Kostenvorteile im Betrieb von 10-20% und beim Bau von 20-30% anvisiert. Daraus lassen sich Erzeugungskosten von 2.5-3.5 Rp./kWh ermitteln. Gegenüber heute sollen diese Kraftwerke also die Erzeugungskosten um 20-45% reduzieren. Gegenüber der Generation III/III+ liegt der Kostenvorteil zwischen 0% und knapp 30%.

Eine zukünftige CO₂-Abgabe und/oder Internalisierung der externen Kosten würde auf die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie positiv wirken.

- Akzeptanz

Die öffentliche Akzeptanz spielt für die künftige Entwicklung der Kernenergie eine zentrale Rolle. Langfristig und international dürfte es entscheidend sein, dass keine grösseren Störfälle auftreten, welche die Bevölkerung verunsichern. In der Schweiz sind der Bedarfsnachweis und der Entsorgungsnachweis Voraussetzung für eine Rahmenbewilligung. Das Vertrauen in die Sicherheit, die Lösung der Entsorgungsfrage und mögliche Alternativen dürften die Referenden, die für jedes Kraftwerk gefordert sind, entscheidend beeinflussen. Die Fortschritte der neuen Nukleartechnologie in Richtung einer deutlichen Limitierung der maximalen Auswirkungen hypothetischer schwerer Unfälle und in Richtung einer Reduzierung der notwendigen Einschlusszeiten der Abfälle könnten das öffentliche Vertrauen erhöhen. Einen grossen Einfluss auf die Akzeptanz der Kernenergie dürfte zudem die Wirtschaftslage haben. Allerdings ist heute schwer zu beurteilen, ob eine gute oder schlechte Wirtschaftslage die Akzeptanz verbessert.

Résumé

Mandat et cadre du travail

Mandaté par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), l'IPS a étudié les potentiels et les coûts de la production d'électricité à partir des «nouvelles» sources d'énergies renouvelables et des nouvelles technologies nucléaires en Suisse. Cette étude fait partie intégrante de l'actualisation en cours qui comprend les perspectives énergétiques jusqu'en 2035 ainsi que des perspectives approximatives jusqu'en 2050.

Les «nouveaux» agents énergétiques renouvelables et l'énergie nucléaire se différencient à la base quant à leurs caractéristiques, à leur degré de maturité pour le marché, à leur compétitivité économique et à leur perception par le grand public. Il existe toutefois une caractéristique commune: tous deux représentent une contribution importante à la politique de protection du climat. Le présent travail a pour objet d'étudier l'importance potentielle de cette contribution pour la production suisse d'électricité dans les 30 à 40 prochaines années, le montant probable des coûts en fonction des différentes variantes, ainsi que les obstacles ponctuels à surmonter avant que le potentiel ne devienne réalité.

Les options prises en considération pour la production de courant ont été définies par l'OFEN. Voici les énergies renouvelables qui seront traitées: la petite hydraulique, l'énergie éolienne, le photovoltaïque, l'héliothermie, les réacteurs solaires, la géothermie et l'énergie des vagues. La production indigène et l'importation sont prises en compte pour l'énergie éolienne, alors que pour le courant issu de l'héliothermie, de réacteurs solaires, ou encore de l'énergie des vagues, seuls les potentiels de l'importation ont été considérés. L'essentiel du travail est toutefois consacré au domaine de la production indigène d'électricité.

Dans la présente analyse, l'attention a également porté sur les technologies en question ainsi que sur leurs développements pendant la période d'étude.

Ce travail ne comporte pas de modélisations susceptibles de développer des potentiels économiques dans des conditions déterminées et en tenant compte des mesures susceptibles de faciliter la pénétration du marché par les variantes intéressantes. Les résultats obtenus pourraient néanmoins servir à ce genre de développements et d'applications.

Processus

Les travaux suivants ont été réalisés:

1. Sélection des technologies prises en compte

Les technologies en question ont été choisies sur la base des connaissances actuelles et de la bibliographie à disposition. Pour des considérations pratiques, le choix en matière de potentiels et de coûts s'est limité aux technologies considérées comme représentatives.

2. Etudes bibliographiques concernant les potentiels et les coûts; établissement de contacts avec des personnes et institutions disposant d'informations pertinentes; collecte de matériel d'information

La bibliographie pertinente a fait l'objet d'une étude systématique. En cours de projet, des organisations et personnes disposant de connaissances spécifiques dans les domaines en question ont été sélectionnées et contactées. En l'occurrence, il s'agit aussi bien de contacts externes que de l'utilisation de connaissances techniques de l'IPS (groupes s'occupant du développement de technologies spécifiques).

3. Définition des caractéristiques principales du système et fixation des courbes de référence (dans la mesure du possible).

Les paramètres les plus importants des différents systèmes ont été déterminés et résumés. Pour les cas où l'on dispose de suffisamment d'expérience, des courbes de référence ont été analysées et définies en vue du futur développement des technologies.

4. Analyse des propriétés technologiques spécifiques qui présentent un caractère encourageant ou gênant et qui influencent les potentiels réalisables à l'avenir

Peuvent être concernés certains problèmes écologiques, ainsi que des aspects qui influencent l'acceptation par la population. Les répercussions d'une éventuelle future prise en compte des coûts externes sur la compétitivité économique de divers agents énergétiques ont fait l'objet d'un examen.

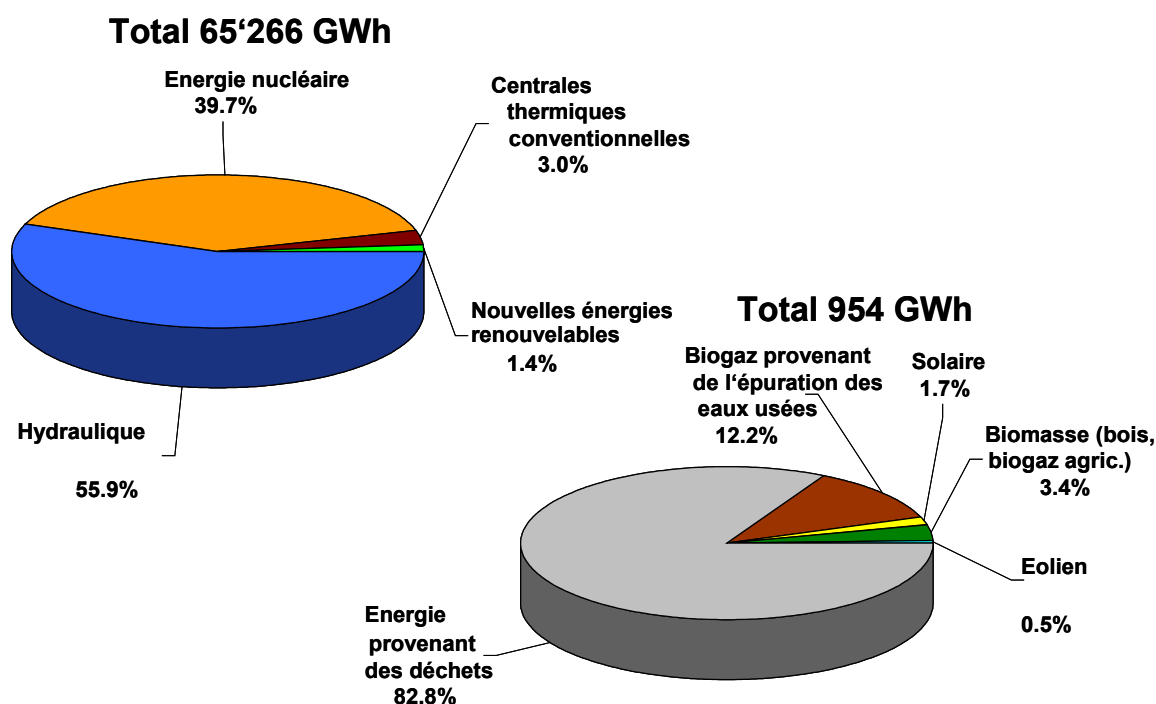
5. Intégration

Les résultats des différents domaines ont été intégrés et résumés dans le rapport final. Un aspect déterminant est la garantie d'une cohérence et d'un équilibre raisonnables entre les évaluations des diverses options, tout en tenant compte des différences du niveau de l'état des connaissances et des incertitudes liées à l'évaluation.

Nouvelles énergies renouvelables

Situation actuelle en Suisse

En 2003, la production globale d'électricité en Suisse s'est élevée à 65'266 GWh, dont 57.3% provenaient de sources renouvelables. Selon la Statistique suisse sur les énergies renouvelables, 97.4% de la production renouvelable d'électricité provenait de centrales hydroélectriques, alors que la part des «nouvelles» sources renouvelables ne représentait qu'environ 1.4%. Il n'existe pas de statistique particulière pour les petites centrales hydroélectriques, qui sont intégrées dans la contribution globale des centrales hydroélectriques. Le *graphique 1* montre la répartition détaillée de la production suisse d'électricité.



Graphique 1 Production suisse d'électricité en 2003.

L'objectif de la politique actuelle est que la contribution des «nouvelles» énergies renouvelables à la production globale d'électricité en Suisse s'élève à 10% d'ici 2030. Il y a lieu de relever que cet objectif se base sur la consommation actuelle de courant et correspond à quelque 5'500 GWh par an.

Potentiels des énergies renouvelables - Généralités

Les ressources renouvelables sont très importantes comparativement à la consommation énergétique, aussi bien du point de vue théorique que technique. Mais l'importance de leur future utilisation dépendra essentiellement des performances économiques des technologies. Les ressources maxima disponibles, c'est-à-dire les ressources énergétiques utilisables à long terme sont appelées **potentiel théorique**. Pour l'approvisionnement énergétique, les ressources renouvelables gagnent en importance dès que la demande se fait sentir et qu'une technologie se développe pour leur transformation et leur utilisation. C'est pourquoi l'estimation du **potentiel technique** tient compte des critères de la technologie et des techniques de procédés.

Petites centrales hydroélectriques

En Suisse, la production de courant dans les petites centrales hydroélectriques représente une option intéressante sur le plan économique, et surtout sur le plan écologique. Le potentiel encore existant devrait être utilisé dans toute la mesure du possible en vue d'une production d'électricité très dispersée et d'un renforcement des agents énergétiques renouvelables. La production actuelle d'électricité d'environ 3400 GWh par an dans les centrales de moins de 10 MW sur les cours d'eau naturels devrait pouvoir s'accroître jusqu'à quelque 5600 GWh par an, le prix de production se situant alors en général entre 10 et 25 cts/kWh. Le potentiel maximum d'expansion disponible pour les centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau potable et les centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau usée est bien moins important; il est estimé à environ 120 GWh par an (5 à 23 cts/kWh), et à à peine 50 GWh par an (9 à 85 cts/kWh) respectivement. Même si la plupart de ces coûts sont supérieurs aux prix actuels du marché, cela ne devrait pas constituer un obstacle si ce courant est commercialisé en tant qu'«éco-courant». Si les mesures adéquates d'accompagnement pour la sauvegarde des écosystèmes sont mises en œuvre lors de chaque rénovation d'installation ou de chaque nouvelle construction, les propriétés écologiques propices par rapport à d'autres agents énergétiques jouent nettement en faveur de la réalisation du potentiel. D'une manière générale, il y a lieu de relever qu'aussi bien les coûts de la production d'électricité que les incidences sur les écosystèmes locaux dépendent très fortement du site des différentes centrales et qu'il faudrait les évaluer de cas en cas.

Les données disponibles pour le potentiel et les coûts actuels devraient être relativement fiables, compte tenu de la technologie de pointe utilisée et de la grande expérience de la Suisse en matière de petite hydraulique. Mais cela signifie aussi que les possibilités d'abaisser les coûts des installations sont en général très limitées. C'est surtout une réduction des coûts d'exploitation grâce à l'automatisation qui pourrait légèrement diminuer le prix du courant.

Le *tableau 1* donne un aperçu général des indicateurs sur la production d'électricité dans les petites centrales hydroélectriques^a.

^a Les références des tableaux 1 à 5 figurent dans les chapitres correspondants.

Tableau 1 Caractéristiques et indicateurs pour la production d'électricité dans les petites centrales hydroélectriques.

Potentiels physiques et techniques	Conversion de l'énergie d'un cours d'eau en courant électrique			
Potentiel physique	Aucune indication			
Potentiel techniquement réalisable [GWh/a]	2004	2020	2035	2050
Cours d'eau naturels <10 MW	3'422	4'700	5'600 ^a 6'800 ^b 4'200 ^c	5'600 ^d
<1 MW	781	860	920	960 ^e
<300 kW	300	380	420	450 ^e
Centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau potable	65	120	155 ^e	175
Centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau usée	5	15	25 ^e	50
Offre énergétique	fortement dépendante du site			
Etat de la technique	la technique actuelle est une technique de pointe			
Incidences sur l'environnement	cf. chap. 4.5 fortement dépendantes du site			
Technique	Turbinage de l'eau pour produire de l'énergie électrique			
Méthode de production	Production industrielle			
Rendement	2005	2020	2035	2050
relativement constant, vu la technique de pointe	0.70-0.85	0.72-0.87	0.74-0.89	0.75-0.90
Maturité pour le marché	mûr pour le marché, grande série			
Durée de vie	30 ans (centrales sur des conduites d'eau potable ou d'eau usée) 80 ans (centrale hydroélectrique au fil de l'eau ou à accumulation)			
Coûts de la production d'électricité [cts/kWh] (voir aussi Tab. 4.6, Fig. 4.11 et Fig. 4.14)	2005	2020	2035	2050
	Ces valeurs représentent des évaluations grossières et doivent servir de points de repère. Les coûts sont fortement dépendants du site des différentes installations.			
Centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau potable	5-23	4.5-21	4.2-19	4-18
Centrales hydroélectriques sur des conduites d'eau usée	9-85 ^f	8-77	7-70	6.5-65
Centrales à haute/basse pression < 10 MW	5-24 ^g	4.5-21	4.2-20	4-19
40 kW - 2.2 MW	10-30 ^h	8-26	7-24	6-23
<300 kW	> 16	> 14	> 13	> 12
Centrales pico-hydrauliques <40kW	15-45	13-37	12-33	11-30
Centrale alpine pico-hydraulique	40-100	35-85	32-78	30-75
Investissements périphériques	aucun autre			
Courbes de référence	cf. chap. 4.4.2, en particulier Fig. 4.14			
Durée de l'élaboration du projet	dépendante du site; 2-4 mois demande de licence, 1-8 mois planification, 1- 2 mois autorisations			
Charges d'exploitation	dépendantes du site; entre 1 et 10% des frais d'investissements; contribution aux coûts de production d'électricité environ 10%-40%			

a (Elektrowatt 1987), pour des coûts de production d'environ 14-22 cts/kWh.

b (Lorenzoni et al. 2001), réalisable sans restrictions économiques ni écologiques.

c Estimation selon (Lorenzoni et al. 2001), réalisable moyennant des restrictions économiques et écologiques.

d Cette valeur est considérée comme potentiel pratiquement réalisable. Le cadre temporel de la réalisation dépend fortement des conditions.

e Selon les indications de M. Buser, directeur du programme petite hydraulique à l'OFEN, ce développement correspond à une part intéressante sur le plan économique et écologique du potentiel d'expansion (14.6.2004). Selon les conditions, ce potentiel peut aussi se réaliser beaucoup plus tôt ou plus tard.

f Env. 50% du potentiel correspondent aux coûts de production de <20 cts/kWh (Chenal et al. 1995) (voir chap. 4.4.1).

g Installations existantes; pas de subdivision en catégories selon le rendement.

h Valeurs moyennes pour nouvelle construction et rénovation d'installations existantes.

Energie éolienne

Actuellement, la contribution de l'énergie éolienne à la production globale d'électricité provenant d'énergies renouvelables, qui est de plus de 950 GWh par an (hors petite hydraulique), n'est que d'environ 0.5%. Selon diverses études, il existe en Suisse un potentiel technique réaliste d'environ 1150 GWh par an d'énergie produite par les parcs éoliens d'ici 2050. Les éoliennes se répartissent sur 96 sites, la plupart étant situées dans l'Arc jurassien ainsi que dans les Préalpes et les Alpes. Différentes installations, qui remplissent également les critères du Concept national d'énergie éolienne, pourraient produire 2850 GWh de courant éolien supplémentaire par an. Pour atteindre les objectifs de SuisseEnergie, soit 50-100 GWh par an pour 2010 et 200 GWh par an pour 2020, une extension partielle du potentiel de 316 GWh par an sur les 16 sites cantonaux/communaux et les 12 sites «prioritaires» serait déjà suffisante. Un accroissement de quelque 600 GWh par an semble possible d'ici 2035; et avec une pleine expansion de tous les parcs éoliens d'ici 2050, le potentiel global de 1150 GWh par an pourrait être réalisé.

S'agissant des coûts de production, le seul courant éolien produit actuellement à des prix à peu près concurrentiels, soit 12 cts/kWh, est celui du parc éolien de Mont-Crosin Est, alors que les prix des autres installations sont en partie nettement supérieurs au tarif d'injection dans le réseau, soit 15 cts/kWh. Bien que l'énergie éolienne soit bien implantée sur le plan technologique, un potentiel pour des améliorations et des réductions de coûts existe, d'autant plus qu'aucune installation importante n'a encore été construite en Suisse, en dehors de celle du Mont-Crosin. On peut s'attendre à des coûts moyens de production de l'ordre de 12.9 à 14.3 cts/kWh en 2020, entre 12.0 et 13.8 cts/kWh en 2035, et prévoir encore une réduction minime, jusqu'à 11.6 à 13.8 cts/kWh, pour 2050.

Cependant, d'une manière générale, ni le manque de sites appropriés ni les coûts ne constituent une entrave au développement de l'énergie éolienne en Suisse. Un obstacle bien plus important vient des oppositions sans cesse renouvelées contre des projets de construction d'éoliennes pour des raisons de protection du paysage et de la nature. A l'heure actuelle, les projets bloqués en Suisse ne représentent pas moins de 20 MW. Les incidences sur l'environnement peuvent toutefois en général être considérées comme minimales lorsque les projets ont été élaborés avec soin.

Concernant la disponibilité d'importations de courant éolien à l'avenir, il est possible de développer des scénarios pour évaluer ce potentiel; mais ce sont surtout les conditions politiques qui détermineront si, et dans quelle ampleur, une importation à partir de 2020 est une option envisageable. Un autre facteur critique est le fait que les estimations actuelles donnent à penser que les prix pour l'importation de courant éolien ne devraient pas être beaucoup plus bas que ceux de la production suisse.

Le *tableau 2* donne un aperçu général des indicateurs pour la production d'électricité dans les centrales éoliennes.

Tableau 2 Caractéristiques et indicateurs pour la production d'électricité dans les parcs éoliens.

Potentiels physiques et techniques	Conversion du courant d'air (vent) en courant électrique; pour produire de l'électricité, le vent doit souffler au moins à la vitesse approximative de 3.5-4 m/s
Potentiel physique	9.2*10 ⁹ GWh/a ¹ (OFEN/OFEFP/ARE 2004b)
Potentiel intégré en Suisse	Puissance nominale 5.35 MW; production de courant 5.4 GWh/a (fin 2003)
Potentiel techniquement réalisable en Suisse	<i>Scénario OFEN/OFEFP/ARE 2004a; OFEN/OFEFP/ARE 2004b:</i> 1150 GWh/a issus des parcs éoliens (728 éoliennes sur 96 sites) 2850 GWh/a issus d'installations isolées (éolienne de référence avec puissance nominale de 1250 kW) <i>Scénario Horbaty 2004:</i> 1470 GWh/a (éolienne de référence avec puissance nominale de 1750 kW) à 1680 GWh/a (éolienne de référence avec puissance nominale de 2000 kW) <i>Pour davantage de détails cf. chap. 5.3.2</i>
Offre énergétique	Fortement dépendante du site; varie entre env.750 et 2000 heures à pleine charge par année; conditions de vent favorables dans l'Arc jurassien et au-dessus de 800 m d'altitude
Etat de la technique	Turbines à vent à axe horizontal avec 2 ou 3 pales de rotor, avec une puissance nominale offerte aujourd'hui dans le commerce de 600 kW à 3 MW (onshore) ou jusqu'à 5 MW (offshore); Diamètre du rotor onshore: 40 m – 95 m Hauteur de la tour onshore: 40 m – 120 m Diamètre du rotor offshore: 80 m – 125 m Hauteur de la tour offshore: 60 – 100 m
Incidences sur l'environnement	cf. chap. 5.5 fortement dépendantes du site
Technique	Eolienne à axe horizontal
Méthode de production	Production industrielle
Rendement (évolution temporelle)	20%-35% (quasiment constant, technologie de pointe)
Maturité pour le marché	Mûr pour le marché
Durée de vie	20 ans (certaines parties 40 ans)
Coûts (évolution temporelle)	Actuellement CH: 12-20 cts/kWh (Mt-Crosin 600-850 kW) 50-60 cts/kWh (Mtgne de Granges 150 kW) jusqu'à 90 cts/kWh (petite installation) A l'avenir CH ² (2020): 12.9-14.3 cts/kWh (2035): 12.0-13.8 cts/kWh (2050): 11.6-13.8 cts/kWh Actuellement D: onshore: 7.8-20.2 cts/kWh A l'avenir D (2020): onshore: 4.7-12.4 cts/kWh Actuellement Europe: onshore: 6.2-7.8 cts/kWh (sites très favorables) 9.3-12.4 cts/kWh (sites moyens) offshore: 7.8-18.6 cts/kWh A l'avenir Europe: onshore: (2020): 3.8-10.4 cts/kWh (2035): 3.5-9.0 cts/kWh offshore: (2020): 6.1-14.6 cts/kWh

	Frais d'importation (2020): Total 7.7-14.9 cts/kWh
Investissements périphériques	Raccordement au réseau: onshore: 14% des frais d'investissements (Europe) 20% des frais d'investissements (CH) offshore: 25% des frais d'investissements (Europe)
Coûts d'élaboration du projet	Onshore: 2.5% des frais d'investissements (Europe) Offshore: 4% des frais d'investissements (Europe)
Durée de l'élaboration du projet	Jusqu'à 1 an (sans oppositions)
Charges d'exploitation	Onshore: 2-5% des frais d'investissements Offshore: 5-7.5% des frais d'investissements
Courbes de référence	Potentiels de réduction des coûts: d'ici 2010: 15% 2011-2025: 10% 2026-2050: 0% (Millais & Teske 2004)

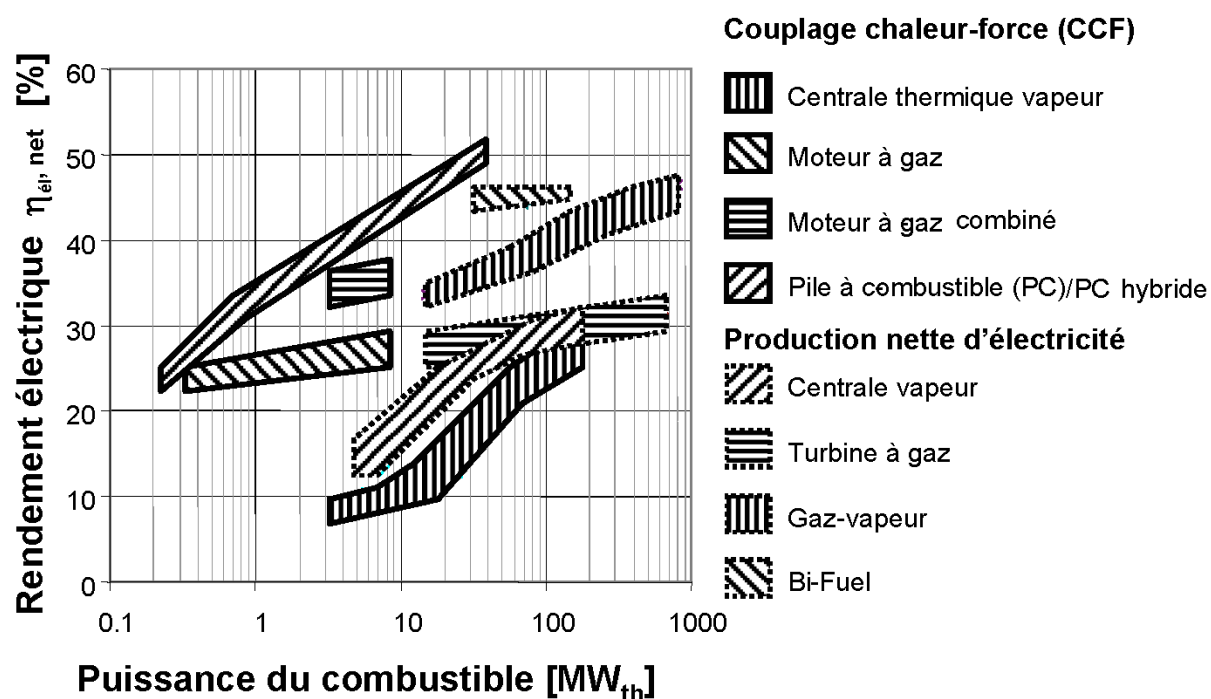
¹ Correspond à l'énergie de la masse d'air en mouvement jusqu'à env. 300 m au-dessus du sol sur toute la superficie de la Suisse.

² Ces coûts seront sans doute atteints en premier lieu sur les 16 sites cantonaux/communaux et les 12 sites «prioritaires» de parcs éoliens, qui représentent un potentiel d'environ 316 GWh par an. Pour les sites «restants», cette estimation pourrait toutefois s'avérer trop optimiste. Selon Horbaty (2004), les coûts moyens de production en 2020 s'élèveront à env. 13 cts/kWh, soit à peu près dans le même ordre de grandeur, à supposer que l'on ne construise que des éoliennes d'une puissance nominale de 2000 kW, afin de réaliser le potentiel d'environ 1.7 TWh. Les coûts de production oscillent malgré tout entre 8 cts/kWh sur les sites les plus favorables et 20 cts/kWh sur les moins favorables.

Biomasse

Compte tenu de la grande diversité des options d'utilisation de la biomasse et des ressources limitées, ce domaine n'a pas pu être traité de manière très approfondie. En l'occurrence, l'accent a été mis sur l'identification et la présentation des possibilités technologiques et des tendances concernant la production de courant issu de la biomasse. Le potentiel de biomasse utilisable écologiquement en Suisse permet un accroissement considérable de la production d'électricité en provenant. En effet, d'une part on peut s'attendre à ce que les catégories de biomasse utilisables à des fins énergétiques augmentent, et d'autre part l'amélioration des technologies de conversion augmentera encore la valorisation énergétique de la biomasse d'un facteur 2 à 3, ce qui provoquera un accroissement proportionnel du potentiel de production de courant.

Le *graphique 2* donne un aperçu des rendements électriques avec divers procédés permettant de produire du courant à partir de déchets ligneux. Les parties hachurées indiquent la zone de dispersion des données tirées de différentes publications. Deux constatations s'imposent au vu du graphique: le rendement électrique dépend des dimensions de l'installation, et cela ressort très nettement pour les processus à vapeur les plus répandus.



Graphique 2 Aperçu des rendements électriques actuels et escomptés au moyen d'installations de production de courant alimentées avec de la biomasse sèche (bois).

La présente étude est basée sur deux scénarios relatifs à l'évolution du marché ou des technologies. Dans le scénario appelé scénario CCF, nous partons de l'idée que la biomasse est utilisée principalement dans les centrales CCF. En raison de la réduction escomptée de la chaleur nécessaire, les centrales tendent à devenir plus petites et leur efficacité à augmenter. Dans ce scénario, les coûts de production d'électricité seront plus élevés que dans le second scénario étudié, qui maximise la production électrique. Dans le scénario dit scénario électricité, l'évolution ira vers un agrandissement des centrales. Les plus grandes dimensions et les possibilités d'hybridation qu'elles génèrent avec des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles (p. ex. couplage avec une centrale combinée au gaz) laissent présager une plus forte baisse des coûts pour ce scénario.

L'évolution des coûts dépendra de l'évolution des coûts dans l'agriculture ou plus précisément dans la sylviculture, mais également des taxes d'enlèvement qui peuvent être prélevées pour le recyclage des déchets. L'évolution des coûts pour les technologies de conversion est fortement dépendante (min. 50%) des développements pour l'utilisation des ressources fossiles. Les possibilités d'utilisation des technologies liées aux piles à combustible varieront en particulier selon que ces dernières s'imposent ou non sur le marché de la production fossile d'électricité ou des centrales CCF.

Photovoltaïque

Sur le long terme, la puissance photovoltaïque (PV) cumulée installée augmente en moyenne de 21.6% au niveau mondial et de 15.3% en Suisse. Fin 2003, la puissance PV installée dans toute la Suisse s'élevait à quelque 21 MW_p . Le potentiel ne sera pas limité par les surfaces disponibles dans un proche avenir, étant donné qu'on pourrait déjà installer des installations PV de près de 11 GW_p sur les surfaces de toit optimales, ce qui équivaldrait à une production électrique de 9.4-13.7 TWh. La production effective d'électricité dépend donc essentiellement de la rapidité de l'introduction de la technique sur le marché. Pour accélérer le lancement, un financement d'encouragement limité dans le temps et une loi sur l'alimentation en électricité adaptée aux conditions suisses sont donc indispensables.

A l'heure actuelle, les coûts de production d'électricité PV en Suisse se montent à environ 34-89 cts/kWh, selon la technique et la qualité du site. Les petites toitures solaires situées sur le Plateau présentent les coûts les plus élevés, soit 68-89 cts/kWh. Dans les Alpes, le prix se réduit à 48-63 cts/kWh. Si l'on installait de grandes centrales PV dans les Alpes, on aurait les coûts de production les plus bas de Suisse, soit 34-44 cts/kWh. Sur le Plateau, les coûts seraient approximativement de 48-62 cts/kWh. Pour 2020, on estime les coûts à 44-51 cts/kWh pour les petites toitures solaires situées sur le Plateau et à 28-37 cts/kWh dans les régions alpines. Pour l'année 2035, avec des systèmes PV identiques, les coûts pourraient se situer vers 32-42 cts/kWh sur le Plateau et vers 23-30 cts/kWh dans les Alpes.

Le potentiel de développement technologique et parallèlement le potentiel de réduction des coûts ne sont de loin pas réalisés. De nouveaux moyens sont nécessaires pour la recherche et le développement, en particulier pour développer de nouveaux matériaux semi-conducteurs avec des rendements plus élevés ainsi que des processus de production plus simples, plus économes en énergie et moins onéreux. Il y a par ailleurs également lieu de promouvoir la mise en œuvre de produits et systèmes de technique de pointe. La fabrication en série des composants doit permettre d'abaisser encore les coûts de production.

Actuellement, au niveau international, on a plutôt tendance à construire de grandes centrales. En Allemagne par exemple, on planifie et on construit plusieurs centrales PV de 2 à 18 MW_p. En Suisse également, on pourrait à nouveau envisager la construction de grandes centrales dans les Alpes. L'avantage des sites alpins est d'avoir une offre annuelle d'énergie solaire beaucoup plus importante; par ailleurs, la production d'électricité en période hivernale est plus de deux fois supérieure à celle du Plateau. Le principal obstacle aux grandes centrales dans les sites alpins réside dans l'opposition massive à laquelle on peut s'attendre pour des raisons de protection du paysage.

Le *tableau 3* donne un aperçu général des indicateurs pour la production d'électricité dans les centrales PV.

Tableau 3 Caractéristiques et indicateurs pour la production d'électricité dans les centrales photovoltaïques.

Potentiels physiques et techniques	Conversion directe du rayonnement solaire en électricité			
Potentiel physique				
Potentiel intégré en Suisse (fin 2003)	Puissance installée: 21 MW _p (dont 18 MW _p provenant d'installations raccordées au réseau, et 3 MW _p d'installations isolées) Production de courant: 16.7 GWh (dont 15.2 GWh provenant d'installations raccordées au réseau et 1.5 GWh d'installations isolées)			
Potentiel techniquement réalisable	Puissance installée		Production de courant	
Sur les toits 46 km ² ^a	10.9 GW _p		9.4-13.7 TWh/a ^b	
138 km ² ^c	non connu		15 TWh/a ^d	
Sur les façades 52 km ² ^c	non connu		3 TWh/a ^d	
Réalisation dépendant de la croissance [TWh/a]	2020	2035	2050	
Haute	0.234-0.350	1.84-2.76	6.96-9.78	
Modérée	0.120-0.168	0.73-1.02	3.19-4.48	
Linéaire	0.034-0.048	0.080-0.112	0.194-0.272	
Ensoleillement	1000-1400 kWh/m ² an (Plateau suisse et vallées alpines)			
Etat de la technique	Développement permanent			
Incidences sur l'environnement	cf. chap. 7.5 Emissions de gaz à effet de serre: env. 65 g (CO ₂ -équiv./kWh) pour toitures solaires			
Technique	Conversion directe du rayonnement solaire en électricité			
Méthode de production	Production industrielle			
Rendement (dépendant du type de cellule; modules en usage dans le commerce)	2004 8-16%	2020 12-20%	2035 16-24% ^e	2050 20-28% ^e
Maturité pour le marché	mûr pour le marché, disponible en grande série			
Durée de vie	25-30 ans			
Coûts [cts/kWh] (Plateau suisse)	2004	2020	2035	2050
Toitures solaires 1-10 kW _p	68-89	44-51	32-42	non connu ^f
Grandes installations >500 kW _p	48-62	31-36	22-29	non connu ^f
	Forte dépendance du taux d'intérêt (ici 3-6%); Détails voir Tab. 7.10 (2004), Tab. 7.11 (2020), Tab. 7.12 (2035)			
Investissements périphériques	Aucun autre			
Coûts d'élaboration du projet	Env. 8% des frais d'investissements			
Durée de l'élaboration du projet	Quelques mois			
Charges d'exploitation	Négligeables			
Courbes de référence	Pour les coûts des modules, soit approximativement 50% des coûts de toute l'installation, on observe une diminution exponentielle. Détails sur la future réduction des coûts voir Fig. 7.35 ou chap. 7.4			

a Cela représente la surface de toits disponible avec une qualité (rapport entre l'ensoleillement annuel effectif et l'ensoleillement maximum possible) d'au moins 90%.

b Calcul individuel avec rendement annuel de 893-1250 kWh/kW_p. La rapidité de l'introduction sur le marché déterminera quelles parts seront réalisées aux années de référence 2020, 2035 et 2050. Divers scénarios ont été élaborés à ce sujet aux chap. 7.3.3 et 7.3.4.

- c Cela représente la surface de bâtiments disponible avec une qualité (rapport entre l'ensoleillement annuel effectif et l'ensoleillement maximum possible) d'au moins 80%.
- d (Haas et al. 2002).
- e Si les technologies devaient connaître un développement fulgurant d'ici là, les rendements pourraient aussi s'avérer nettement plus élevés. Les valeurs indiquées ici sont des extrapolations basées sur le développement dans le passé.
- f D'ici 2050, une avance technologique, qui pourrait générer une forte baisse des coûts des modules et des rendements supérieurs, ne peut être exclue. C'est pourquoi les extrapolations pour les coûts de la production d'électricité en fonction des modules actuellement en usage dans le commerce ne peuvent pas être considérées sérieusement sur une si longue période. On renonce donc à donner une indication.

Centrales électriques héliothermiques et centrales électriques utilisant des réacteurs solaires

Production d'électricité par héliothermie

L'importation de courant provenant de centrales héliothermiques situées dans l'espace méditerranéen fait partie intégrante du portefeuille des énergies renouvelables pour la Suisse et représente une option intéressante à plus long terme. A cet égard la production de courant dans des installations héliothermiques en vue d'une injection directe du courant solaire dans le réseau électrique est certainement au premier plan. A partir de 2030 environ, le courant importé des centrales électriques héliothermiques de la région méditerranéenne par le biais de la transmission de courant continu à haute tension pourrait apporter une contribution importante au mix de courant européen. En 2050, l'Allemagne pourrait compter dans la région méditerranéenne sur des installations d'une puissance de 9 GW_{el} pour importer du courant provenant de centrales électriques héliothermiques. Selon l'état actuel de la technique, les centrales électriques héliothermiques implantées sur des sites favorables peuvent être exploitées environ 2000 à 3000 heures par année, sans accumulateur d'énergie et seulement grâce à la chaleur solaire, pour un coût de production d'électricité d'environ 0.14-0.26 cts/kWh_{el}. Si les potentiels de réduction des coûts se réalisent suite à l'introduction globale escomptée sur le marché, ces coûts pourront être divisés par deux au cours de la prochaine décennie.

Production d'électricité au moyen de réacteurs solaires

Les centrales utilisant des réacteurs solaires offrent la possibilité d'un stockage flexible de l'énergie solaire dans des agents énergétiques tels que l'hydrogène ou le zinc, ce qui permet de produire du courant selon les besoins pour des applications stationnaires ou mobiles. Contrairement aux accumulateurs de chaleur utilisés dans les centrales électriques héliothermiques, le zinc permet un stockage extrêmement flexible, même sur une longue période. Ainsi, compte tenu de la disponibilité permanente du courant solaire, les coûts légèrement plus élevés devraient être acceptables. A plus long terme, les centrales électriques exploitant l'énergie du soleil de l'espace méditerranéen pourraient produire de l'hydrogène propre pour l'exportation vers l'Europe centrale.

Le *tableau 4* donne un aperçu général des caractéristiques principales et des indicateurs pour la production d'électricité dans les centrales électriques héliothermiques et dans celles utilisant des réacteurs solaires de l'espace méditerranéen ainsi que pour le transport de courant ou d'hydrogène vers la Suisse.

Tableau 4 : Caractéristiques et indicateurs pour la production d'électricité dans les centrales électriques héliothermiques et dans celles utilisant des réacteurs solaires.

Potentiels physiques et techniques des centrales électriques héliothermiques et de celles utilisant des réacteurs solaires	Conversion du rayonnement solaire concentré en courant électrique et /ou en agents énergétiques, tels qu'hydrogène ou zinc. Utilisation du rayonnement solaire direct (DNI). Exigence minimale : DNI > 1700-1750 kWh/m ² /a. Latitude < 35-40°				
Potentiel physique Suisse Espace méditerranéen	4.8·10 ⁷ GWh _{el} /a (Cons. électr. CH 5.5·10 ⁴ GWh _{el} /a en 2003) 1.3·10 ⁶ TWh _{el} /a (Cons. électr. mondiale 13.93·10 ³ TWh _{el} /a en 2001)				
Potentiel techniquement réalisable (GW _{el})	1990	2005	2020	2035	2050
Suisse (sous réserve, cher)	0	0	(0.3)	(0.3)	-
Espace méditerranéen (pour importation de courant)	0	0.1	7	91	-
Monde maximum	0.4	0.5	5-20 21	25-150 260	100- 1200
Potentiel techniquement réalisable (TWh _{el} /a)	1990	2005	2020	2035	2050
Suisse (sous réserve, cher)	0	0	(0.4)	(0.4)	-
Espace méditerranéen (pour importation de courant)	0	0.22	17.5-21	250	-
Monde maximum	0.84- 1.12	1.12- 2.25	12.5- 63.0	68- 1456	300- 6960
Offre énergétique (en heures d'utilisation à plein) dépendant du site (sites favorables uniquement)	1990	2005	2020	2035	2050
Suisse (max.)	-	-	(1250)	(1375)	-
sans ST ^a	2100	2250	2500	2750	3000
avec ST ^a	-	-	3000	5600	5800
hybride	2800	4500	-	-	-
État de la technique <i>Héliothermie :</i> miroirs paraboliques + cycle de Rankine tour solaire + cycle de Rankine + ST ^a (sel fondu) paraboloïde + moteur Stirling <i>Réacteurs solaires :</i> réflecteur sur tour + Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b) four solaire + Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b)	SEGS (30-80 MW _{el}) Solar Two (10 MW _{el}) EuroDish (10 kW _{el}) SOLZINC (0.5 MW _{th}) IPS/EPFZ (10 kW _{th})				
Technique (développement technologique imminent) <i>Héliothermie :</i> miroirs paraboliques + cycle de Rankine (SEGS) + ST ^a miroirs paraboliques + gaz & vapeur (ISCCS) + ST ^a tour solaire + absorbeur à air + cycle de Rankine + ST ^a paraboloïde + moteur Stirling <i>Réacteurs solaires :</i> réflecteur sur tour + Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b) tour solaire + Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b)	2006 (AndaSol: 50 MW _{el}) env. 2007 2006 (PS10: 10 MW _{el}) env. 2010 env. 2008 (SOLZINC 10 MW _{th}) env. 2010 (IPS/EPFZ, 0.5 MW _{th})				
Rendement ^c (%)	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Héliothermie :</i>	-	14	20-25	23-28	25-30
miroirs paraboliques	9-14	14	15-18	-	-
tour solaire	7-8	13-16	17-20	-	-
paraboloïde	-	23	-	-	-
<i>Réacteurs solaires :</i>	-	-	9-22	10-24	11-25
Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b)	-	-	6-17	7-19	8-20
Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b)	-	-	-	-	-

Maturité pour le marché <i>Héliothermie :</i> miroirs paraboliques tour solaire paraboloïde <i>Réacteurs solaires :</i> Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b) Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b)	mûre pour le marché, phase d'introduction testés sur le marché (354 MW _{el}); fiables, disponibles démontrée (10 MW _{el}) prototype (10 kW _{el}) stade de la recherche installations pilotes jusqu'à 500 kW _{th} installations tests jusqu'à 10 kW _{th}				
Incidences sur l'environnement	cf. chap. 1.5				
Durée de vie	25-30 ans				
Durée de l'élaboration du projet	dépendante du site; quelques mois				
Frais d'investissements (USD/kW_{el})	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Héliothermie :</i> (scénario 1; stockage limité)	3000	4800-9100	2200-3600	1300-3000	800-2600
<i>Réacteurs solaires :</i> Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b) (scénario 2; stockage flexible)	-	-	1950-3750	1500-2950	1200-2350
Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b) (scénario 3; stockage flexible)	-	-	2900-5950	2450-4750	2000-3850
Charges d'exploitation (US\$/kWh_{el})	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Héliothermie :</i>	3.0-3.5	1.0-3.3	0.3-1.4	-	-
<i>Réacteurs solaires :</i> Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b)	-	-	3-7	2-4	1-2
Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b)	-	-	5-10	3-6	2-3
Coûts de la production d'électricité (USD/kWh_{el}) sans transport	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Héliothermie :</i> (scénario 1; stockage limité)	0.16-0.20	0.099-0.143	0.033-0.062	0.023-0.052	0.015-0.044
<i>Réacteurs solaires :</i> Zn/ZnO (Zn → Zn/air PC ^b) (scénario 2; stockage flexible)	-	-	0.17-0.31	0.11-0.19	0.07-0.11
Zn/ZnO (H ₂ → H ₂ /O ₂ PC ^b) (scénario 3; stockage flexible)	-	-	0.26-0.49	0.17-0.31	0.11-0.18
Frais de transport					
<i>Transport de courant (scénarios 1 et 2)</i>	< 0.01 EUR/kWh _{el} par 1000 km 3000 km : 0.015-0.02 EUR/kWh _{el}				
<i>Transport d'hydrogène (scénario 3)</i>	3000 km : 0.01-0.015 EUR/kWh				
Frais de démontage (USD/kW)	inconnus				
Courbes de référence	cf. chap.1.4; en particulier les graphiques 1.9 et 1.10				
Justification	améliorations techniques par R&D; dimensions des composants et des installations; fabrication en série; économies pour O&M.				

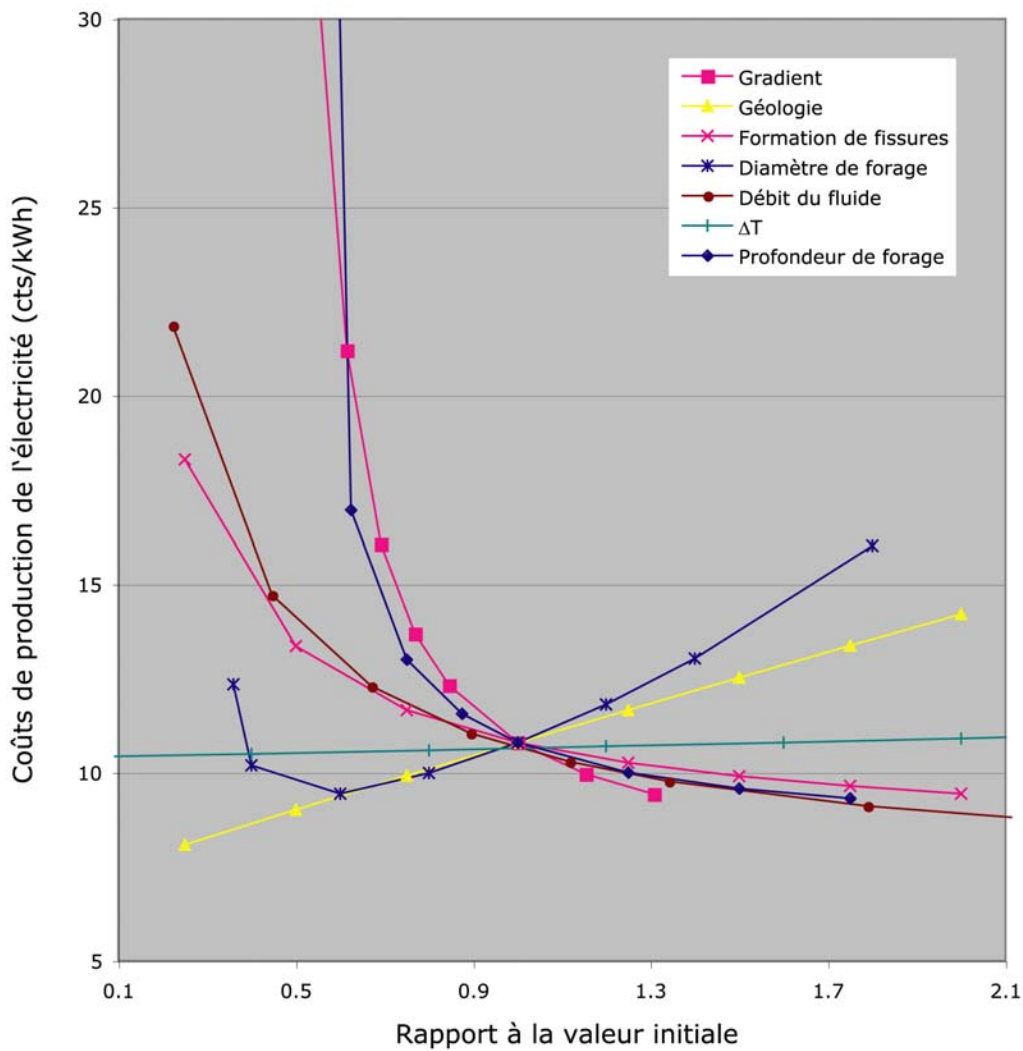
^a ST = stockage thermique; ^b PC = pile à combustible; ^c rendement électrique du système sur une année

Géothermie

La Suisse possède un *très* grand potentiel pour la production d'électricité dans la chaleur emmagasinée dans les formations rocheuses du sous-sol. La principale réserve qui peut être émise réside dans les incertitudes concernant la qualité des ressources et les coûts prévus pour la production du courant. Les ressources géothermiques potentielles sont cependant si considérables que l'incertitude qui plane sur leur volume exact n'est pas d'une grande importance. Les incertitudes concernant les coûts pourraient par contre être déterminantes pour un éventuel développement de la production d'électricité géothermique.

En se fondant sur un modèle développé pour la présente étude, il y a lieu de relever que les coûts moyens dépendent de sept facteurs principaux : le gradient géothermique, le potentiel fixé pour obtenir une certaine perméabilité, la formation hydraulique subséquente de fissures, la profondeur et le diamètre du forage, le débit du fluide, les déperditions de chaleur dans le système de circulation du fluide, l'installation de production d'électricité.

Le *graphique 3* présente une analyse de sensibilité des coûts moyens de production de l'électricité basée sur ces divers paramètres. Chaque facteur a été soumis individuellement à une variation de part et d'autre de la valeur initiale de l'étude de référence du *US Department of Energy*. Les courbes des différents paramètres se croisent à 100%, donc au point où tous les paramètres ont leurs valeurs de référence. En conséquence, chaque courbe représente la variation d'un facteur unique, tous les autres paramètres étant maintenus constants à la valeur initiale. Cette analyse de sensibilité a été effectuée avec la technologie de référence de l'année 2010 et non pas avec celle des années 2020 ou 2030.



Graphique 3 Analyse de sensibilité des coûts de production d'électricité géothermique pour divers paramètres.

Le *graphique 3* met en évidence que c'est aux variations du gradient de température et de la profondeur du forage que les coûts moyens de production de l'électricité géothermique sont le plus sensibles. Les facteurs suivants, selon leur ordre d'importance, sont le débit du fluide et la formation requise de fissures. Viennent ensuite la perméabilité géologique et le diamètre de forage. Le paramètre le moins influent est la diminution de température entre la partie supérieure du trou de forage et la centrale électrique. En fait, cinq de ces paramètres peuvent être contrôlés directement, alors que seul un choix approprié du site peut influencer le gradient et la perméabilité potentielle.

Les incertitudes déterminantes concernant le coût d'exploitation de l'énergie géothermique sont les données géologiques concernant les ressources (en particulier une cartographie des gradients géothermiques, la perméabilité et le degré de saturation de la roche, ainsi que le champ de tension existant dans la roche qui peut contribuer à la formation de fissures) et le coût financier correspondant (notamment les frais de forage). Les futurs coûts de production d'électricité pourraient se situer entre 7 et 15 cts/kWh selon les estimations faites dans la présente étude.

Energie des vagues

Bien que l'énergie des vagues constitue une ressource considérable, celle-ci n'est pas très importante comparée à d'autres ressources renouvelables. Les coûts semblent prometteurs, mais jusqu'à présent, ils se basent uniquement sur un petit nombre d'installations en service. Il pourrait toutefois s'avérer que les estimations actuelles sont trop optimistes. Dans l'ensemble, les chances qu'on importe en Suisse une quantité importante de courant des centrales utilisant l'énergie des vagues ne sont pas très grandes.

Remarques résumant les perspectives des «nouvelles» sources d'énergies renouvelables

Ecologie – La performance écologique de la plupart des agents énergétiques renouvelables est bonne. Certains aspects, comme les incidences écologiques locales de plusieurs projets de petites centrales hydroélectriques, pourraient toutefois s'avérer problématiques. Les technologies de biomasse décentralisées conventionnelles présentent des émissions relativement élevées de particules. L'ensemble de la chaîne énergétique du photovoltaïque provoque des quantités assez importantes de déchets non radioactifs; en fonction de la technologie, il peut également nécessiter un maniement correct de quantités assez importantes de substances toxiques à la production. Parallèlement aux progrès du développement technologique des «nouvelles» sources d'énergies renouvelables, il existe, à cet égard également, un potentiel considérable d'améliorations.

Acceptation – En principe, les agents énergétiques renouvelables sont très bien acceptés par la population. Cela vaut également pour l'éolien qui est généralement bien accepté. Sur le plan local, les projets concrets d'éoliennes peuvent toutefois se heurter à une forte opposition pour des raisons de protection du paysage.

Maturité pour le marché – Les diverses technologies de production d'électricité à partir d'agents renouvelables qui font l'objet de la présente étude ont des degrés de développement très différents les uns des autres. La petite hydraulique est au niveau des technologies de pointe; l'éolien est bien implanté sur le plan technologique, mais de nouvelles améliorations sont possibles; le photovoltaïque, l'héliothermie et la géothermie sont des technologies en plein essor qui présentent un potentiel considérable d'améliorations.

Restrictions générales concernant l'importation d'énergies renouvelables – L'existence de capacités de transport suffisantes vers la Suisse est la condition fondamentale pour l'importation d'électricité produite par des centrales éoliennes, héliothermiques ou utilisant l'énergie des vagues. Les pays où règnent des conditions favorables pour ce genre de production électrique vont privilégier la couverture de leurs propres besoins, avec pour conséquence un accès à de telles importations des plus incertains pour l'avenir.

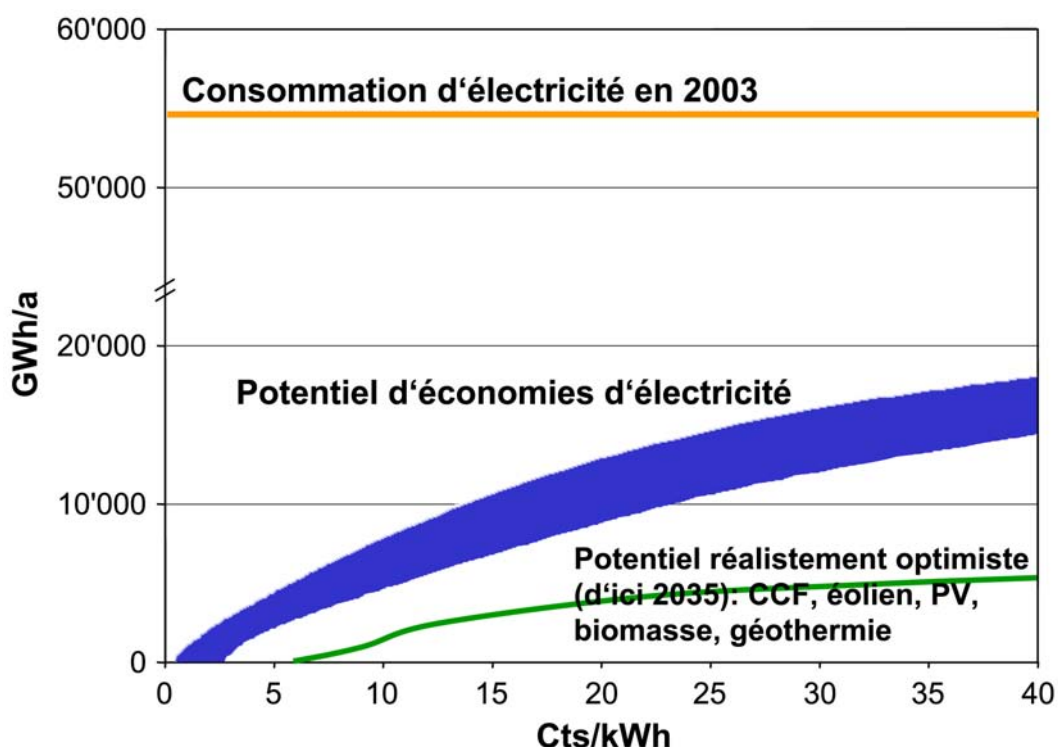
Coûts relativement élevés empêchant une forte expansion – Malgré les progrès escomptés, qui entraîneront des réductions de coûts, il y a tout lieu de penser qu'en Suisse la production d'électricité à partir des «nouveaux» agents énergétiques renouvelables restera nettement plus chère que la production électrique de base réalisée par les grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires.^a Cela se vérifie aussi si on compare les agents renouvelables aux agents énergétiques fossiles, en particulier au gaz, sauf si la hausse de prix des combustibles se poursuit. Une prise en compte des coûts externes

^a Selon des travaux antérieurs de l'IPS, la compétitivité des «nouvelles» énergies renouvelables est nettement meilleure, du point de vue économique, pour la production de chaleur que pour celle d'électricité. Il en résulte de plus grands potentiels économiques.

augmenterait certes la compétitivité des «nouveaux» agents énergétiques renouvelables, mais pas en comparaison avec les grandes centrales hydroélectriques et nucléaires, et probablement pas non plus de façon décisive par rapport aux agents énergétiques fossiles. Comme mentionné dans la plupart des chapitres sur les «nouvelles» énergies renouvelables, leur expansion dépend, à l'état actuel du développement, de l'existence d'un tarif d'injection dans le réseau (aujourd'hui 15 cts/kWh). L'ampleur du soutien est une question politique. Les considérations qui précèdent ne changent rien au fait que le développement des technologies renouvelables doit se poursuivre afin d'atteindre des rendements plus élevés avec des coûts moins élevés. Il conviendra dans chaque cas de promouvoir le stade du cycle de développement correspondant à l'état de la technique: recherche appliquée ou fondamentale, installations pilotes et de démonstration, lancement et, là où cela s'avère opportun, soutien au marché.

Réalisation des objectifs – Une contribution de 10% (par rapport à la consommation actuelle d'électricité) des «nouvelles» énergies renouvelables, petite hydraulique et biomasse incluses, semble un objectif techniquement réalisable d'ici 2030 environ. Pour l'essentiel, ces 10% incluent une grande partie des potentiels réalistes pour la petite hydraulique et l'éolien, des contributions substantielles de la biomasse et de la géothermie, ainsi qu'une participation relativement modeste du photovoltaïque. La géothermie se trouvant aujourd'hui au stade du développement, sa contribution doit être considérée comme spéculative. Les petites centrales hydroélectriques sont prises en compte pour une puissance allant jusqu'à 1 MW. A supposer qu'on prenne en considération des installations d'une puissance allant jusqu'à 10 MW, les contributions des «nouvelles» énergies renouvelables pourraient alors dépasser les 10% envisagés, même si les contributions de la biomasse et de la géothermie diminuaient dans le même temps. Il y a par ailleurs lieu de relever que, si la consommation de courant continue d'augmenter, conformément à la tendance de ces dernières années, ce chiffre de 10% pourrait très nettement diminuer.

Le *graphique 4* présente le potentiel réaliste optimiste d'électricité produite en Suisse à partir des «nouvelles» énergies renouvelables pour l'année 2035 et les coûts y relatifs. Pour comparaison, il montre également le potentiel d'économies d'électricité sur la base de précédents résultats des perspectives énergétiques de l'OFEN. Le potentiel d'économies est supérieur à celui des «nouvelles» énergies renouvelables, également sur le plan de la rentabilité, mais sa réalisation s'avère difficile.



Graphique 4 Potentiels et coûts des nouvelles énergies renouvelables et potentiel d'économies d'électricité en Suisse.

Coûts – Si la contribution de 10% était atteinte vers l'année 2035, les coûts annuels de production seraient (au niveau actuel des coûts) d'environ 0.5 milliard de francs supérieurs à ceux de la production électrique à partir de gaz ou d'énergie nucléaire. Pour effectuer le calcul des coûts moyens de production d'électricité avec des agents énergétiques renouvelables, on a tablé sur un prix de 15 cts/kWh.

Energie nucléaire

Situation actuelle en Suisse

En Suisse, la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité indigène s'élève à environ 40%; elle est supérieure à la moyenne européenne qui est de 33%. La puissance totale des cinq centrales nucléaires est de 3.2 GW_{el}; celles-ci totalisent une expérience cumulée d'exploitation de 140 ans. Le taux d'utilisation annuel dépasse les 90%.

Suite au rejet des initiatives populaires «Sortir du nucléaire» et «Moratoire-plus», l'énergie nucléaire reste une option d'avenir. La nouvelle loi sur l'énergie nucléaire (LENu) est entrée en vigueur le 1^{er} février 2005. L'octroi d'une autorisation générale pour de nouvelles centrales nucléaires par le Conseil fédéral et par l'Assemblée fédérale est désormais sujet au référendum facultatif (art. 48 LENu).

Tendance évolutive dans le développement de la technologie: la génération III/III+

Dans les années 90, on a construit des réacteurs d'une nouvelle génération basés sur la génération II. Les réacteurs de la génération III/III+ se fondent sur les technologies de la génération II; ils sont soit évolutifs (perfectionnés), soit innovants (nouveaux), et se distinguent par des améliorations dans les domaines de la sécurité, de la rentabilité et du ménagement des ressources.

Sécurité renforcée:

- Eléments de sécurité passive, qui ne nécessitent pas d'éléments de commande actifs ni d'intervention humaine dans l'exploitation pour empêcher des accidents graves lors d'une erreur de fonctionnement, mais qui se basent sur la pesanteur, la convection naturelle, la résistance électrique ou physique ou les limites physiques de température
- Indices de sécurité inhérente qui empêchent les situations d'exploitation critiques
- Probabilité considérablement réduite d'une fusion du cœur du réacteur (10^{-6} par réacteur et par an) et d'un rejet important de radioactivité dans l'environnement (10^{-7} par réacteur et par an)
- Redondance accrue grâce à la diversité et à la séparation dans l'espace des systèmes de sécurité
- Impact minimum sur l'environnement (p. ex., enceintes multiples)

Meilleure rentabilité:

- Constructions standardisées
- Réduction de la durée de construction
- Construction plus simple, plus facile à utiliser, résistant mieux aux erreurs de manipulation
- Plus grand taux d'utilisation et plus longue durée de vie

Ménagement des ressources:

- Meilleure utilisation du combustible
- Réduction de la quantité de déchets

Perspectives à long terme du développement de la technologie: la génération IV

Compte tenu du fait que les capacités de développement des réacteurs actuels de la génération III/III+ sont largement épuisées, et du rythme naturel de relève des générations, une nouvelle génération devra d'ici 20 à 30 ans remplacer celle des réacteurs actuellement à la pointe du progrès. Au vu de la nécessité d'innover en profondeur et de l'ampleur de la tâche, il est évident que le nucléaire ne pourra progresser avec succès que si de nouveaux concepts sont systématiquement mis en œuvre, si la recherche et le développement débutent dès aujourd'hui, si les travaux sont coordonnés à l'échelle internationale, voire mondiale, et si les ressources sont engagées de façon ciblée. En 2001, neuf pays se sont groupés sous la dénomination de "Generation IV International Forum", ou GIF, afin de concevoir ensemble l'avenir du nucléaire et de coordonner le développement de la génération IV. La Suisse a adhéré au GIF en 2002, et EURATOM en 2003, devenant ainsi les 10^e et 11^e membres de ce Forum.

L'objectif de "Generation IV" est de développer des réacteurs beaucoup plus sûrs, utilisant moins de combustible, produisant moins de déchets, résistant mieux à la prolifération et nettement plus rentables.

Durabilité:	consommation réduite des ressources diminution de la quantité et de la radiotoxicité des déchets
Rentabilité:	standardisation, exploitation simplifiée
Sécurité:	sécurité passive, protection physique
Prolifération:	meilleure résistance

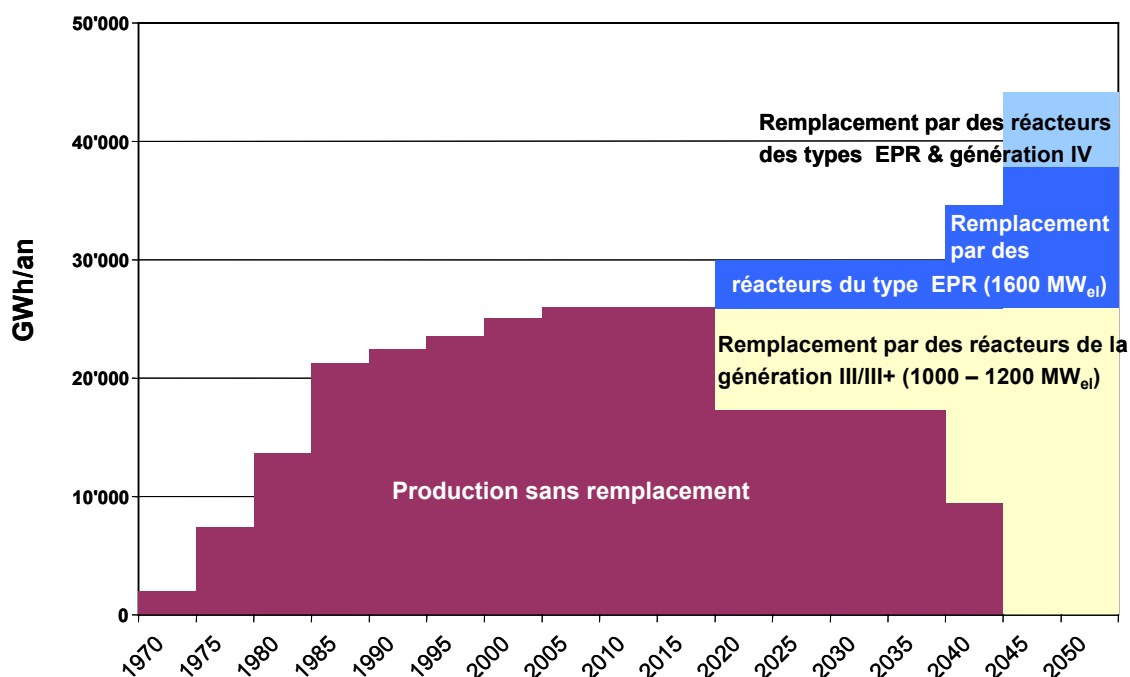
En plus de la production d'électricité, les systèmes de la génération IV doivent de plus en plus déboucher sur des applications dans de nouveaux secteurs. On pense en premier lieu à leur utilisation en tant que centrales combinées, ou à la production de chaleur industrielle qui pourrait être utilisée pour produire de l'hydrogène.

Parmi plus de cent systèmes analysés lors d'un vaste processus d'évaluation et de sélection, six ont été retenus en vue d'une étude plus approfondie. Les prototypes de la génération IV devraient apparaître entre 2020 et 2030, selon les systèmes, et leur commercialisation débiter entre 2030 et 2040.

Vu la durée des phases de planification et de construction pour le remplacement des centrales actuelles, il est peu probable que la génération IV entre en ligne de compte pour la relève de la centrale de Gösgen (2038), mais cela pourrait être le cas pour celle de Leibstadt (2044).

Potentiel technique

En utilisant les sites d'aujourd'hui et en prenant l'EPR (*European Pressurized Water Reactor*) comme réacteur de référence pour le remplacement des centrales actuellement en service, la contribution actuelle du nucléaire au mix électrique suisse (40%) pourra être maintenue, même en cas d'un très fort accroissement de la production d'électricité. Au cas où un réacteur de la génération IV pourrait déjà remplacer celui de Leibstadt, cette contribution pourrait même s'élever à 50%. Le *graphique 5* présente trois différents scénarios pour les futurs potentiels du nucléaire en Suisse. Le premier scénario est basé sur l'utilisation du potentiel actuel sur les sites d'aujourd'hui. Dans le deuxième scénario, on prend en compte la possibilité d'exploiter de nouveaux types de centrales sur les sites existants. On note un net accroissement du potentiel par rapport à aujourd'hui, la puissance des nouveaux réacteurs étant plus élevée. Dans le troisième scénario, on table sur le remplacement de Leibstadt par une centrale de la génération IV, ce qui provoquerait une nouvelle augmentation du potentiel en raison du rendement plus élevé.



Graphique 5 Potentiels de l'énergie nucléaire en Suisse.

- Coûts

Les données dont on dispose sur les nouvelles technologies sont très disparates. On a ici pris le réacteur du type EPR (offre, commande de la Finlande) comme exemple concret. Lors de commandes en série, on table sur des coûts d'env. 20% inférieurs pour la construction, ce qui engendre une baisse des coûts de production de l'ordre de 5-10%, selon la structure des coûts. En se basant sur les coûts de production de l'EPR finlandais de 3.7 cts/kWh, on atteint à moyen terme des coûts de production de 3.0-3.5 cts/kWh. Ainsi, la génération III/III+ a le potentiel d'abaisser les coûts de 20-30% par rapport à aujourd'hui (4.5 cts/kWh). S'agissant de la Suisse, on prévoit dans un premier temps des coûts de production légèrement supérieurs, soit 4.1-5.2 cts/kWh, à cause des frais de gestion des déchets plus élevés.

Le *tableau 5* oppose les valeurs effectives pour l'EPR finlandais aux calculs pour l'EPR français et aux valeurs correspondantes pour la réalisation envisageable d'un EPR en Suisse. Les valeurs peuvent varier quelque peu en fonction de la durée d'exploitation supposée et des taux de change internationaux.

Tableau 5 Comparaison des coûts de l'EPR pour la Finlande, la France (série) et la Suisse (investissement et exploitation comme la France, coûts de combustible comme Gösgen/Leibstadt)

EPR		Finlande (première installation)	France (série)		Suisse (série)	
Puissance	MW _{el}	1600	1600		1600	
Durée de vie	années	40	60		60	
Taux d'intérêt	%	5	5	8	5	8
Coûts de construction (intérêts inclus)	milliards de CHF	4.7	3.7	4.2	3.7	4.2
Coûts de construction spécifiques	CHF/kW _{el}	3000	2400	2600	2400	2600
Coûts de financement	cts/kWh	2.1	2.0	2.7	2.0	2.7
Charges d'exploitation	cts/kWh	1.1	0.8	1.0	0.8	1.0
Coûts du combustible	cts/kWh	0.5	0.7	0.9	1.3	1.5
Total des coûts de production	cts/kWh	3.7	3.5	4.6	4.1	5.2

Pour la génération IV, on ne connaît jusqu'à présent que des valeurs cibles. On table sur une diminution des coûts de 10-20% pour l'exploitation et de 20-30% pour la construction. Les coûts de production s'élèveraient alors à 2.5-3.5 cts/kWh. Les coûts de production de ces centrales devraient diminuer d'environ 20-45% par rapport à aujourd'hui, et la baisse oscillerait entre 0% et près de 30% par rapport à la génération III/III+.

Une future taxe sur le CO₂ et/ou une prise en compte des coûts externes auraient un effet positif sur la compétitivité du nucléaire.

- Acceptation

L'acceptation par la population jouera un rôle central pour le développement futur du nucléaire. Il est primordial qu'il ne se produise pas, à plus ou moins long terme et dans le monde entier, d'incidents techniques graves susceptibles de déstabiliser la population. En Suisse, la preuve du besoin et la démonstration de la faisabilité du stockage final des déchets nucléaires sont indispensables pour l'octroi d'une autorisation générale. La confiance en la sécurité, la solution du problème de la gestion des déchets, ainsi que la présence d'alternatives potentielles pourraient influencer de manière décisive les référendums demandés pour chaque centrale. Les progrès de la nouvelle technologie nucléaire, qui tendent à limiter considérablement les conséquences d'éventuels accidents graves et à réduire la durée de confinement des déchets, pourraient augmenter la confiance de la population. La situation économique pourrait elle aussi avoir une grande influence sur l'acceptation du nucléaire. A l'heure actuelle, il est toutefois difficile de savoir si cette acceptation sera favorisée par une bonne ou par une mauvaise situation économique.

1 Hintergrund

1.1 Rahmen dieses Projekts

Dieses Projekt wurde für das Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) durchgeführt. Der Rahmen dieser Arbeit ist das laufende Update der Energieszenarien für die Schweiz mit einem Zeithorizont bis ins Jahr 2035 und einem relativ groben Ausblick bis ins Jahr 2050 durch das BFE. Die Studie, welche in diesem Bericht zusammengefasst ist, behandelt die „Neuen“ erneuerbaren Energieträger sowie neue Nuklear-Technologien, die zur zukünftigen Stromversorgung in der Schweiz beitragen könnten. Abgesehen von den Charakteristika der möglichen Technologien werden auch Potenziale und Kosten angesprochen. Diese Daten dienen als Basis für die Szenarien, welche vom BFE und dessen Auftragnehmern erzeugt und analysiert werden.

1.2 Struktur der heutigen Stromversorgung und Potenziale

1.2.1 Situation weltweit

Erneuerbare Energieträger

Erneuerbare Energieträger leisten heute den zweitgrössten Beitrag zur globalen Stromversorgung. Nach (OECD/IEA 2003) machte deren Beitrag im Jahr 2001 weltweit 19% aus. Wichtigster Energieträger für die Stromproduktion war Kohle (39%). Der grösste Anteil der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Elektrizität stammt aus Wasserkraftwerken (91%), gefolgt von der Verbrennung von Abfällen und regenerativen Rohstoffen (6%) sowie „Neuen Erneuerbaren“ (3%). In die letzte Kategorie fallen Wind, Sonne, Geothermie, Gezeiten und andere. Fig. 1.1 zeigt eine detaillierte Darstellung der einzelnen Beiträge zur weltweiten Stromproduktion.

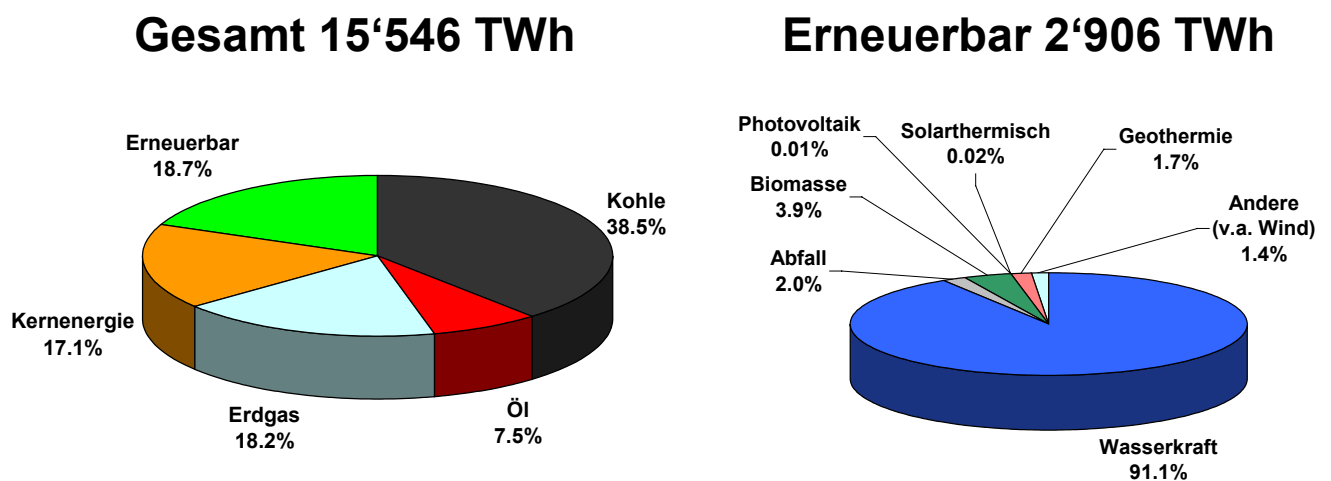


Fig. 1.1 Darstellung der einzelnen Beiträge zur weltweiten Stromproduktion im Jahr 2001 (OECD/IEA 2003).

Trotz ihrer insgesamt geringen Gesamtbeiträge zur weltweiten Stromproduktion ist bei den „Neuen“ erneuerbaren Energieträgern ein deutliches Wachstum zu bemerken. Dieses betrug während des Zeitraums 1971-2000 durchschnittlich 9.3% (OECD/IEA 2003). Besonders eindrucksvoll ist das Wachstum der Windenergienutzung, gefolgt von Photovoltaik. Der Umstand, dass das Wachstum bei sehr geringen Ausgangswerten startete, sollte jedoch nicht vergessen werden.

Die erneuerbaren Ressourcen sind im Vergleich zum weltweiten Energieverbrauch unglaublich gross. Dies gilt sowohl aus theoretischer wie auch aus technischer Sicht, wobei das Ausmass der zukünftigen Nutzung hauptsächlich von der ökonomischen Performance der Technologien zur Nutzung dieser Ressourcen abhängen wird. Die maximal verfügbaren Ressourcen, d.h. die auf lange Sicht nutzbaren Energieressourcen werden als **theoretisches Potenzial** bezeichnet. Die erneuerbaren Ressourcen

gewinnen für die Energieversorgung an Bedeutung, sobald Nachfrage besteht und geeignete Technologie für deren Umwandlung und Nutzung entwickelt ist. Die Abschätzung des **technischen Potenzials** berücksichtigt daher technologische und verfahrenstechnische Kriterien (T.B. Johansson et al. 2004).

Tab. 1.1 zeigt die globalen erneuerbaren Ressourcen, jeweils den aktuellen Verbrauch sowie das technische und theoretische Potenzial. Zum Vergleich beträgt der weltweite Energieverbrauch heute (2002) etwa 425 EJ. Daraus wird klar, dass die erneuerbaren Ressourcen äusserst umfangreich sind und deren Grösse nicht der limitierende Faktor in der Entwicklung sein wird.

Tab. 1.1 Erneuerbare Ressourcen weltweit [EJ/a] nach (Goldemberg 2000a).

Ressource	Derzeitiger Verbrauch	Technisches Potenzial	Theoretisches Potenzial
Wasserkraft	10	50	150
Biomasse	50	>250	2'900
Sonnenergie	0.2	>1600	3'900'000
Windenergie	0.2	600	6'000
Geothermie	2.0	5000	140'000'000
Meeresenergie	-	-	7'400
Gesamt	62.4	>7500	>143'000'000

Kernenergie

Derzeit sind auf der ganzen Welt 440 Kernkraftwerke in Betrieb. Diese produzieren etwa 17% der gesamten Elektrizität – zusammen mit Wasserkraft bedeutet dies den grössten Anteil aller Energiequellen, welche keine Treibhausgase emittieren (der Beitrag der Wasserkraft liegt in der selben Grössenordnung). In Europa beträgt der Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion 33%. Die kumulierte Betriebserfahrung der Kernenergie beträgt etwa mehr als 10'000 Reaktorjahre.

Derzeit findet ein deutlicher Ausbau der Kernenergie im Fernen Osten statt. Im Gegensatz dazu bietet die Situation in Europa ein gemischtes Bild. Während die heutige Politik in Belgien, Deutschland und Schweden darauf abzielt, nach dem Ablauf der Lebensdauer der Reaktoren aus der Kernenergie auszusteigen, wurden kürzlich in Frankreich und Finnland neue Kernkraftwerke bestellt. Eine Reihe von Ländern ist der Meinung, dass die Kernenergie eine Option darstellt, welche auch in Zukunft zur Versorgung des Energiebedarfs beitragen soll, um ernsthafte ökologische Herausforderungen zu meistern und ausreichende Sicherheit in der Energieversorgung zu gewährleisten. Der Weg der Kernenergienutzung wird nur dann in grossem Massstab weiter verfolgt werden, wenn die Technologie aus ökonomischer Sicht wettbewerbsfähig ist sowie ausgezeichnete Sicherheit, erfolgreiches Abfallmanagement und geringes Proliferationsrisiko aufweist. Die öffentliche Akzeptanz hängt sehr stark von diesen Faktoren ab.

1.2.2 Situation in der Schweiz

Erneuerbare Energieträger

Die gesamte Schweizer Stromproduktion betrug im Jahr 2003 65'266 GWh^a, wobei 57.3% aus erneuerbaren Quellen stammten (BFE 2004). Basierend auf der Schweizer Statistik für erneuerbare Energien (Kaufmann 2004) stammen 97.4% der erneuerbaren Stromproduktion aus Wasserkraftwerken, während die „Neuen“ erneuerbaren Quellen etwa 1.4% beitrugen. Für Kleinwasserkraftwerke existiert keine eigene Statistik, diese sind im Beitrag der Wasserkraft enthalten. Fig. 1.2 zeigt eine detaillierte Aufschlüsselung der Schweizer Stromproduktion.

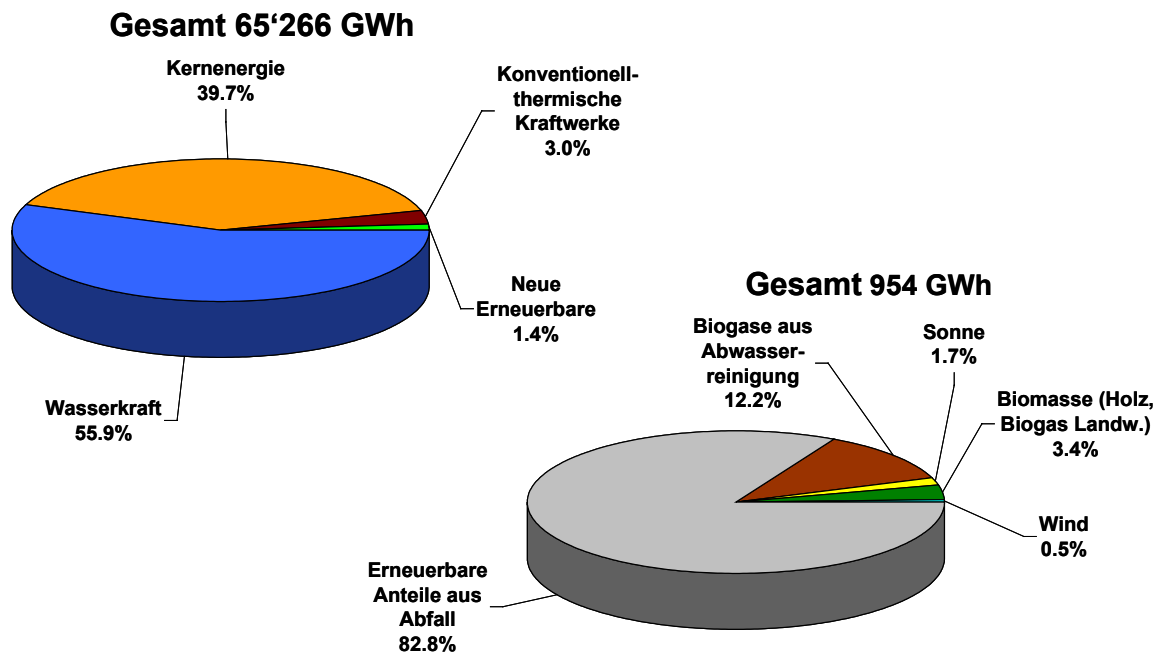


Fig. 1.2 Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2003 (BFE 2004) und Kaufmann (2004).

Nach einer kürzlich veröffentlichten Studie zum Schweizer Markt für Ökostrom^c und Elektrizität aus erneuerbaren Quellen (AEE 2004) bieten mehr als 400 Elektrizitätsunternehmen Stromprodukte aus den erneuerbaren Energien Wasser, Wind, Sonne und Biomasse an. Das Wachstum des Marktes hat sich deutlich beschleunigt. Die Marktumfrage zeigt für das Jahr 2003 einen Verkauf von insgesamt 2'482 GWh. Das entspricht 4.6% des schweizerischen Stromverbrauches. Die relativen Beiträge von Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windenergie liegen bei 98.2%, 1.4%, 0.3% und 0.2%.

Die aktuelle Politik zielt darauf ab, bis ins Jahr 2030 einen Anteil von 10% an der gesamten Schweizer Stromversorgung aus „Neuen“ erneuerbaren bereitzustellen. Das wird so verstanden, dass sich dieses Ziel auf den heutigen Stromverbrauch bezieht und damit rund 5'500 GWh/a entspricht.

^a Zum Vergleich lag der gesamte Stromverbrauch in der Schweiz 2003 bei 55'122 GWh. Der durchschnittliche Anstieg (pro Jahr) des Verbrauchs betrug während der letzten 15, 10 und 5 Jahre 1.5%, 1.6% und 2.1%. Im Durchschnitt stieg der Verbrauch pro Prozent Wirtschaftswachstum in der Schweiz um 1.4% (Wiederkehr & Brunner 2003b).

^b Die Produktion nahm im Jahr 2003 geringfügig auf 65'266 GWh zu (BFE 2004); besonders hoch war sie im Jahr 2001 mit 70'174 GWh wegen einer sehr hohen Wasserkraftproduktion. Das Jahr 2002 wird hier als Referenz verwendet, da die neueste verfügbare detaillierte Statistik zu den erneuerbaren Energieträgern aus diesem Jahr stammt (Kaufmann 2003a).

^c Nach (AEE 2004) existiert eine einheitliche, allgemein akzeptierte Definition der „Ökostrom-Qualität“ nicht. Auf dem Markt haben sich verschiedene Qualitätslabel etabliert, welche die Herkunft des Stromes garantieren. Neben den Labels „naturemade star“ und „naturemade basic“ ist das Label „TÜV“ gängig. Viele Produkte (v.a. Solarstromangebote) sind jedoch nicht zertifiziert.

Kernenergie

In der Schweiz trägt die Kernenergie etwa 40% zur gesamten Stromproduktion bei und liegt damit über dem europäischen Durchschnitt von 33%. Die fünf Anlagen weisen eine Gesamtleistung von 3.2 GW_e auf und verfügen zusammen über eine kumulierte Betriebserfahrung von 140 Jahren. Die jährliche Verfügbarkeit liegt bei über 90%.

Als Folge der Ablehnung der Volksinitiativen „Ausstieg“ und „Moratorium+“ stellt die Kernenergie auch in Zukunft eine Option dar. Das neue Kernenergiegesetz (KEG 2005) soll Anfang 2005 in Kraft gesetzt werden. Die Erteilung einer Rahmenbewilligung für neue Kernkraftwerke durch Bundesrat und Bundesversammlung ist neu dem fakultativen Referendum unterstellt (Art 48 KEG).

1.3 Erfahrung des PSI

Basierend auf den grossen Erfahrungen auf dem Gebiet der technologischen Entwicklung der Optionen zur zukünftigen Energieversorgung, inklusive Erneuerbaren und nicht erneuerbaren Ressourcen, verfügt das PSI eine solide Basis, um einen ausgewogenen Ausblick auf die prognostizierten technologischen Fortschritte und Chancen der nicht konventionellen Alternativen zur Stromversorgung, welche in Zukunft eine bedeutende Rolle bei der Stromversorgung spielen können, bereitzustellen. Eine derartige Studie ist stark mit den Aktivitäten innerhalb des Projekts GaBE (Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen) vernetzt. In diesem Projekt werden umfassende, interdisziplinäre Bewertungen von heutigen und zukünftigen Technologien zu Strom- und Wärmeversorgung vorgenommen.

1.4 Literaturverzeichnis

AEE 2004	AEE (2004) Der Markt für Ökostrom und weitere Stromprodukte aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Jahre 2003. Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen. Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz.
BFE 2004	BFE (2004) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003. Bundesamt für Energie, Bern.
Goldemberg 2000	Goldemberg J. (2000) World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability. UNDP, New York.
Johansson et al. 2004	Johansson T. B., McCormick K., Neij L. and Turkenberg W. (2004) The Potentials of Renewable Energy. Thematic Background Paper (TBP). International Conference for Renewable Energies, Bonn.
Kaufmann 2004	Kaufmann U. (2004) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2003. Dr. Eicher + Pauli AG für das Bundesamt für Energie (BFE), Bern.
KEG 2005	KEG (2005) Kernenergiegesetz des Bundesrates, Online-Version unter: http://www.energie-schweiz.ch/internet/03022/?lang=de .
OECD/IEA 2003	OECD/IEA (2003) Renewables for Power Generation: Status and Prospects. Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) / International Energy Agency (IEA), Paris.
Wiederkehr & Brunner 2003	Wiederkehr K. and Brunner F. (2003) Strombedarf und Wirtschaftswachstum. SEV/VSE Bulletin 4/2003.

2 Zielsetzung und Rahmen der Arbeit

2.1 Ziele

In Übereinstimmung mit den durch das BFE festgelegten Spezifikationen werden bei diesem Projekt die Charakteristika der „Neuen“ erneuerbaren Energieträger sowie neuer Kernenergietechnologien behandelt, wobei der Schwerpunkt insbesondere auf deren physikalischen und technischen Potenzialen sowie den zu erwartenden Kostenentwicklungen liegt.

2.2 Rahmen der Arbeit

Die behandelten Technologien werden in Form ihrer jeweiligen, für die Bewertung ausschlaggebenden Eigenschaften charakterisiert. Dabei finden die Verbesserungen Berücksichtigung, welche innerhalb des Untersuchungszeitraums dieser Studie als realistisch erachtet werden.

Diese Arbeit beinhaltet auch die Beurteilung notwendiger Investitionen und der resultierenden Stromgestehungskosten. Die prognostizierten Entwicklungen der Kosten werden in einer Zeitauflösung behandelt, welche im Hinblick auf den technologischen Reifegrad und die Bedeutung der aus der Vergangenheit vorhandenen Erfahrung der jeweiligen Systeme als sinnvoll angesehen wird.

Sofern die Möglichkeit besteht, werden die Faktoren, welche als positiv oder negativ bezüglich der erweiterten Anwendung der einzelnen Technologien angesehen werden, angeführt und kommentiert. Dies deckt auch Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte der einzelnen Systeme ab, sofern hier die technologische Performance in dieser Hinsicht basierend auf verfügbaren Quellen in konsistenter Weise quantifiziert werden kann. In den meisten Fällen beziehen sich die ausgewählten quantitativen Indikatoren auf heutige Technologien. Für zukünftige Systeme könnten sich Differenzen ergeben. Falls der Einfluss zukünftiger Entwicklungen als relevant eingestuft wird, wird dies jedoch kommentiert.

Der Rahmen der betrachteten Optionen zur Stromerzeugung wurde vom BFE definiert. Folgende erneuerbare Energiesysteme werden behandelt: Kleinwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, solarthermische und solarchemische Stromerzeugung, Geothermie und Wellenkraft. Bei der Windenergie werden sowohl die einheimische Produktion, als auch der Import von Windstrom berücksichtigt; solarthermische und solarchemische Stromerzeugung sowie Wellenkraft beziehen sich ausschliesslich auf Potenziale für den Import.

3 Ansatz und Rahmenbedingungen

3.1 Basis für die Arbeit

Der interdisziplinäre Rahmen für die Bewertung von Energiesystemen wurde am PSI innerhalb des Projekts GaBE während der letzten 10 Jahre entwickelt und implementiert (siehe z.B. Hirschberg & Dones 2000). Das Kernelement dieses Rahmens stellt die Charakterisierung der Technologie in Form ihrer technischen, ökologischen und ökonomischen Funktion dar.

Besondere Aufmerksamkeit erfordert die Behandlung von Systemen, welche in der Zukunft zum Einsatz kommen. Eine Anwendung auf zukünftige Systeme erfordert Ausweitungen, Extrapolationen und eine Reihe zusätzlicher Annahmen, welche auf Literatur, Informationen von der Industrie oder Beratern sowie auf Beurteilungen von Experten basieren. In der Vergangenheit führte das PSI solche Evaluationen, welche die ökologische und/oder ökonomische Performance möglicher zukünftiger Technologien für die Schweiz und erst kürzlich für China behandeln, durch (siehe beispielweise Dones et al. 1996, Dones et al. 1999, Gantner et al. 2001a, Hirschberg et al. 2000, Kypreos et al. 2003, Hirschberg et al. 2003a, Dones, Zhou et al. 2003).

Im ökologischen Zusammenhang ermöglichen der Zugriff auf essentielle Prozessdaten und die Kenntnis der relativen Bedeutung verschiedener Emissionsquellen eine Konzentration der Analyse und eine Ökonomisierung des Ressourcenverbrauchs. Die Parameter, welche den grössten Einfluss auf die Ergebnisse besitzen sind üblicherweise die Folgenden: Emissionen, Wirkungsgrade, Materialintensitäten und Transportbedarf. Die relative Bedeutung dieser Faktoren ist zwischen den verschiedenen Energieketten signifikant verschieden.

Die Analyse der zukünftigen Kosten stützt sich auf Literaturdaten und Herstellerinformation. Zusätzlich werden für Systeme, welche derzeit geringe Marktanteile aber grosses Entwicklungspotenzial aufweisen, Lernkurven eingesetzt, um eine bessere ökonomische Performance aufgrund deutlich erhöhter Produktionsvolumina zu berücksichtigen. Während der letzten zehn Jahre wurde die Methodologie der Lernkurvenentwicklung weiterentwickelt und zur Analyse von Kostentrends verschiedener Energietechnologien sowie zur Analyse politischer Massnahmen zur Beeinflussung und Kommerzialisierung neuer Energietechnologien (z.B. Kypreos & Bahn 2003, Kypreos & Baretto 1998, Baretto & Kypreos 2004) eingesetzt. Lernkurven können extrapoliert und zur Analyse zukünftiger Energiekosten sowie zur Ermittlung des Potenzials der Kommerzialisierung neuer Energietechnologien genutzt werden.

Im Jahr 1999 führte das PSI eine eingeschränkte Untersuchung des Potenzials erneuerbarer Energiequellen in der Schweiz mit einem Zeithorizont von 20-30 Jahren durch. Diese Arbeit war ein Beitrag zum Bericht der Schweizer Akademie der Wissenschaften (SATW) „CH 50% - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien“ (SATW 1999a). Die für diese Arbeit bestimmten, realistisch-optimistischen Potenziale basierten auf einer systematischen, umfangreichen Literaturstudie und werden in der aktuellen Studie als nützlicher Input betrachtet. Die damals ermittelten Potenziale wurden später in veränderter Form im Projekt „Dezentral“ (Gantner et al. 2001a) verwendet.

Für die vorliegende Studie wurde eine grosse Bandbreite an Literaturquellen ausgewertet, um das Potenzial für die einzelnen erneuerbaren Energieoptionen zu bestimmen. Die zahlreichen Literaturquellen sind am Ende der jeweiligen Kapitel angeführt.

Im Fall der Kernenergie muss zwischen Technologien der Generation III/III+ und Generation IV unterschieden werden. Unter den vielen in diesem Zusammenhang nützlichen Referenzen befinden sich eine Studie des PSI (Brogli, Foskolos & Goetzmann 1996) sowie die beiden neueren Studien „Generation IV Roadmap“ (GIF 2002) und (MIT 2003) des Massachusetts Institute of Technology. Auch darüber hinaus gehende, den Brennstoffzyklus untersuchende Studien müssen berücksichtigt werden, da sie die Abfallproblematik, sowie Aspekte der Ökonomie und Proliferation betreffen. Die ist zur Beurteilung potenzieller Hindernisse, aber auch möglicher Chancen der Kernenergie unbedingt nötig (NEA/OECD 2002, Brogli & Krakowski 2001, Brogli & Krakowski 2002). Die Nachhaltigkeit der Kernenergie wurde von Seiten des PSI in einigen kürzlich erschienenen Publikationen behandelt

(Hirschberg 2002, Hirschberg et al. 2003b). Auch für die Kernenergie wurden zahlreiche zusätzliche Literaturquellen ausgewertet, die am Ende des Kernenergiekapitels, welches das Potenzial und die Kosten zukünftiger nuklearer Technologien abdeckt, angeführt sind.

3.2 Durchführung und Organisation der Arbeiten

Folgende Projektschritte wurden durchgeführt:^a

6. Selektion der in Frage kommenden Technologien.

Die jeweiligen Technologien wurden auf Basis von verfügbarem Wissen und Literatur ausgewählt. Aus praktischen Überlegungen wurde die Auswahl im Rahmen von Potenzialen und Kosten auf jene Technologien beschränkt, welche als repräsentativ betrachtet wurden.

7. Literaturstudien zu Potenzialen und Kosten; Herstellung von Kontakten zu Personen und Institutionen, welche über relevante Informationen verfügen; Sammlung von Informationsmaterial.

Die relevante Literatur wurde systematisch studiert. Im Verlauf des Projekts wurden ausgewählte Organisationen und Personen kontaktiert, welche über Fachwissen auf den entsprechenden Gebieten verfügen. Dies beinhaltet externe Kontakte ebenso wie PSI-internes Fachwissen innerhalb von Gruppen, welche sich mit der Entwicklung spezifischer Technologien beschäftigen.

8. Bestimmung der wichtigsten Systemcharakteristika und Festlegung von Lernkurven (wenn möglich).

Die wichtigsten Parameter der einzelnen Systeme wurden ermittelt und zusammengefasst. In Fällen, in denen genügend Erfahrung vorhanden ist, wurden Lernkurven für die Weiterentwicklung der Technologien untersucht und festgelegt.

9. Analyse von technologiespezifischen Eigenschaften, welche fördernden oder hindernden Charakter aufweisen, und die in Zukunft realisierbaren Potenziale beeinflussen.

Dies kann ökologische Fragestellungen betreffen, aber auch Aspekte, welche die soziale Akzeptanz beeinflussen. Der Einfluss einer möglichen zukünftigen Internalisierung von externen Kosten auf die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit einzelner Energieträger wurde untersucht.

10. Integration

Die Ergebnisse der einzelnen Aufgabengebiete werden integriert und im Schlussbericht zusammengefasst. Ein entscheidender Aspekt ist die Sicherstellung einer vernünftigen Konsistenz und Ausgewogenheit zwischen den Evaluationen der einzelnen Optionen, und zwar unter Berücksichtigung der Unterschiede im Kenntnisstand und den Unsicherheiten, welche mit der Beurteilung verbunden sind.

Die Arbeit wurde gemeinsam von den Bereichen Allgemeine Energie (ENE) sowie Nukleare Energie und Sicherheit (NES) durchgeführt. Für die Koordination des Projekts war die Sektion „Ganzheitliche Systemanalysen“ verantwortlich

Abgesehen von Wissenschaftlern, die auf dem Gebiet der Analysen von Energiesystemen spezialisiert sind, haben auch Experten, welche an der Entwicklung zukünftiger Technologien forschen, in grossem Umfang mit ihrem Wissen zu diesem Projekt beigetragen.

^a Diese Schritte wurden nicht notwendigerweise der Reihe nach ausgeführt.

3.3 Allgemeine Annahmen

Trotz der grossen Zahl an Optionen, welche für diese Arbeit wie in Kap. 3.1 beschrieben berücksichtigt wurden, weist die Basis dieser Studie viele gemeinsame Faktoren auf. Die Einzelkapitel, welche die verschiedenen Optionen behandeln, weisen so weit wie möglich eine gemeinsame Struktur auf.

Aspekte mit allgemeinem Charakter bzw. von allgemeinem Interesse wurden innerhalb des Projektteams diskutiert und nach Abstimmung untereinander auf einer gemeinsamen Basis behandelt. Dies betrifft beispielsweise Fragestellungen wie die Kosten der Elektrizitäts-Fernübertragung, Zinssätze sowie in einigen Fällen Annahmen zur Allokation repräsentativer Umweltauswirkungen. Eine vollständig konsistente Behandlung solcher Aspekte war innerhalb der vorliegenden Studie nicht machbar, da ein signifikanter Teil der gesammelten Literaturdaten nicht in einem Mass aufgeschlüsselt werden könnte, das eine allgemeine Implementierung gemeinsamer Werte für sämtliche Parameter von Interesse erlauben würde.

3.4 Einschränkungen

Ein wichtiger Punkt ist die Tatsache, dass zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energieträgern sehr grosse Unterschiede hinsichtlich Wissensstand und Marktreife bestehen. So ist beispielsweise die Bestimmung des heimischen Windenergiepotenzials relativ problemlos möglich, da zu diesem Thema veröffentlichte Studien verfügbar sind. Auf der anderen Seite sind die Potenziale für Geothermie und den Import von Wellenkraft sehr spekulativ. Auch der Import von Windstrom stellt ein kontroverses Thema dar. Als Konsequenz davon können die Unsicherheiten in Einzelfällen sehr hoch sein und die Bestimmung einiger Potenziale ist teilweise von subjektiver Abschätzung abhängig. Es wurde versucht, diese Abschätzungen transparent zu machen. Die damit verbundenen Unsicherheiten wurden Fall für Fall qualitativ beschrieben.

Aufgrund der grossen Bandbreite von Optionen zur Biomassenutzung und beschränkter Ressourcen konnte der Bereich Biomasse nicht in sehr umfassender Weise behandelt werden. Der Schwerpunkt in diesem Teil lag in der Identifizierung und Präsentation der technologischen Möglichkeiten und Trends bei der Stromerzeugung aus Biomasse.

In dieser Arbeit wurden theoretische und technische Potenziale verschiedener Optionen zur Stromerzeugung untersucht. Dies beinhaltet jedoch keine Modellierungen, welche zur Entwicklung von ökonomischen Potenzialen unter bestimmten Rahmenbedingungen und unter expliziter Berücksichtigung von Massnahmen, welche die Marktdurchdringung der Varianten von Interesse erleichtern könnten, führen würden. Die im Rahmen dieser Arbeit erreichten Resultate könnten jedoch für solche Entwicklungen und Anwendungen genutzt werden.

3.5 Literaturverzeichnis

- Baretto & Kypreos 2004 Baretto L. and Kypreos S. (2004) Emissions Trading and Technology Deployment in an Energy-Systems Bottom-Up Model with Technology Learning. In: European Journal for Operations Research(im Druck), pp. xy.
- Brogli et al. 1996 Brogli R., Foskolos K. and Goetzmann C. (1996) Fortgeschrittene Nukleare Systeme im Vergleich. PSI Bericht Nr 96-17. Paul Scherrer Institut, PSI, Villigen.
- Brogli & Krakowski 2001 Brogli R. and Krakowski R. A. (2001) Proliferation and the Civilian Nuclear Fuel Cycle. Towards a Simplified Recipe to Measure Proliferation Risk". PSI Report No. 01-10. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
- Brogli & Krakowski 2002 Brogli R. and Krakowski R. A. (2002) Degree of Sustainability of Various Nuclear Fuel Cycles". PSI Report No. 02-14. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
- Dones et al. 1999 Dones R., Gantner U. and Hirschberg S. (1999) Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland. In: Knowledge Infrastructures and Decision Support Systems for Integrated Modelling in Energy Management and Policies, Special Issue of Int. J. of Global Energy Issues, 12(1-6), pp. 271-282.
- Dones et al. 1996 Dones R., Gantner U., Hirschberg S., Doka G. and Knoepfel I. (1996) Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland. Project GaBE, PSI Report No. 96-07. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
- Dones et al. 2003 Dones R., Zhou X. and Tian C. (2003) Life Cycle Assessment. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China, The China Energy Technology Program (ed. Eliasson B. and Lee Y. Y.). pp. 319-444. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/London.
- Gantner et al. 2001 Gantner U., Jakob M. and Hirschberg S. (2001) Perspektiven der zukünftigen Strom- & Wärmeversorgung für die Schweiz - Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Projekt GaBE, PSI Bericht Nr. 01-12. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
- GIF 2002 GIF (2002) A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems: Ten Nations Preparing Today for Tomorrow's Energy Needs. U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum.
- Hirschberg 2002 Hirschberg S. (2002) Is Nuclear Energy Sustainable? A Comparative Perspective. In proceedings from: 21st Conference of the Nuclear Societies in Israel. "Nuclear Sciences in Israel - The Next 50 Years", 22-23 May 2002, Haifa, Israel.
- Hirschberg & Dones 2000 Hirschberg S. and Dones R. (2000) Analytical Decision Support for Sustainable Electricity Supply. In proceedings from: VDI Conference on Energy and Sustainable Development: Contributions to Future Energy Supply, VDI, Düsseldorf, Deutschland.
- Hirschberg et al. 2000 Hirschberg S., Dones R. and Gantner U. (2000) Use of External Cost Assessment and Multi-Criteria Decision Analysis for Comparative Evaluation of Options for Electricity Supply. In proceedings from: 5th International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management PSAM 5, 27 Nov.-1 Dec., Osaka, Japan.

Hirschberg et al. 2003b	Hirschberg S., Dones R., Heck T., Burgherr P. and Schenler W. (2003b) Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation", Report prepared by the Paul Scherrer Institut (PSI) for the International Committee on Nuclear Technology (ILK). (Zugriff beschränkt).
Hirschberg et al. 2003a	Hirschberg S., Heck T., Gantner U., Lu Y., Spadaro J. V., Krewitt W., Trukenmüller A. and Zhao Y. (2003a) Environmental Impact and External Cost Assessment. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China, The China Energy Technology Program (ed. Eliasson B. and Lee Y. Y.). pp. 445-586. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/London.
Kypreos & Bahn 2003	Kypreos S. and Bahn O. (2003) A MERGE Model with Endogenous Technological Progress. In: Environmental Modeling and Assessment, 8, pp. 249-259.
Kypreos & Baretto 1998	Kypreos S. and Baretto L. (1998) Mixed Integer Programming Formulation for Experience Curves in MARKAL, PSI Version. TEEM Project of Joule-III Report. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
Kypreos et al. 2003	Kypreos S., Krakowski R. A., Röder A., Wei Z. and Chen W. (2003) Energy Economy Modeling Scenarios for China and Shandong. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China, The China Energy Technology Program (ed. Eliasson B. and Lee Y. Y.). pp. 99-199. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/London.
MIT 2003	MIT (2003) The Future of Nuclear Power, an Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, MIT.
NEA/OECD 2002	NEA/OECD (2002) Accelerator-driven Systems (ADS) and Fast Reactors (FR) in Advanced Nuclear Fuel Cycles, A Comparative Study. Report by a group of experts chaired by P. Wydler (PSI). Nuclear Energy Agency (NEA) / Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Paris.
SATW 1999	SATW (1999) CH50% - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien. SATW Report Nr.30. Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW), Zürich.

4 Kleinwasserkraftwerke

4.1 Einleitung

Die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken hat in der Schweiz eine lange Tradition. So wies bereits im Jahr 1914 das Wasserrechtsregister etwa 7'000 Kleinwasserkraftwerke bis 10 MW Leistung aus, wovon mehr als 90% Kleinstanlagen mit einer Leistung von weniger als 300 kW wie Wasserräder oder Kleinturbinen waren.^a Diese dienten damals vor allem zur dezentralen Stromerzeugung für Industrie- und Gewerbebetriebe. Mit dem Aufkommen von billigen und flexiblen Verbrennungsmotoren, dem flächendeckenden Ausbau des Stromnetzes und der Verfügbarkeit von billiger Elektrizität aus Grosskraftwerken wurde jedoch der Betrieb vieler Kleinwasserkraftwerke eingestellt. 1985 waren noch ca. 1000 Kleinwasserkraftwerke in Betrieb, davon ca. 700 mit einer Leistung bis 300 kW. Zusätzlich gab es etwa 400 Anlagen mit rein mechanischer Kraftverwendung. Diese negative Entwicklung kehrte sich im Laufe der 1990er-Jahre mit der Aufnahme des Energieartikels in die Bundesverfassung, dem darauf folgenden Erlass des Energienutzungsbeschluss (ENB) und dem darauf gestützten Aktionsprogramm „Energie 2000“ zur Förderung erneuerbarer Energien um. Heute soll die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken einen Beitrag zur Realisierung der Ziele des Nachfolgeprogramms von „Energie 2000“, dem Programm „EnergieSchweiz“ leisten, wo unter anderem eine Reduktion des Verbrauchs an fossilen Energieträgern und der CO₂-Emissionen sowie zumindest eine Beibehaltung des aktuellen Anteils der Wasserkraft am Endenergieverbrauch vorgesehen sind.

Die folgenden Abschätzungen des Potenzials der Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken sowie deren Kosten und Umweltauswirkungen sollen einen Beitrag zur Überarbeitung der Schweizer Energieperspektiven durch das Bundesamt für Energie bieten.

4.1.1 Definition

Leistung

Generell herrscht hinsichtlich der Definition, welche Anlagen unter Kleinwasserkraftwerke fallen, eine gewisse Inkonsistenz. Die am weitesten verbreitete und in der Schweiz gültige Einteilung, welcher auch hier gefolgt wird, zieht bei einer Leistung von 10 MW die Grenze zu Grosswasserkraftwerken. Mit Kleinwasserkraftwerk werden somit alle jene Anlagen bezeichnet, die eine Leistung von 10 MW oder weniger aufweisen (Von Moss & Leutwiler 1997). Anlagen mit einer Leistung von weniger als 300 kW werden häufig als Kleinstwasserkraftwerke bezeichnet, jene mit weniger als 50 kW als Pico-Kraftwerke (Leutwiler 1997).^b Im Gegensatz dazu werden in Deutschland Anlagen mit einer Leistung unter 5 MW als Kleinwasserkraftwerke bezeichnet (Thönnissen 2002). Andere Abgrenzungen werden noch bei der Vermarktung von Ökostrom getroffen, so beinhaltet beispielsweise die als „Naturstrom Azur“ vermarktete Elektrizität des Schweizer Stromunternehmens Axpo Strom aus Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von weniger als 1000 kW.^c

Typ

Neben einer Definition der Kleinwasserkraftwerke in Abhängigkeit von der Leistung wird auch eine Unterscheidung je nach Typ der Kraftwerke vorgenommen.

Abwasserkraftwerke

Als Abwasserkraftwerke werden jene Anlagen bezeichnet, bei denen im Rahmen der Abwasserreinigung Strom erzeugt wird. In der Schweiz sind etwa tausend Kläranlagen in Betrieb, in welchen

^a Informationen stammen von http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/kwk_ch.htm, bezogen am 22.3.2004.

^b Siehe auch http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/statistik/statistik.htm (22.3.2004).

^c Siehe http://www.axpo.ch/prod_dienstleistungen/privatkunde/naturstrom/axpo_azur.asp (23.3.2004).

täglich rund fünf Mio. m³ Abwasser aufbereitet werden. In Fällen, in denen die Klärwerke der Reinigung des Abwassers von Orten in Höhenlagen dienen, kann der Höhenunterschied, welcher ein nutzbares Wasserkraftpotenzial bietet, zur Stromerzeugung genutzt werden, egal ob die Wasserreinigung auf der Höhe der Gemeinde oder in einem tiefer gelegenen Klärwerk geschieht (Chenal et al. 1995).

Trinkwasserkraftwerke

Unter Trinkwasserkraftwerken sind jene Stromerzeugungsanlagen zu verstehen, wenn die Energie aus Wasser stammt, welches zu Trinkwasserzwecken gefasst, aufbereitet und abgeleitet wird. Dabei spielt es keine Rolle, an welcher Stelle im Netz einer Trinkwasserversorgung die Stromerzeugungsanlage steht (P. Burger et al. 1997).

Bachgespiesene Kleinwasserkraftwerke (Niederdruckkraftwerke)

Als Bachgespiesene Kleinwasserkraftwerke können jene Anlagen verstanden werden, welche zur Elektrizitätserzeugung direkt die Energie des in einem Bach oder einem künstlichen Kanal fließenden Wassers nutzt. Das genutzte Gefälle ist hier meist gering und bewegt sich im Bereich einiger Meter.

Hochdruck-Kleinwasserkraftwerke

Unter Hochdruck-Kleinwasserkraftwerken können jene Anlagen eingeordnet werden, bei denen zur Stromerzeugung Wasser in einem Druckrohr über eine relativ grosse Höhendifferenz zur Turbine geleitet wird.

Dotierkraftwerke

Als Dotier- oder Wehrkraftwerke werden kleine Anlagen bezeichnet, welche durch die Nutzung des Restwassers auf der Restwasserstrecke bzw. an Wehren von grösseren Kraftwerken Strom erzeugen. Meist wird für diesen Zweck die Restwasserdotierung erhöht, was auch ökologische Vorteile nach sich zieht.

4.1.2 Globale und Europäische Stromversorgung und Trends

Umfassende Daten zur Stromproduktion in Kleinwasserkraftwerken <10 MW in Europa sind in (Lorenzoni et al. 2001) angegeben. In dieser Studie werden für 13 Mitglieder der damaligen EU (Ausnahme Luxemburg und die Niederlande) sowie für die Schweiz, Island, Norwegen, Estland, Lettland, Litauen, Montenegro, Polen, die Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn und die Türkei u.a. die aktuelle Situation der Kleinwasserkraftwerke, deren Potenzial zur Stromerzeugung, ökonomische Aspekte und Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung untersucht. In diesen 26 Staaten werden etwa 17'400 Kleinwasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 12.5 GW betrieben, deren jährliche Stromproduktion etwa 50 TWh beträgt, was einem Anteil an der gesamten Stromproduktion dieser Länder von ca. 1.7% und einem Anteil an der Stromproduktion in Wasserkraftwerken von 9.7% entspricht. Die durchschnittliche Leistung der Kleinwasserkraftwerke beträgt in Westeuropa 0.7 MW, in Osteuropa 0.3 MW.

Auch für Indien und Kanada werden Angaben gemacht: Die installierte Leistung in Indien beträgt derzeit 1327 MW mit einer Stromproduktion von etwa 5 TWh/a, wobei die Grenze zu Grosswasserkraftwerken bei 25 MW gezogen wird. Das Ausbaupotenzial wird mit 10'000-15'000 MW angegeben, wovon nach dem Ziel der Regierung bis ins Jahr 2012 etwa 3200 MW realisiert werden sollen. In Kanada beträgt die momentane Leistung der Kleinwasserkraftwerke 1500 MW bei einer jährlichen Stromproduktion von ca. 6.5 TWh, was rund 2.5% der gesamten Stromerzeugung in Wasserkraftwerken entspricht. Das realisierbare Potenzial wird mit einer Leistung von 9000 MW und einer Stromproduktion von 40 TWh/a angegeben, wovon allerdings derzeit nur 15% wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Für die untersuchten europäischen Länder wird ein technisches Ausbaupotenzial der Stromerzeugung ohne Berücksichtigung von ökologischen und ökonomischen Einschränkungen von etwa

65'000 GWh/a angegeben, wovon max. 11'000 GWh/a durch Renovierung und Ausbau bestehender Anlagen erreicht werden können. Unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Hindernissen reduziert sich das Ausbaupotenzial auf knapp 35'000 GWh/a, darunter knapp 6000 GWh/a durch Renovierung und Ausbau.

In (IEA 2003) wird die derzeitige Stromproduktion mit Kleinwasserkraftwerken weltweit mit 117 TWh/a bei einer installierten Gesamtleistung von 32 GW angegeben. Das technische Potenzial wird mit einer installierten Leistung von 150 GW bis 200 GW beziffert, wobei davon ausgegangen wird, dass die Stromproduktion pro kW installierter Leistung 3500 kWh/a bis 6000 kWh/a beträgt. Für das Jahr 2010 wird eine Kapazität von 45 GW prognostiziert, für das Jahr 2020 zwischen 62 GW und 84.5 GW.

Tab. 4.1 gibt einen Überblick über die vorhandenen Daten zur weltweiten Stromproduktion in Kleinwasserkraftwerken.

Tab. 4.1 Stromproduktion in Kleinwasserkraftwerken weltweit.

Gebiet	Anzahl Anlagen <10 MW	Installierte Leistung [GW]	Jährliche Strom- produktion [GWh/a]	Ausbaupotenzial
Welt	k.A.	32	117'000	150-200 GW ^a
Europa	17'400	12.5	50'000	65'000 GWh/a ^b 35'000 GWh/a ^c
Indien ^d	k.A.	1.33	5'000	10-15 GW
Kanada	k.A.	1.5	6'500	9 GW bzw. 40'000 GWh/a ^e

a Technisches Potenzial.

b Technisches Ausbaupotenzial ohne Berücksichtigung von ökologischen und ökonomischen Einschränkungen.

c Ausbaupotenzial ohne Berücksichtigung unter ökologischen und ökonomischen Einschränkungen.

d Statistik erfasst Anlagen <25 MW.

e Wirtschaftlicher Betrieb nur bei 15% der Anlagen möglich.

4.1.3 Schweizer Stromversorgung und Trends

In der offiziellen Schweizer Elektrizitätsstatistik (BFE 2003c) wird die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken nicht getrennt von grossen Wasserkraftwerken ausgewiesen. In (Kaufmann 2003b) werden Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von weniger als 300 kW als eigene Kategorie erwähnt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass diese „statistisch nur ungenügend erfasst sind und deshalb nicht separat ausgewiesen werden können“.

Aktuelle Zahlen wurden von der BFE-Programmleitung Kleinwasserkraftwerke zur Verfügung gestellt.^a Demnach werden momentan insgesamt 1033 Anlagen mit einer installierten Leistung von 761 MW und einer Produktionserwartung von 3422 GWh/a betrieben, was einem Anteil von 11.5% an der gesamtschweizerischen Stromproduktion in Wasserkraftwerken bzw. von 6.8% an der totalen Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2003 entsprach (vgl. (BFE 2003c)). Die Aufteilung in Leistungsklassen ist in Tab. 4.2 ersichtlich. Dies deckt sich auch in etwa mit den Angaben in (Lorenzoni et al. 2001), wo die Daten aus dem Jahr 1999 stammen. Es waren 1109 Kleinwasserkraftwerke (<10 MW) mit einer Gesamtleistung von 757 MW in Betrieb, in denen 3300 GWh Strom produziert wurden.

^a Persönliche Mitteilung von Hr. Buser, BFE-Programmleitung Kleinwasserkraftwerke, 14./23.6.2004.

Tab. 4.2 Stromproduktion in Schweizer Kleinwasserkraftwerken (Juni 2004).

Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung	Mittlere Produktionserwartung
		MW	GWh/a
Bis 300 kW	700	42	300
301 kW bis 1 MW	165	93	481
1 MW bis 10 MW	168	626	2641

Im Vergleich zum Jahr 1997 ist vor allem im unteren Leistungsbereich eine Zunahme festzustellen.^a Die mittlere jährliche Produktionserwartung betrug demnach damals für etwa 700 Kleinstwasserkraftwerke bis 300 kW 220 GWh bei einer installierten Leistung von ca. 50 MW, für 150 Anlagen im Bereich von 301 kW bis 1 MW mit einer Gesamtleistung von 83 MW 433 GWh und für 159 Anlagen im Bereich von 1 MW bis 10 MW bei einer Gesamtleistung von 622 MW 2667 GWh/a.

Die Stromproduktion in mehr als 100 Trinkwasserkraftwerken beträgt heute rund 65 GWh/a.^b Keine ganz aktuellen Zahlen sind für die Abwasserkraftwerke verfügbar. (Chenal et al. 1995) sowie (Leutwiler 1997) erwähnen den Betrieb von vier Abwasserkraftwerken, deren Stromproduktion mit etwa 5 GWh/a angegeben wird.

4.2 Technologiebeschreibung

4.2.1 Aktuelle Technologien

Die wichtigsten Bestandteile von Kleinwasserkraftwerken sind generell eine Wehranlage, heute meist eine robuste Betonkonstruktion, welche grössere Wassermassen ableiten und deren Stabilität auch bei Hochwasser gewährleistet bleiben muss, eine Turbine, welche die potenzielle Energie des strömenden Wassers nutzbar macht sowie ein Generator zur Stromerzeugung. Moderne Anlagen beinhalten teilweise auch ein Getriebe, um aus ökonomischen Gründen die Verwendung eines schnelllaufenden Generators zu ermöglichen. Bei Hochdruckkraftwerken kommt noch eine stabile Druckleitung aus Kunststoff, glasfaserverstärktem Polyesterharz, Gusseisen oder Stahl hinzu, welche zwischen der Wasserfassung und der Turbine liegt. Weitere Bestandteile sind die Restwasserstrecke, oft ein Sandfang, eine Rechenanlage zur Entfernung von Schwemmgut sowie eine Fischtreppe oder ein Umgehungsgerinne (Chapallaz & Eichenberger 1993, Lorenzoni et al. 2001). Bei Trink- und Abwasserkraftwerken werden Turbinen in bestehende Wasserleitungen integriert, der zusätzliche Aufwand ist hier sehr gering.

Die Wahl der geeigneten Turbine wird hauptsächlich durch die genutzte Fallhöhe und die Wassermenge bestimmt. Peltonturbinen (Fig. 4.1), bei denen das Wasser aus Düsen auf becherförmige Schaufeln trifft, werden ab einer Fallhöhe von etwa 30 m und bei geringen Wassermengen eingesetzt. Francisturbinen (Fig. 4.2), bei denen das Wasser durch ein feststehendes Leitrad mit verstellbaren Schaufeln auf die gegen- läufig gekrümmten Schaufeln des Laufrads gelenkt wird, befinden sich oft in alten Kleinwasserkraftwerken, werden jedoch wegen des komplizierten Aufbaus und der relativ hohen Kosten heute nur selten eingebaut. Sie sind bei geringen Fallhöhen und grossen Wassermengen geeignet. Kaplanturbinen (Fig. 4.3) und deren Weiterentwicklung, die Rohrturbinen, kommen meist im Niederdruckbereich bei Fallhöhen zwischen zwei und 20 m und bei grossen Wassermengen (mehr als 1 m³/s) zum Einsatz. Diese Turbinenarten, welche in der Regel senkrecht montiert sind und wo das Wasser von oben einströmt, ähneln einem Schiffspropeller. Eine weitere Möglichkeit sind die Durchström- oder Banki-Turbinen, welche sich vor allem durch die einfache und robuste Bauweise auszeichnen und im Nieder- und Mitteldruckbereich eingesetzt werden (Chapallaz & Eichenberger

^a http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/statistik/KWK_überblick.htm (6.5.2004).

^b http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/statistik/statistik.htm (8.1.2005).

1993). Alle diese Turbinentypen stellen alte und bewährte Technologien dar, in den letzten Jahren gab es dabei keine revolutionären Verbesserungen. Der Wirkungsgrad moderner Kleinturbinen liegt etwa bei 92-93%. Grossturbinen weisen im Gegensatz dazu rund 3-4% höhere Wirkungsgrade auf (Lorenzoni et al. 2001).

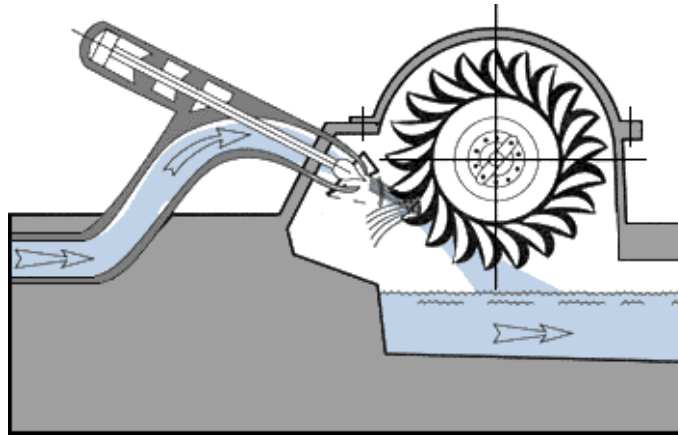


Fig. 4.1 Schematische Darstellung einer Pelton-Turbine.

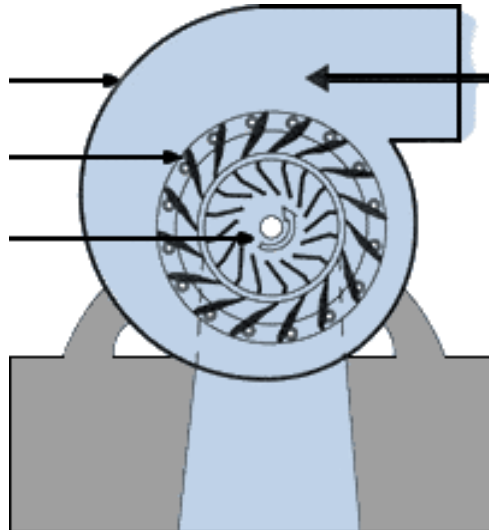


Fig. 4.2 Schematische Darstellung einer Francis-Turbine.

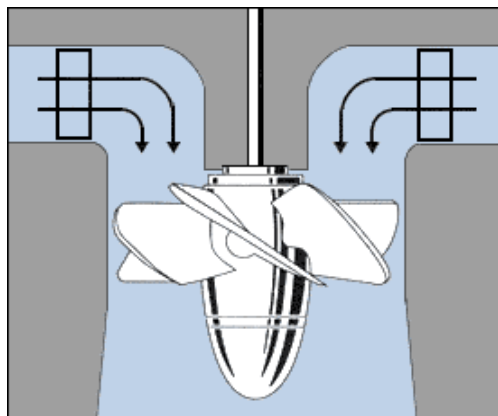


Fig. 4.3 Schematische Darstellung einer Kaplan-Turbine.

Neben diesen klassischen Turbinen kann in Kleinwasserkraftwerken zur Stromerzeugung auch die so genannte Wasserkraftschnecke, welche im Prinzip einer umgekehrten archimedischen Schraube entspricht, eingesetzt werden. Fig. 4.4 zeigt ein Bild einer 8.5 kW-Anlage mit einer genutzten Fallhöhe von 1.1 m und einem Wasserzulauf von 1040 l/s sowie eine 65 kW-Anlage mit einer genutzten Fallhöhe von 2.4 m und einem Wasserzulauf von 3700 l/s.^a Mit Wasserkraftschnecken können auch minimale Wasserkraftpotenziale ab 1 kW Leistung nutzbar gemacht werden. Der bauliche Aufwand bei Verwendung einer Wasserkraftschnecke im Vergleich zu Turbinen ist deutlich geringer, wodurch auch die Kosten gering gehalten werden können. Die Schnecken sind wenig empfindlich gegen Schwemmgut, es genügt ein grober Personenschutzrechen zum Schutz am Einlauf. Dadurch verringern sich die Kosten für die Rechenreinigung und Geschwemmselbehandlung drastisch. Bei guter Wartung läuft die Maschine ohne wesentlichen Luft- und Körperschall (Leutwiler 2002). Ausserdem lassen sich Wasserkraftschnecken mit geringem Aufwand optimal in die Umgebung einfügen, ohne störend zu wirken. Mögliche Einsatzgebiete sind der Ersatz kleiner, sanierungsbedürftiger Turbinenanlagen, die Nutzung des Wasserauslaufs von Kläranlagen, oder Nutzung von kleinen Wasserkraften an ehemaligen Bewässerungswehren.^b Es können Wasserströme bis 5500 l/s bei Fallhöhen bis zu 10 m genutzt werden. Als obere Leistungsgrenze werden 300 kW angegeben, der Wirkungsgrad beträgt bis zu 90%. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Wanderbewegung der Fische meist ungehindert stattfinden kann.^c



Fig. 4.4 Wasserkraftschnecken: 8.5 kW und 65 kW.^d

Der produzierte Strom wird von der genutzten Nettofallhöhe, der Abflussmenge und dem Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks bestimmt. Die Wirkungsgrade der in (Baumgartner & Doka

^a http://www.ritz-atro.de/deutsch/5_service/5_3_2_wks3.htm (2.12.2004).

^b http://www.ritz-atro.de/deutsch/3_wks/3_2_einsatzgebiete.htm (2.12.2004).

^c http://www.ritz-atro.de/shared/documents/prospekte/wks/Wasserkraftschnecken_DE.pdf (2.12.2004).

^d http://www.ritz-atro.de/deutsch/5_service/5_3_2_wks3.htm (2.12.2004).

1996) untersuchten Anlagen liegen zwischen 0.7 und 0.84, laut (IEA 2003) liegen typische Wirkungsgrade zwischen 0.7 und 0.85, wobei für alte und kleine Anlagen ein Minimalwert von 0.6 angegeben wird, für grössere und moderne Anlagen ein Maximalwert von 0.9. Der Wirkungsgrad alleine lässt aber noch keine Rückschlüsse auf die jährliche Stromproduktion zu, hier muss bei natürlichen Gewässern auch noch die Wasserstandsführung im Lauf des Jahres berücksichtigt werden. Bei Niedrigwasser kann oft nicht mit voller Turbinenleistung Strom produziert werden. So liegt die Anzahl der Volllaststunden bei den in (Bretscher & Gutzwiller 2003, Binder & Burri 2003, Binder & Burri 2001, eps 2001, Hunziker 2002, Kunz & Meng 2003, Liesch 2003, Müller 2002, Odermatt & Ettlin 2001, Schmid & Bonato 2003, Wohlfender et al. 2002) beschriebenen Kleinwasserkraftwerken zwischen knapp 3000 kWh/a und ca. 7700 kWh/a pro Kilowatt installierter Leistung.

4.2.2 Zukünftige Technologien

Da die aktuelle Technik der heute für Kleinwasserkraftwerke verwendeten Komponenten als ausgereift gilt und höchstwahrscheinlich in Zukunft auch kein grosser Aufwand zur etwaigen Optimierung betrieben wird, sind aus technologischer Sicht bis zum Jahr 2050 keine revolutionären Verbesserungen zu erwarten. Bei den Turbinen liegen die Optimierungsbestrebungen momentan auf der Verwendung von alternativen Materialien – Verbundstoffe, welche auch auf dem Kostensektor mit traditionellen Materialien konkurrenzfähig sind – und der möglichen Nutzung von Fallhöhen unter 2.5 m – 3 m, welche derzeit unter normalen Umständen kaum genutzt werden. Verbesserungspotenzial besteht noch bei der Automatisierung des Betriebs und der Überwachung der Anlagen, da diese Aspekte auch bedeutende Kostenfaktoren darstellen. Der Trend geht hier in Richtung internet-basierter Überwachung und Steuerung, um auf Personal weit gehend verzichten zu können und die Betriebskosten gering zu halten (Lorenzoni et al. 2001).

Eine interessante Neuentwicklung stellt die StrafloMatrix-Turbine, eine Weiterentwicklung des HYDROMATRIX-Konzepts, dar. Das Konzept der HYDROMATRIX-Turbine ist die innovative Anwendung einer bewährten Technologie zur besonders ökonomischen Nutzung bereits vorhandener Staudämme oder Wehranlagen mit geringen Fallhöhen (Bihlmayer & Koleber 2004). In einer Art Baukastensystem ist eine Vielzahl kleiner, identischer Turbinen-Generatoreinheiten in einem gemeinsamen Rahmen in Matrix-Form angeordnet.^a Die Besonderheit der StrafloMatrix-Turbine ist deren Ausführung des Generators.^b Das Turbinenlaufrad dient dabei gleichzeitig als Träger des Generatorrotors. Die dadurch resultierende kompaktere Bauweise ist wirtschaftlicher und weist insbesondere bei engen Platzverhältnissen Vorteile auf, was bei Kleinwasserkraftwerken oft eine bedeutende Rolle spielt. Mittlerweile sind diese Turbinenkonzepte bereits in sechs Anlagen im Praxisbetrieb oder in Planung (VATech 2004a, VATech 2004b, VATech 2004c).^c Fig. 4.5 zeigt eine Testanlage im oberösterreichischen Agonitz, Fig. 4.6 die Darstellung einer StrafloMatrix-Turbine.

^a Allgemeine und weiter führende, detaillierte Informationen zu diesem Turbinen-Konzept sind unter <http://www.hydromatrix.at> zu finden (6.7.2004).

^b Detaillierte Informationen unter <http://www.hydromatrix.at/straflomatrix.htm> (6.7.2004).

^c Informationen von <http://www.hydromatrix.at/download.htm> (6.7.2004).



Fig. 4.5 HYDROMATRIX Testanlage im oberösterreichischen Kleinwasserkraftwerk Agonitz (Bihlmayer & Koleber 2004).

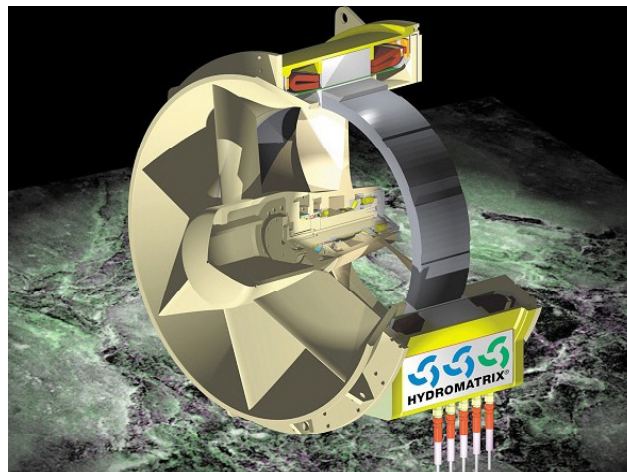


Fig. 4.6 Darstellung einer StrafloMatrix-Turbine.^a

4.3 Potenzial zur Stromerzeugung

4.3.1 Physikalisches Potenzial

Fig. 4.7 zeigt gebietsweise das theoretische Energiepotenzial der Niederschläge und der Zuflüsse, ausserdem die aktuelle Nutzung dieser Energie in Prozent. Es ist jedoch weder möglich noch wünschenswert, dem Wasser 100% seiner Energie zu entziehen. Auch stellt die Nutzung sämtlicher vorhandener Fliessgewässer und deren vollständige Verbauung mit Kraftwerken zur Stromproduktion kein realistisches Szenario dar.

^a Quelle: <http://www.hydromatrix.at> (Juli 2004).

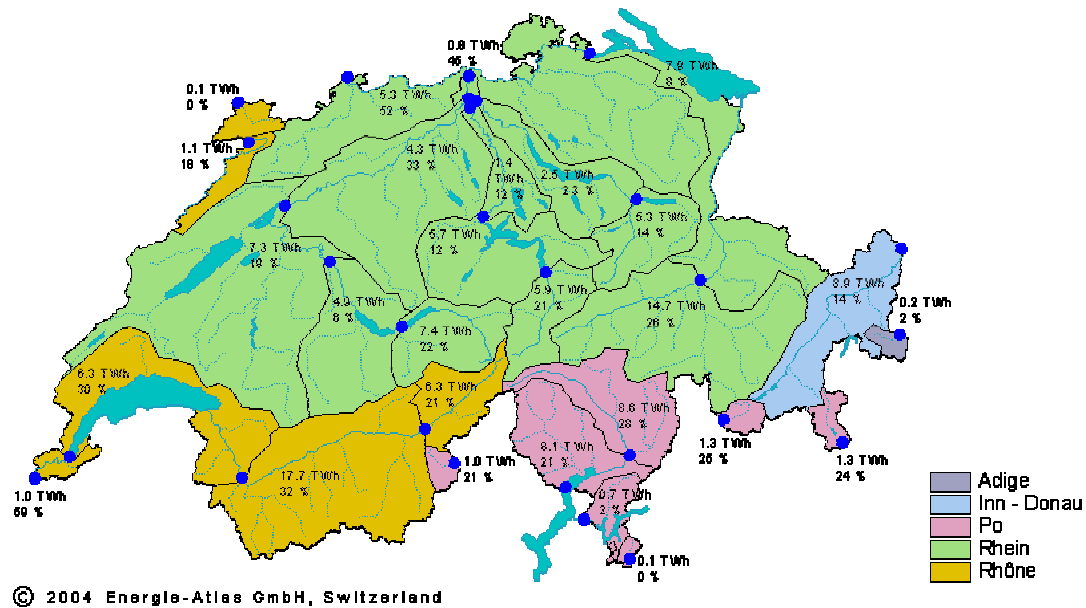


Fig. 4.7 Gebietsweises Energiepotenzial des Niederschlagswassers und der Zuflüsse sowie die aktuelle Nutzung dieses Potenzials (<http://www.energie-atlas.ch/wa-CH.htm>).

Fig. 4.8 zeigt das theoretische Zubaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz. In den hell- und mittelblau gefärbten Gebieten besteht noch ein theoretisches Ausbaupotenzial, das insbesondere durch Kleinwasserkraftwerke genutzt werden könnte. In erster Priorität betrifft dies den nördlichen Kettenjura und die peripheren Teile der Alpen (hellblau), in zweiter Priorität den übrigen Jura, das Mittelland und die Voralpen (mittelblau). In den zentralen Alpen ist die Wasserkraft bereits voll genutzt.^a

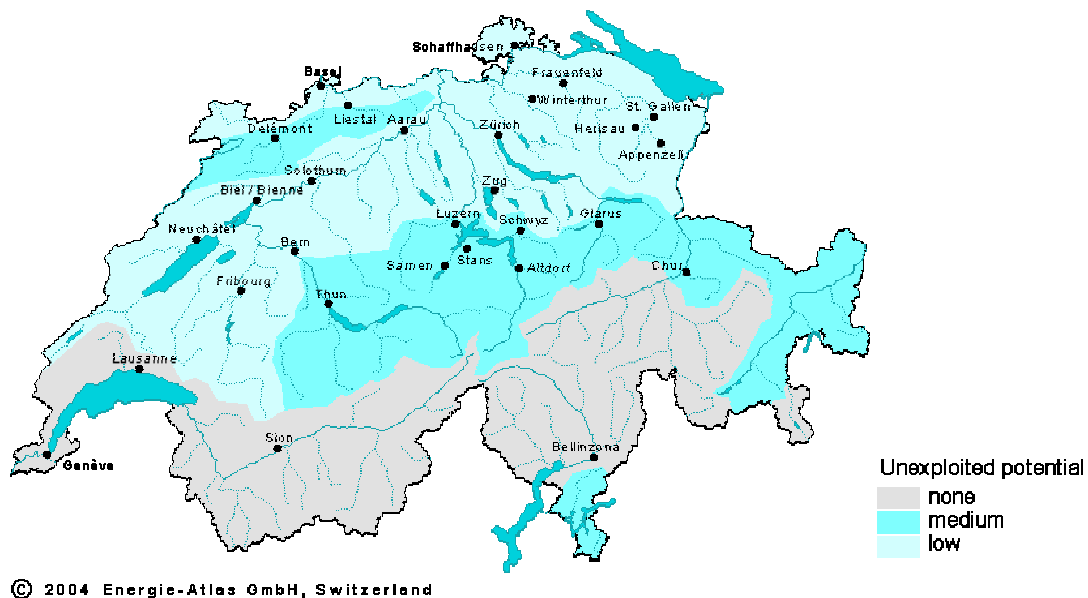


Fig. 4.8 Theoretische Ausbaumöglichkeiten der Wasserkraft (<http://www.energie-atlas.ch/wa-CH.htm>).

^a <http://www.energie-atlas.ch/wa-CH.htm> (November 2004).

4.3.2 Technisches Potenzial

Nach (Elektrowatt 1987) betrug das zusätzliche Stromerzeugungspotenzial in Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von weniger als 10 MW im Jahr 1986 bei einer Ausbauleistung von 920 MW 2450 GWh/a. Dabei sind sowohl Um- als auch Neubauten berücksichtigt. Damals wurde auch eine Aufteilung in verschiedene Klassen von Stromgestehungskosten vorgenommen, welche in Tab. 4.3 dargestellt ist.

Tab. 4.3 Offen stehendes Potenzial für Kleinwasserkraftwerke (<10 MW) nach (Elektrowatt 1987).

	Zusätzliche installierte Leistung	Zusätzliche Produktionserwartung
Kostenkategorien*	MW	GWh/a
<10 Rp./kWh	520	1150
10-12 Rp./kWh	100	300
12-14 Rp./kWh	130	500
14-16 Rp./kWh	170	500
Gesamt	920	2450

* Angabe der Kosten auf Basis CHF 1986. Die allgemeine Preissteigerung bis zum Jahr 2004 beträgt etwa 40%.^a Damit ergäben sich Kostenkategorien von ca. 14 Rp./kWh bis 22 Rp./kWh.

Zwischen 1985 und heute stieg die installierte Leistung bei Anlagen <10 MW von 670 MW auf etwa 760 MW.^b Für die Stromproduktion des Jahres 1985 sind keine Zahlen verfügbar. Es wird jedoch deutlich, dass der Grossteil des damals festgestellten Ausbaupotenzials weiterhin offen steht. Unter der Annahme, dass analog zur Ausbauleistung noch etwa 90% des Stromerzeugungspotenzials zur Verfügung stehen, beträgt heute das ökonomisch realistische Ausbaupotenzial für Anlagen <10 MW bei einer Ausbauleistung von 830 MW ca. 2200 GWh/a. Über mögliche ökologische Einschränkungen dieses Potenzials wird in (Elektrowatt 1987) keine Aussage gemacht. Das ökonomisch und ökologisch interessante Ausbaupotenzial für Kleinwasserkraftwerke <1 MW beträgt heute 70-180 GWh/a.^c Ein Teil des möglichen Ausbaupotenzials liegt in einer Modernisierung oder einem Ausbau bestehender, alter Kleinwasserkraftwerke, da die Möglichkeiten zum Neubau durch Restwasservorschriften und Landschaftsschutz stark eingeschränkt sind. Möglich sind noch sehr gut in Landschaft und Gewässerökologie integrierte Durchlaufanlagen und Ausleitanlagen, insbesondere Hochdruckkraftwerke mit geringem Entnahmeanteil in erdverlegter Bauweise.^d Der Anteil der Renovation alter Anlagen wird mit 50% abgeschätzt.^e

Detailliertere Potenzialabschätzungen sind für Trink- und Abwasserkraftwerke verfügbar. Bei Trinkwasserkraftwerken besteht laut (P. Burger et al. 1997) ein mögliches Ausbaupotenzial an 325 Standorten mit einer weiteren Jahresproduktion von etwa 122 GWh, womit sich zusammen mit den bestehenden Anlagen insgesamt ein Stromproduktionspotenzial von 175 GWh ergibt. Von diesem Potenzial sind etwa 90 GWh/a ökonomisch interessant.^f Für Abwasserkraftwerke wird in (Chenal et al. 1995) das gesamte theoretisch realisierbare Stromerzeugungspotenzial auf 51 GWh/a bei einer

^a Siehe http://www.statistik.admin.ch/stat_ch/ber05/dtfr05.htm (7.7.2004).

^b Daten für 1985 siehe http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/statistik/KWK_überblick.htm (7.7.2004); heutige Zahlen aus persönlicher Kommunikation mit Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraftwerke.

^c Persönliche Mitteilung von Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraft (14./23.6.2004). Ökonomisch interessant bedeutet hier eine obere Kostengrenze von etwa 15-20 Rp./kWh.

^d http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/statistik/KWK_überblick.htm (25.3.2004).

^e http://www.smallhydro.ch/deutsch/kwk_ch/anwendungen/erneuern/nutzen.htm (25.3.2004).

^f Persönliche Mitteilung von Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraft (14./23.6.2004). Ökonomisch interessant bedeutet hier eine obere Kostengrenze von etwa 15-20 Rp./kWh.

installierten Leistung von etwas über 10 MW geschätzt, wobei nur Anlagen mit einer jährlichen Produktionserwartung von mehr als 80 MWh/a und einer Nettofallhöhe von über 40 m berücksichtigt werden. Derzeit beträgt die Jahresproduktion in Abwasserkraftwerken etwa 5 GWh. Das ökonomisch interessante Potenzial wird hier auf ca. 20 GWh/a geschätzt.^a

In Fig. 4.9 ist eine zusammenfassende Darstellung der technischen Ausbaupotenziale der Schweizer Kleinwasserkraftwerke bis zum Jahr 2035 gezeigt. Der Balken für die Kraftwerke mit einer Leistung <1 MW zeigt das gesamte ökologisch und wirtschaftlich interessante Potenzial, beinhaltet also auch die interessanten Anteile des Ausbaupotenzials für Trink- und Abwasserkraftwerke. Für diese Typen wird mangels näherer Angaben angenommen, dass die Anlagen eine Leistung von weniger als 1 MW aufweisen, was in den meisten Fällen auch zutreffen sollte. Unter dem Begriff wirtschaftlich interessant ist hier eine obere Grenze der Stromgestehungskosten von 15-20 Rp./kWh zu verstehen. Die heutige Stromerzeugung in Anlagen <1 MW beträgt zu Vergleichszwecken etwa 780 GWh/a (siehe Tab. 4.2, ohne Trink- und Abwasserkraftwerke).

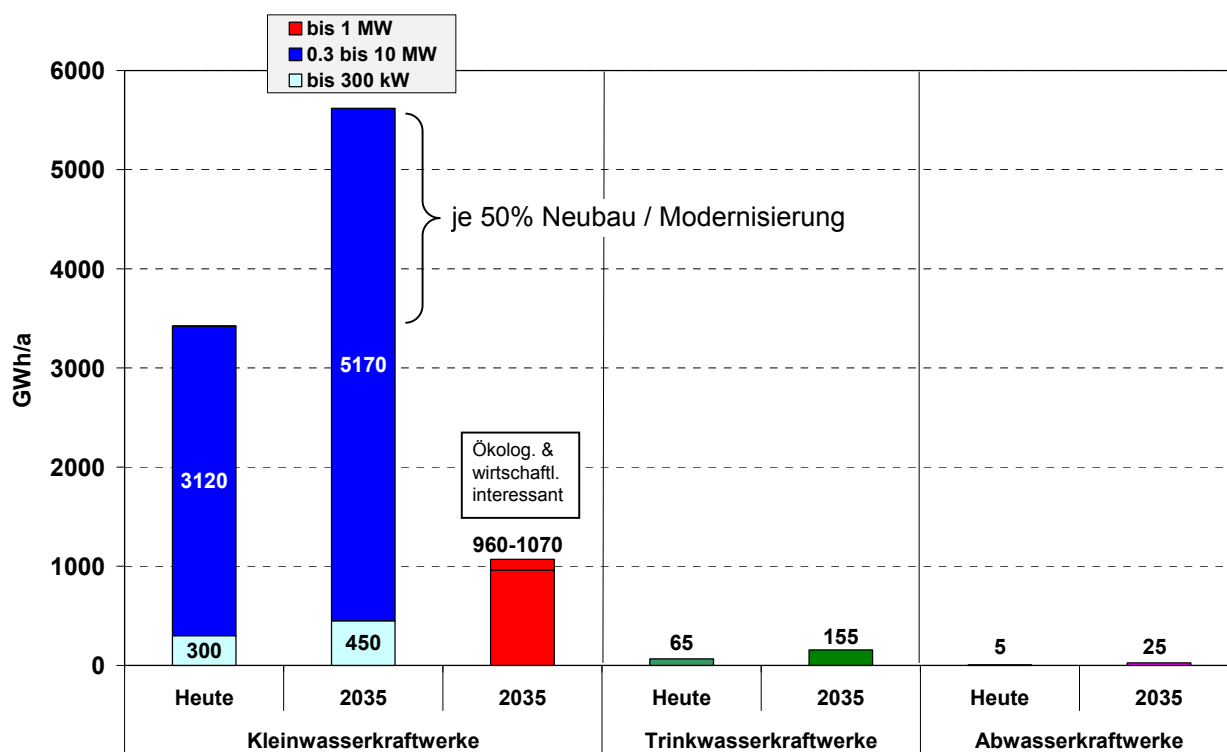


Fig. 4.9 Technische Ausbaupotenziale für Kleinwasserkraft in der Schweiz bis zum Jahr 2035.

In (Lorenzoni et al. 2001) wird für die Schweiz ein technisches Ausbaupotenzial der installierten Leistung von 1500 MW mit einer jährlichen Stromproduktion von 3400 GWh angegeben. Unter Berücksichtigung von ökologischen und ökonomischen Einschränkungen, welche jedoch nicht näher spezifiziert werden, reduziert sich der mögliche Zuwachs auf 270 MW bzw. 2250 GWh/a. Die Verlässlichkeit dieser angegebenen Stromproduktion erscheint jedoch etwas zweifelhaft, da sich für die Errichtung von Neuanlagen unter Berücksichtigung der Einschränkungen zwar der Zuwachs der installierten Leistung von 1000 MW auf 220 MW reduziert, das Stromproduktionspotenzial jedoch mit

^a Persönliche Mitteilung von Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraft (14./23.6.2004). Ökonomisch interessant bedeutet hier eine obere Kostengrenze von etwa 15-20 Rp./kWh.

2000 GWh/a konstant bleibt (siehe Tab. 4.5).^a Für das Jahr 2015 wird ein Zuwachs der installierten Leistung auf 787 MW mit einer Stromproduktion von 3400 GWh prognostiziert. In Tab. 4.4 und Tab. 4.5 sind die Daten zur Anzahl betriebener Anlagen, zur installierten Leistung und zum erzeugten Strom für das Jahr 1999 sowie Potenziale jeweils für die einzelnen europäischen Länder zu Vergleichszwecken angeführt.

Tab. 4.4 Daten zu Kleinwasserkraftwerken für das Jahr 1999 und Ausbaupotenziale für die damals 15 EU-Länder (Lorenzoni et al. 2001).

Country	SHP 1999 MW GWh Number			Potential (technical constraints only)				Potential with economic and environmental constraints			
				Upgrading		New SHP		Upgrading		New SHP	
	MW	GWh	Number	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Austria	848	4 246	1 110	212	1 062	1 272	6 369	127	637	967	4 840
Belgium	95	385	39	13	100	38	229	5	36	26	156
Denmark	11	30	38	0	0	0	0	-	-	-	-
Finland	320	1 280	225	42	150	150	600	32	130	100	400
France	1 977	7 100	1 700	300	1 200	1 500	6 000	300	1 200	1 000	4 000
Germany	1 502	6 253	5 625	350	1 300	1 100	4 000	210	800	240	900
Greece	48	160	17	3	8	200	1 300	2	5	100	600
Ireland	32	120	44	20	90	76	360	5	20	36	165
Italy	2 209	8 320	1 668	700	2 500	1 300	4 800	140	500	500	1 850
Luxembourg (*)	39	195	29								
Netherlands (**)	-	-	-							19	95
Portugal	280	1 100	60	20	60	610	2 400	20	60	470	1 850
Spain	1 548	5 390	1 056	100	350	2 419	7 800	100	350	1 000	3 224
Sweden	1 050	4 600	1 615	300	1 200	700	3 000	150	700	300	1 200
UK	160	840	126	20	80	250	1 200	20	80	70	365
Total	10 118	40 019	13 352	2 080	8 100	9 615	38 058	1 111	4 518	4 828	19 645

(*) Daten stammen nicht aus der Umfrage für die BlueAge Studie, sondern aus

<http://www.cegedel.lu/fr/pro/producthydro.html>

(**) Daten stammen nicht aus der Umfrage für die BlueAge Studie, sondern anderer Quelle.

^a Realistisch dürfte bei einer zusätzlichen Leistung von 220 MW eine Stromproduktion von etwa 800 GWh/a unter ökonomischen und ökologischen Einschränkungen sein, wenn angenommen wird, dass das Potenzial der installierbaren Leistung von 220 MW korrekt angegeben ist. Möglich ist aber auch, dass die Angabe zur Leistung nicht korrekt ist.

Tab. 4.5 Daten zu Kleinwasserkraftwerken für das Jahr 1999 und Ausbaupotenziale für andere europäische Länder (Lorenzoni et al. 2001).^a

Country	SHP 1999			Potential with technical constraints only				Potential with economic and environmental constraints			
	MW	GWh	Number	Upgrading		New SHP		Upgrading		New SHP	
				MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Iceland	43	220	20								
Norway	941	4 305	547	180	800	2 300	10 000	110	500	800	3 500
Switzerland	757	3 300	1 109	500	1 400	1 000	2 000	50	250	220	2 000
Croatia Hervatzka*	30	na	13								
Czech Republic	250	677	1 136	30	100	370	1 148	15	50	200	700
Estonia	1	5	10	6	50	13	55	5	30	5	20
Hungary	9	38	35	2	3	22	68	2	3	22	68
Latvia	2	14	57	36	90	60	150	36	90	60	150
Lithuania	9	30	29	17	58	130	585	17	58	40	186
Montenegro	9	21	7	3	7	100	300	3	7		300
Poland	127	705	472	-	-	320	1 600			320	1 600
Romania **	44	na	9								
Slovakia	31	175	180	37	174	58	261	23	120	37	178
Slovenia	77	270	413	30	170	280	1 300	10	50	180	780
Turkey	138	500	67								
Total	2 467	10 259	4 104	841	2 852	4 653	17 467	270	1 158	1 884	9 482

* Daten stammen nicht aus der Umfrage für die BlueAge Studie, sondern aus anderer Quelle.

** Daten stammen nicht aus der Umfrage für die BlueAge Studie, sondern aus anderer Quelle.

In Fig. 4.10 ist zu Vergleichszwecken das Potenzial zum Ausbau der Kleinwasserkraftwerke durch Neubau, Ausbau und Modernisierung in allen in (Lorenzoni et al. 2001) betrachteten europäischen Ländern unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Hindernissen zusammen mit der derzeit installierten Gesamtleistung dargestellt. Die Angaben für die Schweiz erscheinen im Vergleich zu (Elektrowatt 1987) ziemlich pessimistisch.

^a Die Daten für die Schweiz erscheinen im Fall des Potenzials von neuen Kleinwasserkraftwerken unter ökonomischen und ökologischen Einschränkungen nicht glaubwürdig, da für die Stromerzeugung die gleiche Zahl wie ohne diese Einschränkungen von 2000 GWh/a angegeben ist. Realistisch dürfte bei einer zusätzlichen Leistung von 220 MW eine Stromproduktion von etwa 800 GWh/a sein, wenn angenommen wird, dass das Potenzial der installierbaren Leistung von 220 MW korrekt angegeben ist. Möglich ist aber auch, dass die Angabe zur Leistung nicht korrekt ist.

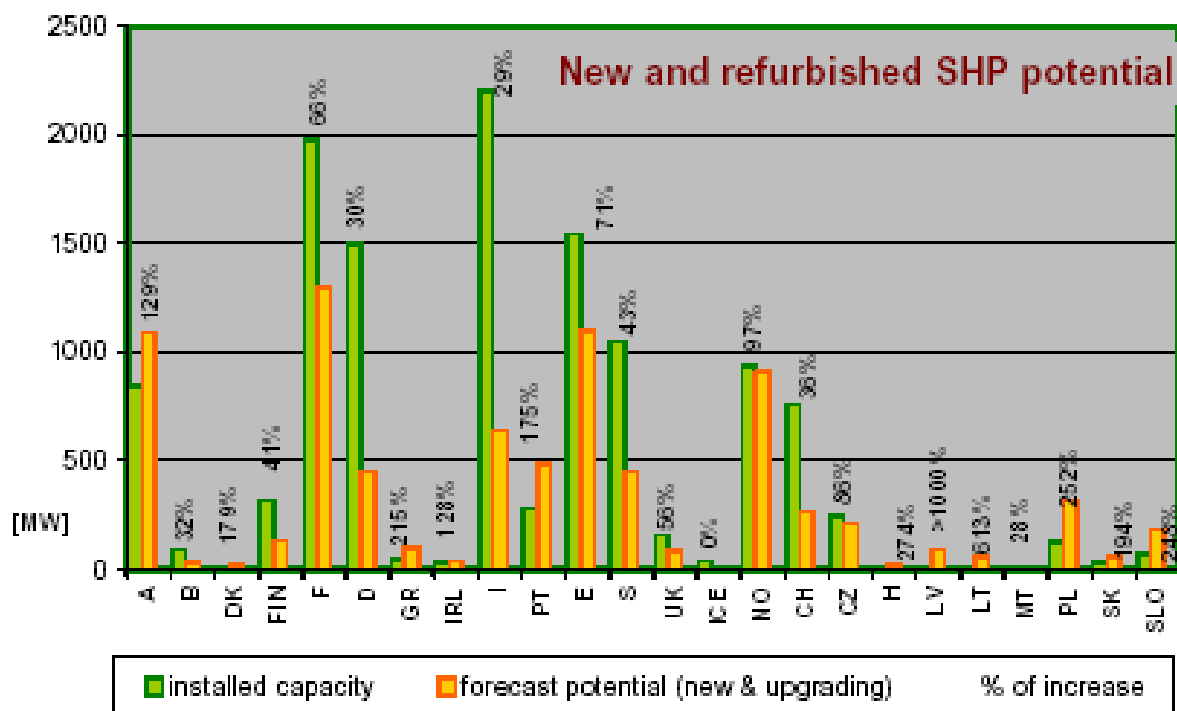


Fig. 4.10 Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft durch Neubau und Revitalisierung bestehender Anlagen für einzelne europäische Länder (Lorenzoni et al. 2001).

Das in (Iten & Oetli 2003a) angegebene Potenzial für die Stromproduktion in Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von bis zu 1 MW beträgt für das Jahr 2030 zwischen 563 GWh/a (Szenario tief) und 675 GWh/a (Szenario hoch). Dies erscheint angesichts der bereits im Jahr 2003 erzielten Stromproduktion von 781 GWh sehr gering.

4.4 Kosten

4.4.1 Derzeitige Kosten

Die derzeitigen Kosten der Elektrizität aus Kleinwasserkraftwerken weisen eine breite Streuung auf, da sie sehr stark von der jeweiligen standortspezifischen Situation abhängen. Die bedeutendsten Faktoren für die Investitionskosten stellen Bau- und Planung, die Turbine und die elektrischen Anlagenkomponenten dar. Die Anteile an den Gesamtinvestitionskosten variieren je nach Kraftwerkstyp und Standortbedingungen. Nach (IEA 2003) betragen die Anteile für Bau und Planung zwischen 35% und 60%, die der Turbine 15-35% und jene der elektrischen Anlagenkomponenten 25-35%. Generell sind die Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz im Vergleich zu anderen europäischen Ländern recht hoch und betragen 4'000 Euro bis 10'000 Euro pro kW installierter Leistung. In anderen Staaten liegen die Investitionskosten in einem Bereich von etwa 500 Euro bis 1'200 Euro (Polen) bis zu 4'000 Euro bis 6'000 Euro pro kW installierter Leistung (Deutschland).

In (Von Moss & Leutwiler 1997) sind folgende Stromgestehungskosten angegeben: Trinkwasserkraftwerke 7-23 Rp./kWh; Abwasserkraftwerke 11-26 Rp./kWh; 15-30 Rp./kWh für Laufkraftwerke mit einer Leistung von 40 kW-1 MW; 15-45 Rp./kWh für Picokraftwerke mit einer Leistung von weniger als 40 kW; 40-100 Rp./kWh für inselbetriebene, also saisonal betriebene und nicht ans öffentliche Stromnetz angeschlossene Pico-Alpkraftwerke. In (Filippini et al. 2001) werden als

Mittelwert aus der Untersuchung von fünf nicht näher beschriebenen Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 MW und 10 MW Kosten von 3.73 Rp./kWh angegeben.^a (P. Burger et al. 1997) geben für Trinkwasserkraftwerke Stromkosten von 7-23 Rp./kWh an, nach (BFE 2003d) liegen die Kosten bei 5-20 Rp./kWh. Laut (Chenal et al. 1995) liegen die Kosten bei Abwasserkraftwerke zwischen 9 Rp./kWh und 85 Rp./kWh, wobei 21% des realisierbaren Ausbaupotenzials von etwa 52 GWh/a unterhalb von 12 Rp./kWh produziert werden können, 28% zwischen 12 Rp./kWh und 20 Rp./kWh, knapp 30% zwischen 20 Rp./kWh und 30 Rp./kWh, der Rest mit Kosten von mehr als 30 Rp./kWh. In (Chapallaz & Eichenberger 1993) werden die Stromkosten für Trinkwasserkraftwerke mit 8-12 Rp./kWh angegeben, bei Modernisierung des Maschinensatzes und Teilerneuerung der wasserbaulichen Teile mit 12-16 Rp./kWh oder mehr und für neu errichtete Kleinstwasserkraftwerke mit >16 Rp./kWh. In (Lorenzoni et al. 2001) werden ohne weitere Unterteilung in Leistungskategorien der Kraftwerke die Stromkosten mit 4.8-24 Rp./kWh angegeben.^b Dabei sind bestehende Kleinwasserkraftwerke erfasst, deren Altersstruktur folgendermassen aussieht: etwa 35% der Anlagen sind jünger als 20 Jahre, 30% zwischen 20 und 40 Jahre, knapp 20% zwischen 40 und 60 Jahre und der Rest älter als 60 Jahre. Tab. 4.6 bietet einen zusammenfassenden Überblick über die vorhandenen Kostendaten, in Fig. 4.11 sind die Bereiche der Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerkstypen und Leistungskategorien grafisch dargestellt.

Tab. 4.6 Stromgestehungskosten verschiedener Kleinwasserkraftwerkstypen.

Typ	Leistung	Stromgestehungskosten [Rp./kWh]	Anmerkung
Hoch- und Niederdruckkraftwerke	< 10 MW	4.8-24	Bestehende Anlagen Originalangabe 3-12 EUR Ct./kWh
	< 300 kW	12-16	Erneuerung od. Modernisierung
	< 300 kW	> 16	Neubau
	40 kW – 2.2 MW	10-30	Neubau
Abwasserkraftwerke	16 kW – 900 kW	9-85*	Neubau
Trinkwasserkraftwerke	1 kW – 2 MW	5-23	Neubau
Pico-Kraftwerk	< 40 kW	15-45	Neubau
Pico-Alpkraftwerk	< 40 kW	40-100	Neubau; nicht ans öffentl. Stromnetz angeschlossen

* Bei knapp 50% des Ausbaupotenzials würden die Kosten weniger als 20 Rp./kWh betragen.

^a Es ist hier nicht ersichtlich, ob es sich um bereits abgeschriebene Kraftwerke handelt. Aufgrund des niedrigen Werts ist dies jedoch anzunehmen.

^b Originalangabe 3 – 12 Eurocent, Umrechnung mit 1.6 Rp./Eurocent.

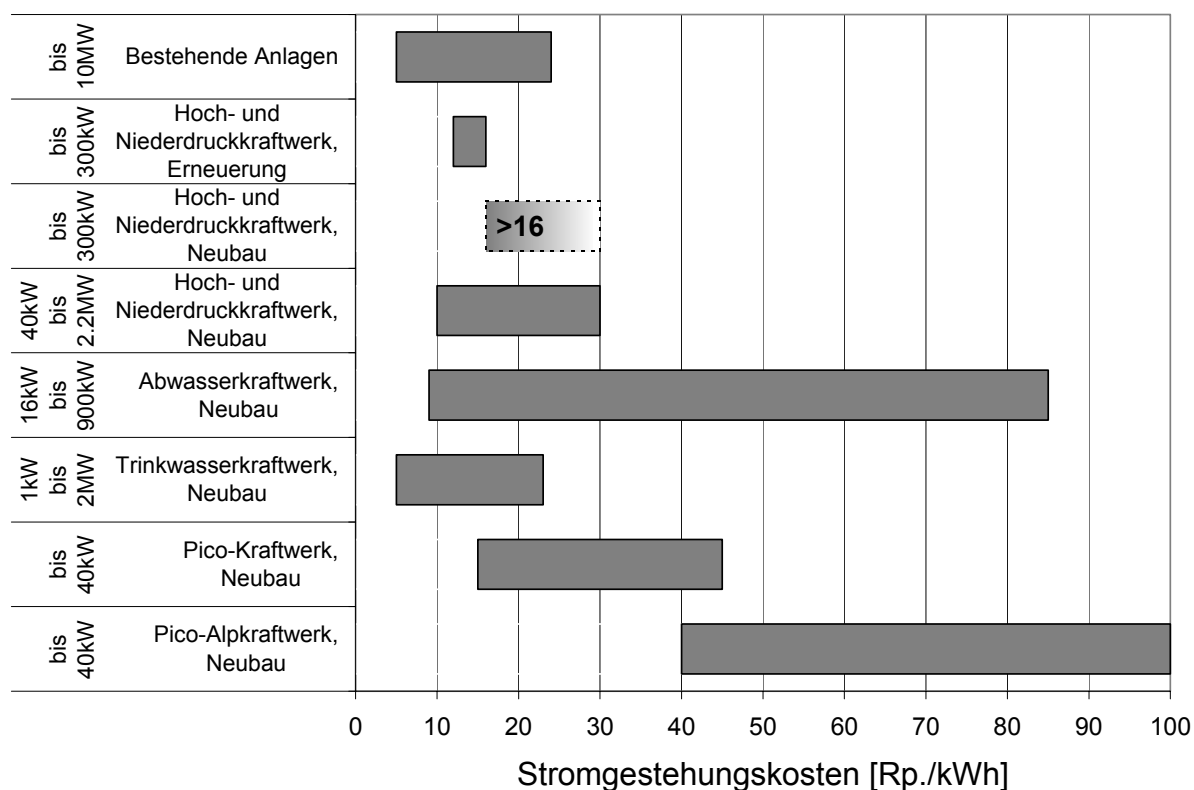


Fig. 4.11 Stromgestehungskosten für verschiedene Kategorien von Kleinwasserkraftwerken.

Eine Auswertung der Planungsunterlagen und der zugehörigen Wirtschaftlichkeitsabschätzungen zur Reaktivierung und zum Ausbau bestehender Anlagen und zum Neubau einzelner Kleinwasserkraftwerke (Bretscher & Gutzwiller 2003, Binder & Burri 2003, Binder & Burri 2001, eps 2001, Hauri 2001, Hunziker 2002, Kunz & Meng 2003, Liesch 2003, Müller 2002, Odermatt & Ettlin 2001, Schmid & Bonato 2003, Wohlfender et al. 2002) ergibt Stromentstehungskosten im Bereich von 9.8 Rp./kWh bis 21.9 Rp./kWh. Diese sind in Fig. 4.12 in Abhängigkeit von der jährlichen Produktionserwartung dargestellt, wobei auch noch zwischen vollständigen und teilweisen Neubauten sowie Erneuerung bestehender Anlagen unterschieden wird. Aus den Daten lässt sich ein mit der jeweiligen Stromproduktionserwartung gewichteter Durchschnittswert von 11.6 Rp./kWh errechnen. Der Anteil der Unterhaltskosten für Betrieb und Wartung an den gesamten Stromentstehungskosten beträgt in diesen Studien zwischen 15% und 47%, stark davon abhängig, ob die Überwachung vollautomatisch erfolgt oder grossen Personalaufwand erforderlich macht. Wie aus Fig. 4.12 ersichtlich, ist es schwierig, aus den zur Verfügung stehenden Daten eine klare Abhängigkeit zwischen den Stromgestehungskosten und der jährlichen Produktionserwartung zu erkennen. In Fig. 4.13 ist die Abhängigkeit der Kosten von der Nennleistung der Kraftwerke dargestellt. Lediglich die Aussage, dass die Stromgestehungskosten mit steigender Produktionserwartung bzw. Leistung abnehmen dürften, scheint im Allgemeinen gültig zu sein. Auch dabei sind jedoch Ausnahmen aufgrund spezieller anlagenspezifischer Umstände festzustellen. Standortsspezifische Einflüsse auf Bau- und Wartungsaufwand spielen eine grosse Rolle. Um hier belastbarere Aussagen treffen zu können, wäre ein grösserer Stichprobenumfang notwendig.

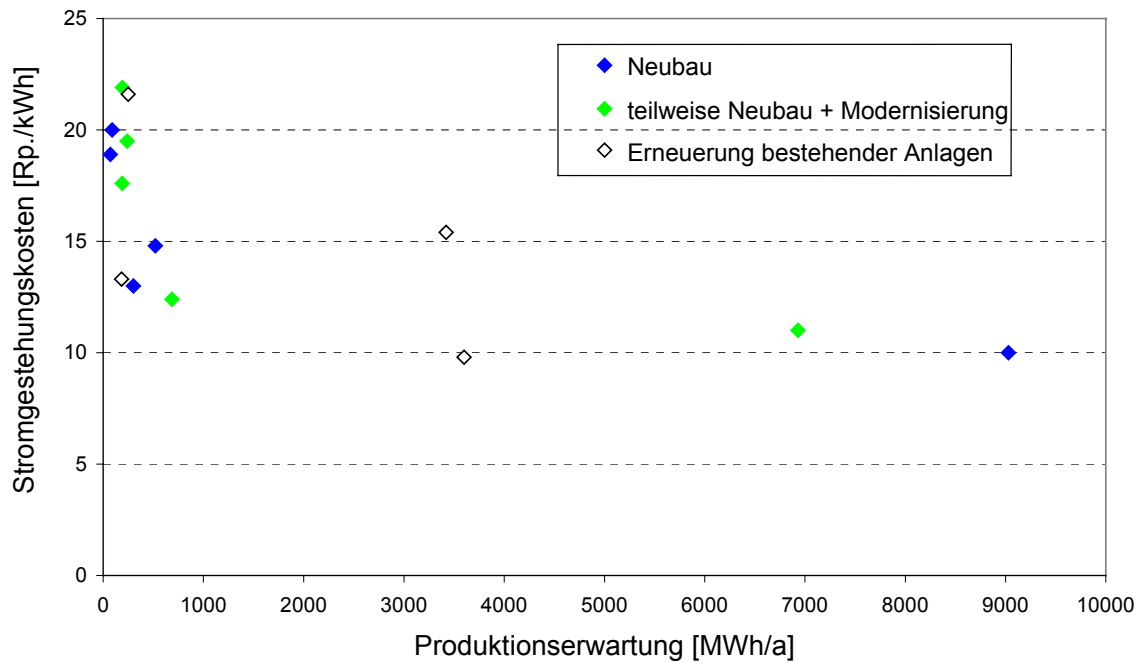


Fig. 4.12 Stromgestehungskosten einzelner Kleinwasserkraftwerke in Abhängigkeit von der jährlichen Produktions-
erwartung.

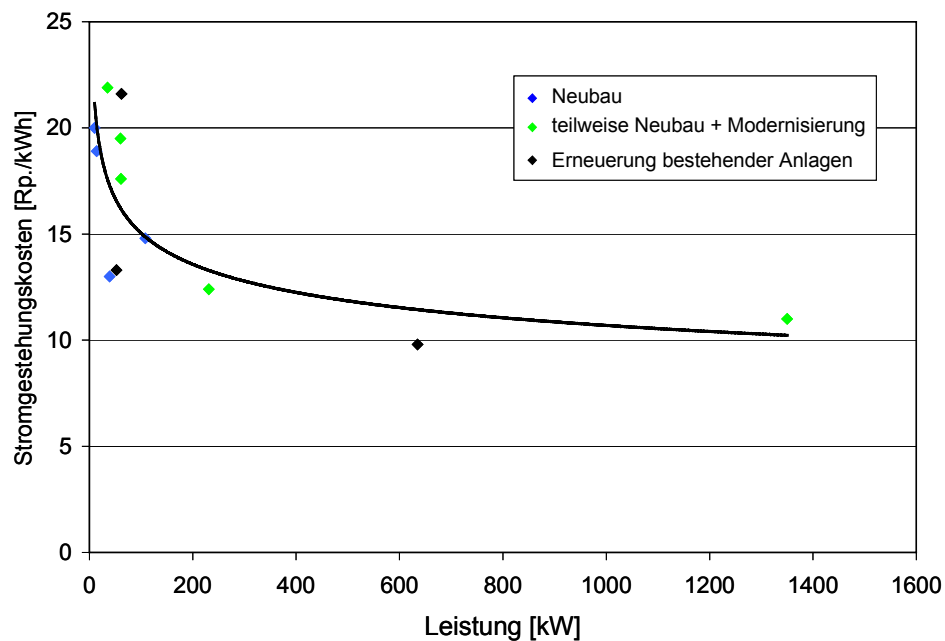


Fig. 4.13 Stromgestehungskosten einzelner Kleinwasserkraftwerke in Abhängigkeit von der Nennleistung.

(Thönnissen 2002) gibt zum Vergleich für Deutschland Stromentstehungskosten von 0.19 Euro/kWh für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von weniger als 100 kW und von 0.1 Euro/kWh für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von etwa 1 MW an. Nach (IEA 2003) betragen in Westeuropa die Stromentstehungskosten für Hochdruck-Kraftwerke mit einer Leistung von 1 MW bis 2 MW etwa 0.09 Euro/kWh, für Laufkraftwerke der selben Leistung knapp 0.08 Euro/kWh und für Trink- und Abwasserkraftwerke knapp 0.07 Euro/kWh.

4.4.2 Zukünftige Kosten

Über eine mögliche zukünftige Entwicklung der Kosten für die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken existieren nur wenige zuverlässige Untersuchungen. Da es sich bei den Komponenten der Anlagen um eine ausgereifte Technologie handelt und es nicht anzunehmen ist, dass die Realisierung des möglichen Potenzials einen Nachfrageschub auslösen wird, welcher zu einer Kostenreduktion führen könnte, kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten nur in geringem Ausmass sinken werden. In (IEA 2003) wird für die gesamten Investitionskosten, die den dominierenden Kostenfaktor darstellen, ein Reduktionspotenzial von je 5% bis 10% während der nächsten beiden Jahrzehnte angegeben, wobei aber nicht klar hervorgeht, inwieweit diese Werte für die Schweiz zutreffen. Es wurde versucht, die Entwicklung der Stromgestehungskosten abzuschätzen. In Fig. 4.14 sind vier Szenarien dargestellt. Generell werden Ausgangskosten von 20 Rp./kWh und ein Anteil der Investitions- an den Stromgestehungskosten von 70% festgesetzt. Diese Werte sollten für den Neubau von Kleinstwasserkraftwerken mit einer Leistung von weniger als 300 kW einer konservativen Schätzung entsprechen (vgl. auch Fig. 4.11 und Fig. 4.12).^a Im Szenario „tief/tief“ wird angenommen, dass die Investitionskosten bis zum Jahr 2020 um 5% gesenkt werden können, bis zum Jahr 2035 um weitere 2% und bis 2050 um 1%. Die Betriebskosten bleiben jeweils konstant. Im Szenario „tief/hoch“ bleibt das Reduktionspotenzial bei den Investitionskosten das gleiche wie im vorherigen Szenario. Bei den Betriebskosten wird jedoch eine deutliche Reduktionsmöglichkeit von 50% bis 2020 unterstellt, was etwa durch eine Automatisierung der Überwachung erreicht werden könnte. Danach bleiben die Betriebskosten wiederum konstant. Im Szenario „hoch/tief“ wird bei den Investitionskosten eine Reduktion bis 2020 von 10% festgelegt, bis 2035 um weitere 4% und bis 2050 um weitere 2%. Die Betriebskosten bleiben jeweils konstant. Das Szenario „hoch/hoch“ kombiniert die jeweils höheren Reduktionspotenziale aus den vorherigen Annahmen, woraus sich die tiefsten Kosten ergeben. Für das Jahr 2035 resultieren aus den skizzierten Annahmen Kosten von etwa 19.0 Rp./kWh, 18.1 Rp./kWh, 15.5 Rp./kWh sowie 14.7 Rp./kWh.

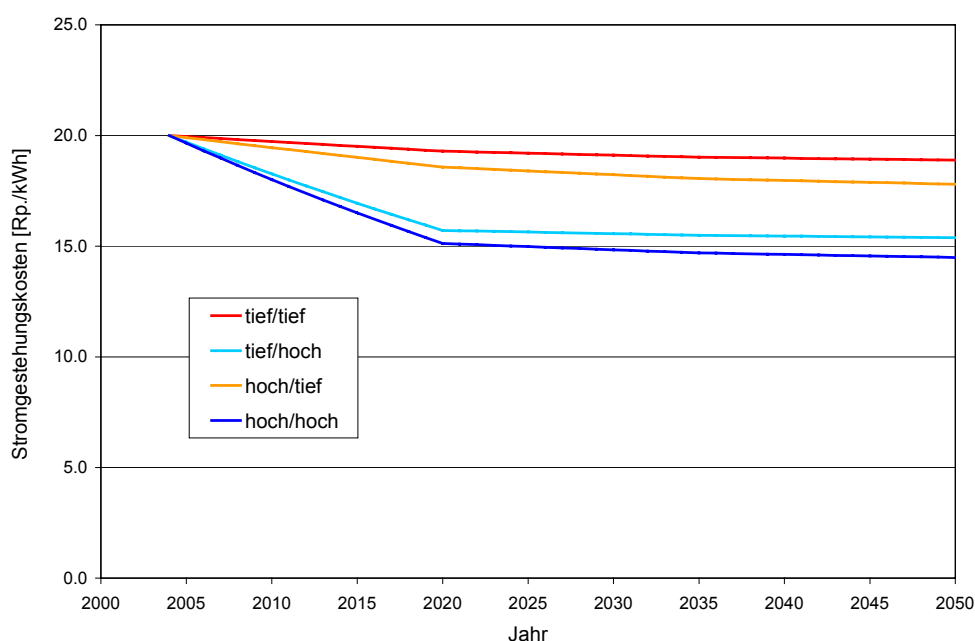


Fig. 4.14 Szenarien zur zukünftigen Kostenentwicklung der Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.

^a Nach Angaben von Hr. Buser, BFE-Programmleitung Kleinwasserkraft betragen die Stromgestehungskosten für Anlagen <1 MW typischerweise 14-25 Rp./kWh.

4.5 Umweltauswirkungen

4.5.1 Derzeitige Technologien

Im Folgenden wird zwischen globalen ökologischen Auswirkungen der Elektrizitätserzeugung in Kleinwasserkraftwerken und lokale gewässerökologische Folgen unterschieden. Insbesondere die lokalen Auswirkungen sind sehr anlagenspezifisch und können in diesem Rahmen im Allgemeinen lediglich qualitativ behandelt werden.

Globale ökologische Auswirkungen

Die Quantifizierung der globalen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung basiert hier auf vollständigen Lebenszyklusanalysen (LCA, Life Cycle Analysis) unter Berücksichtigung sämtlicher Material- und Energieaufwendungen sowie direkter Emissionen während der Errichtung der Wasserkraftwerke. Die grossräumigen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in Wasserkraftwerken – beispielsweise Emissionen von CO₂ oder anderen Luftschadstoffen – sind generell als gering anzusehen, insbesondere im Vergleich zu fossilen Energiesystemen (Bolliger & Bauer 2004, Dettli et al. 2000). Eigene Berechnungen für Kleinwasserkraftwerke, basierend auf den Material- und Energieverbrauchsdaten aus (Baumgartner & Doka 1996) sowie LCI-Ergebnissen aus (Bolliger & Bauer 2004, ecoinventCentre 2003) ergeben für verschiedene Typen von Klein- und Kleinstwasserkraftwerken die in Tab. 4.7 dargestellten Emissionen. Das Hochdruck-Kleinwasserkraftwerk sowie das Trinkwasserkraftwerk wurden als Neubau bilanziert, die anderen beiden Anlagen als Umbau bzw. Reaktivierung alter Anlagen. Die angegebenen Emissionsdaten können zwar nicht als Durchschnittswerte für die verschiedenen Kraftwerkstypen angesehen werden, sollten jedoch die Grössenordnungen der indirekten Emissionen, welche beim Bau und Betrieb der Anlagen entstehen, wiedergeben. In Einzelfällen kann es jedoch in Abhängigkeit von den spezifischen Verhältnissen zu deutlichen Abweichungen von den hier dargestellten Werten kommen. Im Allgemeinen weist die Stromerzeugung im Trinkwasserkraftwerk die geringsten Umweltauswirkungen auf, was aus dem minimalen Aufwand zum Einbau einer Turbine in eine vorhandene Leitung resultiert. Für Abwasserkraftwerke dürften ähnliche Ergebnisse zu erwarten sein. Generell sollte ein Umbau oder eine Modernisierung eines vorhandenen, alten Kleinwasserkraftwerks geringere Umweltauswirkungen nach sich ziehen, als eine vollständige Neuerrichtung.

Tab. 4.7 Charakteristika beispielhafter Kleinwasserkraftwerke und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung.

Typ		Kleinwasser- kraftwerk	Kleinstwasser- kraftwerk	Kleinstwasser- kraftwerk	Trinkwasser- kraftwerk
Wasserzuführung		Hochdruck- leitung	Künstlicher Kanal	Natürlicher Fluss	Trinkwasser- leitung
Nennleistung	kW	361	150	70	18.5
Mittlere jährliche Produktionserwartung	MWh/a	1980	800	550	120
Lebensdauer	a	80	80	70	30
Treibhausgase	kg (CO ₂ -Äquiv.)/kWh	2.4E-03	3.1E-03	5.1E-03	1.2E-03
SO ₂	kg/kWh	4.7E-06	2.5E-05	3.0E-05	2.8E-06
NO _x	kg/kWh	1.2E-05	4.5E-05	6.5E-05	3.6E-06
PM ₁₀ (Partikel <10µm)	kg/kWh	1.5E-05	4.5E-05	5.8E-05	4.1E-06

Lokale gewässerökologische Auswirkungen

Unter lokalen gewässerökologischen Auswirkungen sind die Veränderungen der Flora und Fauna des Gewässers, in dem ein Kleinwasserkraftwerk betrieben wird, zu verstehen. Diese sind in hohem Ausmass von den jeweiligen Verhältnissen abhängig und können zudem durch Baumassnahmen stark beeinflusst werden. Um die lokalen Umweltfolgen von Kleinwasserkraftwerken möglichst gering zu halten, ist eine Einzelbeurteilung des jeweiligen Kraftwerks und dessen Einfluss auf das Gewässer

nötig, um im Rahmen der Errichtung oder Modernisierung der Anlage geeignete Schritte setzen zu können. Dabei muss jedoch auch stets die Kostensituation im Auge behalten werden, da gerade bei Anlagen mit geringer Stromproduktion mögliche Investitionen in eine ökologische Optimierung die Elektrizität empfindlich verteuern können und so das Kleinkraftwerk unrentabel werden kann. Die ökologische Einzelbeurteilung ist jedoch oft mit grossen Schwierigkeiten verbunden, da Kleinwasserkraftwerke meist nur einen von vielen Einflussfaktoren auf Ökosysteme und Landschaft darstellen. Grundsätzlich sollte nach (Jorde & Truffer 2002) bei einer ökologischen Bewertung zwischen bestehenden und neuen Anlagen unterschieden werden. Während die Revitalisierung oder Modernisierung bestehender Anlagen oder der Neubau von Anlagen in dicht überbauten Gebieten sowie die Stromerzeugung in Trink- und Abwasserleitungen in der Regel wenig problematisch sind, muss bei neuen Anlagen auf der „Grünen Wiese“ oft der Wert der letzten naturnahen Fliessgewässerstrecke in Rechnung gestellt werden.

Restwassermenge

Wird dem natürlichen Verlauf eines Fliessgewässers Wasser entzogen und einer Turbine zur Stromerzeugung zugeleitet, so bleibt im Fluss selbst auf dieser Entnahmestrecke nur das so genannte Restwasser. Die Restwasserproblematik wird quantitativ durch das revidierte Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer 814.20 (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24.1.1991 und die Gewässerschutzverordnung (GSchV) 814.201 vom 28.10.1998 geregelt.^a Die nicht zu unterschreitende Restwassermenge wird aufgrund des natürlichen Niedrigwasserabflusses und gewässerökologischer Anforderungen ermittelt. Durch die Ausleitung wird der Wasserfluss im natürlichen Lauf vermindert, Lebensräume können verarmen, auch in Folge von fehlenden periodischen Überschwemmungen; es kommt zu einer Ablagerung feiner Schwebstoffe, die Wassertemperatur verändert sich; häufig kommt es zu einem verstärkten Algenwachstum (Zaugg 1997). Eine Erhöhung der Restwassermenge steht jedoch in direkten Widerspruch zur ökonomischen Optimierung, da dadurch die Energieproduktion verringert wird.

Beeinflussung des Gewässerkontinuums

Das Fliessgewässerkontinuum stellt die durchgehende Verbindung des durch eine Wasserströmung geprägten Lebensraumes dar. Die Bedeutung des Gewässerkontinuums liegt vor allem in der Möglichkeit der Wanderung von Fischen und anderen Gewässerbewohnern, und zwar flussaufwärts und flussabwärts, beispielsweise zum Aufsuchen von Laichplätzen, zur Nahrungssuche oder zum Ausweichen vor ungünstigen abiotischen Bedingungen (Zaugg & Pedrolì 1997). Diese durchgehende Verbindung wird durch ein Kleinwasserkraftwerk unterbrochen, sofern keine geeigneten Massnahmen ergriffen werden. Abhilfe kann jedoch relativ einfach durch geeignet gestaltete Fischaufstiegshilfen oder Umgehungsgerinne geschaffen werden. Vielfach bestehen solche baulichen Massnahmen bereits bei alten Kleinkraftwerken, jedoch mit zweifelhafter Wirksamkeit. Der Frage der Aufstiegshilfen und Umgehungsgerinne muss also nicht nur beim Neubau, sondern auch bei der Reaktivierung von Kleinwasserkraftwerken Beachtung geschenkt werden, die Funktion sollte stets sicher gestellt werden.

Abwanderungsproblematik – Turbinenmortalität

Wandern Fische flussabwärts, so gelangen sie in den Stauraum von Kleinwasserkraftwerken und falls Fischtreppe oder Umgehungsgerinne nicht gefunden werden, direkt in die Turbine. Da abhängig von der Turbinenart die Mortalitätsrate teilweise recht hoch ist, sollten die Fische einerseits durch Lockvorrichtungen in Richtung Umgebungsmöglichkeiten gelenkt werden, andererseits müssen mechanische Barrieren oder „Verhaltenbarrieren“ vor den Turbinen angebracht sein (Zaugg 1997).

^a Nachzulesen unter http://www.admin.ch/ch/d/sr/814_20/a31.html und http://www.admin.ch/ch/d/sr/c814_201.html (Stand 5.5.2004).

Stauraum

Aufgrund der im Staubereich eines Kleinwasserkraftwerks verringerten Strömungsgeschwindigkeit ist dieser Abschnitt durch das vermehrte Absetzen von Feststoffen von Verlandung bedroht, wodurch die Funktion als Wasserspeicher herabgesetzt ist. Im Gegensatz zu grossen Stauseen, die oft ausgebaggert werden, sind bei Kleinwasserkraftwerken regelmässige Spülungen nötig, welche jedoch das darunter liegende Ökosystem u.a. durch verringerte Sauerstoff- und erhöhte Schadstoffkonzentration im Wasser beeinträchtigen können. Um die Schäden möglichst gering zu halten, sollten Spülungen während eines natürlich auftretenden Hochwassers und nicht zur Laichzeit der Fische stattfinden. Die Wasserführung sollte sehr langsam erhöht und gesenkt werden. Generell sollte darauf geachtet werden, dass der Stauraum möglichst naturnahe gestaltet wird, um der durch die verringerte Fliessgeschwindigkeit abnehmenden Zahl an Kleinbiotopen entgegenzuwirken (Zaugg & Pedrolí 1997).

Schwallbetrieb

Turbiniert ein Wasserkraftwerk nur zu bestimmten Zeiten (in Strom-Hochzeittarifen), spricht man von Schwallbetrieb. Als Folge davon kommt es zu sehr starken, unnatürlichen Schwankungen der Wasserführung. Es stehen zwar keine aussagekräftigen Untersuchungen zu dieser Problematik zur Verfügung, trotzdem kann angenommen werden, dass starke und rasche Wasserstandsschwankungen mit grossen Schäden für die flussabwärts gelegenen Ökosysteme verbunden sind. Da bei Kleinwasserkraftwerken das Verhältnis Umweltschaden zu Energiegewinn eher gross ist, sollte auf Schwallbetrieb verzichtet werden (Zaugg & Pedrolí 1997).

Fremdstoffe: Schmiermittel und Hydrauliköle

Während des Baus und Betriebs von Kleinwasserkraftwerken besteht immer ein gewisses Risiko, dass es zu einer Gewässerbelastung durch Schmiermittel und Hydrauliköle kommt. Diese Gefahr sollte durch geeignete Massnahmen – beispielsweise Aufbewahrung der Betriebsmittel ausserhalb des Hochwasserbereichs, Einbau eines Ölabscheiders oder Verwendung von biologisch abbaubaren Ölen – so weit wie möglich verringert werden (Zaugg & Pedrolí 1997).

Rechengut

Momentan ist der Kraftwerksbetreiber durch die gesetzlichen Regelungen zur Entnahme des Rechenguts, einschliesslich der organischen Anteile, verpflichtet, was einen hohen Aufwand mit entsprechenden Kosten nach sich zieht. Den Flüssen fehlen dadurch organische Bestandteile als Primärenergieeintrag, was besonders in kleinen Wasserläufen zu einem erheblichen Defizit führt. Da dies einerseits im Interesse der Betreiber wäre und andererseits längst technische Lösungen für eine Weiterleitung des Rechenguts angeboten werden, sollte hier der Gesetzgeber die derzeitigen Regelungen überdenken „und vom überkommenen Bild aufgeräumter Flüsse Abstand nehmen“ (Jorde & Truffer 2002).

Verbau der Fliessstrecken

Unter die Fliesswasserbereiche fallen der Triebwasserkanal, die Ausleitungsstrecke, die Rückleitung des turbinerten Wassers und das Fliessgewässer nach erfolgter Wasserrückgabe bezeichnet werden. Bezüglich der Qualität der Ökosysteme erweist sich eine naturnahe Gestaltung als vorteilhaft, wobei die Wasserkraftnutzung nicht notwendigerweise beeinträchtigt werden muss. So ist ein mäandrierender, abwechslungsreicher Verlauf der Fliessstrecken mit vielfältiger und standortgerechter Vegetation unter Beibehaltung von ökologisch wertvollen Überschwemmungsgebieten anzustreben (Zaugg & Pedrolí 1997).

Landschaftsschutz

Bei sorgfältiger Planung stellen Kleinwasserkraftwerke hinsichtlich Integration in die Landschaft im Vergleich zu Grosskraftwerken ein geringes Problem dar. Druckleitungen sollten unterirdisch verlegt werden, Kanäle bei Niederdruckanlagen sollten standortspezifisch bepflanzt werden. Als problematisch kann sich die Lärm- und Vibrationsentwicklung bestimmter Turbinentypen erweisen. Hier ist auf eine gute Lärmisolierung und bauliche Trennung zu Wohnbereichen zu achten.

4.5.2 Zukünftige Technologien

Die Entwicklung der globalen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken für die Jahre 2020 und 2035 bis ins Jahr 2050 ist schwierig abzuschätzen. Die Bauaufwendungen an sich werden sich im Allgemeinen nur wenig verändern. Für den Fall, dass optimierte Turbinenkonzepte entwickelt werden (vgl. Kap.4.2.2), könnte eine nennenswerte Verringerung der Aufwendungen auftreten. Mögliche Differenzen können auch aus einem anders zusammengesetzten Strommix und aus veränderten Umweltauswirkungen der Herstellung der verbauten Materialien resultieren. In jedem Fall sollten die grossräumigen Umweltauswirkungen im Vergleich zur Stromerzeugung mit anderen Energieträgern, insbesondere fossilen, gering bleiben.

4.6 Entwicklung und Markteinführung beeinflussende Faktoren

4.6.1 Begünstigende Faktoren

Der wichtigste Faktor zur Förderung von Kleinwasserkraftwerken ist ein garantierter, kostendeckender Abnahmepreis für den produzierten Strom zur Einspeisung ins öffentliche Netz, da ein über einen längeren Zeitraum garantierter Abnahmepreis die Planungssicherheit erhöht und das ökonomische Risiko verringert. Diese Einspeisevergütung beträgt in der Schweiz 15 Rp./kWh (Lorenzoni et al. 2001, BFE 2003a).^a Die Regelungen in anderen europäischen Ländern sind sehr unterschiedlich – die Vergütungspreise liegen zwischen 1.9 Rp./kWh in Finnland und 17 Rp./kWh in Litauen, teilweise gibt es jedoch keine Abnahmeregelung (Lorenzoni et al. 2001).^b Weitere Faktoren, welche einen positiven Einfluss auf die Realisierung des Ausbaupotenzials haben sollten, sind öffentliche finanzielle Unterstützungsmassnahmen, Vereinfachungen im Lizenzierungsverfahren für Neubau bzw. Reaktivierung und Modernisierung von Kleinwasserkraftwerken, die Schaffung eines stabilen legislativen Rahmens zur Reduktion von Planungsunsicherheiten sowie die Einführung eines Strompreissystems, welches auch die insbesondere im Vergleich zur Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern geringen externen Folgekosten berücksichtigt (Lorenzoni et al. 2001). Eine Unterstützung durch die öffentliche Hand kann mehrfach gerechtfertigt werden. Erstens wird dadurch die Entwicklung neuer und effizienter Technologien gefördert, was generell von Regierungsseite angestrebt werden sollte. Zweitens ist es derzeit meist schwierig, für Kleinwasserkraftprojekte private Geldgeber zu gewinnen, da die mögliche ökonomische Attraktivität solcher Investitionen weit gehend unbekannt ist. Investitionen der öffentlichen Hand können somit quasi als Initialzündung wirken, welche den Bekanntheitsgrad fördern und Marktchancen öffnen können. Drittens stellen Kleinwasserkraftwerke im Allgemeinen eine umweltfreundliche Variante der Stromerzeugung dar, welche im Hinblick auf nationale wie auch internationale Umweltschutzziele unterstützt werden sollte.

4.6.2 Hindernisse

Der wahrscheinlich entscheidendste Faktor, welcher das grösste Hindernis für eine Realisierung des technischen Potenzials der Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz darstellt, ist der ökonomische. Wie aus diversen Einzelstudien (siehe Kap. 4.4.1) hervorgeht, liegen die Stromproduktionskosten oft über dem garantierten Einspeisetarif ins öffentliche Stromnetz, wodurch sich keine Investoren für derartige Projekte finden.

Ein weiteres Hindernis stellen ökologische Bedenken dar. Hier muss im Einzelfall sorgfältig abgewogen werden, inwieweit diese gerechtfertigt sind, und ob der Wert eines unverbauten Fliessgewässers höher einzuschätzen ist, als der des produzierten Stroms. In jedem Fall muss jedoch

^a Originalangabe 0.093 Eurocent/kWh, Umrechnung mit 1.6 Rp./Eurocent.

^b Originalangaben in Eurocent/kWh, Umrechnung mit 1.6 Rp./Eurocent.

ein möglichst geringer negativer Einfluss auf Flora und Fauna des entsprechenden Gebiets angestrebt werden.

Auch Einsprachemöglichkeiten gegen die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken, unklare gesetzliche Regelungen und lange dauernde Konzessionsverfahren können den weiteren Ausbau von Kleinwasserkraftwerken hemmen.

4.6.3 Rahmenbedingungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife

Für die Schweiz bietet die Entwicklung und Etablierung eines Marktes für Ökostrom, dessen Erzeugung geringe negative Folgen für die Umwelt nach sich zieht, eine gute Entwicklungschance für Kleinwasserkraftwerke. Ein Teil der Elektrizitätsverbraucher ist sicherlich bereit, dafür einen gewissen Aufpreis zu bezahlen. Dieser Markt ist zwar nicht unbegrenzt, bislang realisierte Marktanteile liegen jedoch weit unter den als realistisch einzuschätzenden Möglichkeiten, was hauptsächlich an der Neuheit des Produktangebots, an der Produktgestaltung sowie an den Rahmenbedingungen für den Wechsel des Stromversorgers liegt (Spreng et al. 2001). Um diese Marktchance zu nützen, muss den Konsumenten jedoch die ökologische Performance der Kleinwasserkraftwerke von unabhängiger Seite glaubwürdig vermittelt werden. Ein geeignetes Instrument dazu ist ein ausgehend von einer Initiative des Bundesamtes für Energie entwickeltes Ökolabel, das von Umweltorganisationen und weiten Teilen der Energiewirtschaft getragen wird und welches umfassende Abklärungen lokaler Umweltauswirkungen von Wasserkraftanlagen vorsieht. Dieses Verfahren kann jedoch bei Kleinwasserkraftwerken zu relativ hohen Kosten führen (Truffer et al. 2001). In (Truffer et al. 2001) werden für einige beispielhafte Kleinwasserkraftwerke die Kosten für eine Umweltzertifizierung abgeschätzt. Die Werte liegen zwischen 0.56 Rp./kWh und 1.64 Rp./kWh, auch abhängig davon, ob Massnahmen zur Erlangung des Ökolabels notwendig sind. Details zu den Anforderungen und Vorgangsweise bei einer Zertifizierung von umweltgerechter Nutzung der Wasserkraft sind in (Truffer et al. 2002) zu finden.

4.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und –bedarf

Die bedeutendste offene Frage stellt wahrscheinlich die Kostenstruktur bzw. –verteilung des offen stehenden Potenzials dar. Da die Stromgestehungskosten einzelner Kleinwasserkraftwerke sehr stark variieren, wäre es erforderlich, die Kosten für jeden einzelnen Standort zu kennen, um verlässliche Aussagen treffen zu können, welcher Anteil des technischen Potenzials bis zu welcher Kostengrenze realisiert werden kann. Diesbezüglich stehen momentan jedoch nur detaillierte Daten zu Abwasserkraftwerken, welche aber nur einen geringen Teil des Potenzials ausmachen, zur Verfügung (Chenal et al. 1995). Für andere Kraftwerkstypen müssten Abschätzungen vorgenommen werden.

Als relativ ungenau erweisen sich auch die verfügbaren Daten zu den Stromgestehungskosten im Allgemeinen, da diese stets grosse Schwankungsbereiche aufweisen. Die Schlüsselfaktoren für diese Variation gehen aus den zu Grunde liegenden Berichten oft nicht eindeutig hervor. Dazu kommt, dass standortspezifische Faktoren wie die hydrologischen und topografischen Bedingungen oder der Aufwand für ökologische Begleitmassnahmen im Allgemeinen eine grosse Rolle spielen und es daher überhaupt schwierig ist, Durchschnittswerte festzulegen.

Die kleinräumigen ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraftwerke wie beispielsweise die Frage der Restwasserproblematik oder der Einfluss auf den Fischbestand müssen generell für jeden Standort einzeln untersucht werden. Dazu bietet sich das Umweltzertifizierungsverfahren „greenhydro“ der EAWAG (Bratrich & Truffer 2001) an, das einen standardisierten Verfahrensablauf gewährleistet.

4.8 Schlussfolgerungen

Die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken stellt in der Schweiz eine ökonomisch und vor allem ökologisch interessante Option dar. Im Hinblick auf eine breit gestreute Elektrizitätsversorgung sowie auf eine Forcierung der erneuerbaren Energieträger sollte das noch offen stehende Potenzial so weit wie möglich genutzt werden. Die heutige Stromerzeugung von etwa 3400 GWh/a sollte in Kraftwerken <10 MW in natürlichen Gewässern etwa auf 5600 GWh/a erhöht werden können, wobei die Stromgestehungskosten grossteils bei etwa 10-25 Rp./kWh liegen dürften. Das maximal verfügbare Ausbaupotenzial bei Trink- und Abwasserkraftwerken ist weit geringer und wird mit ca. 120 GWh/a (5-23 Rp./kWh) bzw. knapp 50 GWh/a (9-85 Rp./kWh) abgeschätzt. Die meist über den derzeitigen Marktpreisen liegenden Kosten dürften bei einer entsprechenden Vermarktung als „Ökostrom“ kein Hindernis darstellen. Falls entsprechende ökologische Begleitmassnahmen zum Erhalt der Ökosysteme bei Renovierung und Neubau der Anlagen konsequent umgesetzt werden, so sprechen die im Vergleich zu anderen Energieträgern sehr geringen Schadstoffemissionen pro kWh deutlich für die Realisierung des Potenzials. Generell soll an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass sowohl die Stromkosten als auch die Einflüsse auf lokale Ökosysteme sehr stark von den jeweiligen Kraftwerksstandorten abhängen und jeweils im Einzelfall abgeschätzt werden sollten.

Die vorliegenden Daten zum Potenzial und zu den heutigen Kosten sollten relativ verlässlich sein, da ausgereifte Technologie zum Einsatz kommt und in der Schweiz langjährige Erfahrung mit Kleinwasserkraft vorhanden ist. Das heisst allerdings auch, dass die Möglichkeiten zur Senkung der Anlagenkosten im Allgemeinen relativ gering sind. Geringere Stromkosten sind vor allem durch eine Reduktion der Betriebskosten mittels Automatisierung möglich.

Tab. 4.8 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.

Tab. 4.8 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken.

Physikalische und technische Potenziale	Umwandlung von in einer Wasserströmung enthaltenen Energie in elektrischen Strom			
Physikalisches Potenzial	Keine Angabe			
Technisch realistisch erschliessbares Potenzial [GWh/a]	2004	2020	2035	2050
Natürliche Gewässer <10 MW	3'422	4'700	5'600 ^a 6'800 ^b 4'200 ^c	5'600 ^d
<1 MW	781	860	920	960 ^e
<300 kW	300	380	420	450 ^e
Trinkwasserkraftwerke	65	120	155 ^e	175
Abwasserkraftwerke	5	15	25 ^e	50
Dargebot	stark ortsabhängig			
Stand der Technik	aktuelle Technik ist weit gehend ausgereift			
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 4.5 stark ortsabhängig			
Technik	Wasserturbinierung zur Stromerzeugung			
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung			
Wirkungsgrad	2005	2020	2035	2050
relativ konstant, da ausgereifte Technologie	0.70-0.85	0.72-0.87	0.74-0.89	0.75-0.90
Marktreife	marktreif, Grossserie			
Lebensdauer	30 Jahre (Trinkwasser-, Abwasserkraftwerk) 80 Jahre (Fluss- und Speicherkraftwerk)			
Stromkosten [Rp./kWh] (siehe auch Tab. 4.6, Fig. 4.11 und Fig. 4.14)	2005	2020	2035	2050
		Diese Werte stellen grobe Abschätzungen dar und sollen als Anhaltspunkte dienen. Für Einzelanlagen sind die Kosten stark standortspezifisch.		
Trinkwasserkraftwerke	5-23	4.5-21	4.2-19	4-18
Abwasserkraftwerke	9-85 ^f	8-77	7-70	6.5-65
Hoch- und Niederdruckkraftwerke < 10 MW	5-24 ^g	4.5-21	4.2-20	4-19
40 kW - 2.2 MW	10-30 ^h	8-26	7-24	6-23
<300 kW	> 16	> 14	>13	>12
Picokraftwerke <40kW	15-45	13-37	12-33	11-30
Pico-Alpkraftwerk	40-100	35-85	32-78	30-75
Periphere Investitionen	Keine weiteren			
Lernkurven	vgl. Kap. 4.4.2, insbesondere Fig. 4.14			
Planungsdauer	Standortsspezifisch; 2-4 Monate Lizenzierung, 1-8 Monate Planung, 1- 2 Monate Bewilligungen			
Typische Betriebskosten	Standortsspezifisch; zwischen 1 und 10% der Investitionskosten; Anteil an den Stromgestehungskosten rund 10%-40%			

a (Elektrowatt 1987), bei Gestehungskosten von etwa 14-22 Rp./kWh.

b (Lorenzoni et al. 2001), ohne ökonomischen und ökologischen Einschränkungen realistisch erschliessbar.

c Schätzung nach (Lorenzoni et al. 2001), unter ökonomischen und ökologischen Einschränkungen realistisch erschliessbar.

d Dieser Wert wird hier als praktisch realisierbares Potenzial angenommen. Der Zeitrahmen der Verwirklichung hängt stark von den Rahmenbedingungen ab.

e Nach Angabe von Hr. Buser, BFE-Programmleiter Kleinwasserkraft, entspricht dieser Zubau wirtschaftlich und ökologisch interessanten Teil des Ausbaupotenzials (14.6.2004). Je nach Rahmenbedingungen kann dieses Potenzial auch deutlich früher oder später realisiert werden.

f ca. 50% des Potenzials weisen Gestehungskosten von <20 Rp./kWh auf (Chenal et al. 1995) (siehe Kap.4.4.1).

g bestehende Anlagen; keine Unterteilung in Leistungskategorien.

h Durchschnittswerte für Neubau und Renovierung bestehender Anlagen.

4.9 Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
CEPE	Centre for Energy Politics and Economics
CHF	Schweizer Franken
EAWAG	Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz
IEA	International Energy Agency
k.A.	keine Angabe
KWK	Kleinwasserkraftwerk
LCA	Life Cycle Analysis (Lebenszyklusanalyse)
PM ₁₀	Partikel mit einem Durchmesser <10 µm

4.10 Literaturverzeichnis

- Baumgartner & Doka 1996 Baumgartner W. und Doka G. (1996) Energiebilanzen von Klein-Wasserkraftwerken. Energierückzahldauer - Energieerntefaktor. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.
- BFE 2003a BFE (2003a) Empfehlungen und Vollzugshilfen für die Umsetzung der Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten. Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Online-Version unter: http://www.energieschweiz.ch/imperia/md/content/energiemarkteergerotechniken/elektrizitt/anschlunabhprodkap/030121_d_KAP_Empfehlungen.pdf.
- BFE 2003b BFE (2003b) Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz für das Jahr 2003. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE 2003c BFE (2003c) Im Trinkwasser schlummert Ökostrom. Energieinnovation Nr.54d. Bundesamt für Energie, Bern, Online-Version unter: http://www.infrastrukturanlagen.ch/dokumente/im_trinkwasser_schlummert.pdf.
- Bihlmayer & Koleber 2004 Bihlmayer A. und Koleber M. (2004) HYDROMATRIX - The 21st Century Solution for Low Head Hydropower, Online-Version unter: http://www.hydromatrix.at/downloads/paper_HM_powergen_renewables2004.pdf.
- Binder & Burri 2001 Binder F. und Burri J. (2001) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk Mühle am Steintalerbach in Ebnet Kappel. Reaktivierung der ehemaligen Wasserkraftanlage Mühle. IM Ingenieurbüro Maggia AG, Locarno.
- Binder & Burri 2003 Binder F. und Burri J. (2003) Kraftwerk Trempel. Erneuerung und Erweiterung der bestehenden Anlage, Schlussbericht. IM Ingenieurbüro Maggia AG, Locarno.
- Bolliger & Bauer 2004 Bolliger R. und Bauer C. (2004) Wasserkraft. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Bratrich & Truffer 2001 Bratrich C. und Truffer B. (2001) Ökozertifizierung von Wasserkraftanlagen. Konzepte, Verfahren, Kriterien. Mit Beiträgen von B. Känel, S. Vollweider. Ökostrompublikationen, Band 6. EAWAG, Kastanienbaum.
- Bretscher & Gutzwiller 2003 Bretscher A. und Gutzwiller S. (2003) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk WERAP Immobilien AG, Bubikon ZH. Revitalisierung des 100-jährigen Kraftwerks. Stiftung revita, Ökozentrum Langenbruck, Langenbruck.
- Burger et al. 1997 Burger P., Gross H., Andermatt M. und Scherrer A. (1997) Trinkwasserkraftwerke. Technische Anlagendokumentation. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energie, Bern.
- Chapallaz & Eichenberger 1993 Chapallaz J.-M. und Eichenberger P. (1993) Einführung in Bau und Betrieb von Kleinstwasserkraftwerken. Impulsprogramm Pacer - Erneuerbare Energien. Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern.
- Chenal et al. 1995 Chenal R., Vuillerat C.-A. und Roduit J. (1995) Elektrizität aus Abwassersystemen. Konzeption, Realisation, Potenzial. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.

Dettli et al. 2000	Dettli R., Buholzer C. und Kaufmann Y. (2000) Ökologische Qualitäten der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Stromproduktionsarten. Eine Übersicht über den Stand des Wissens. Im Auftrag des schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes. econcept - Wirtschafts- und Politikberatung in Ökonomie, Ökologie und Infrastrukturentwicklung, Zürich.
ecoinventCentre 2003	ecoinventCentre (2003) ecoinvent data v1.01. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch .
Elektrowatt 1987	Elektrowatt (1987) Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz. Expertengruppen Energieszenarien, Arbeitsdokument Nr.2. Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich.
eps 2001	eps (2001) Kleinwasserkraftwerk Kett, Einsiedeln, Vorstudie. Schlussbericht. Ausgearbeitet für Fam. D. Lienert. Eco Power Systems AG (eps), Einsiedeln.
Filippini et al. 2001	Filippini M., Banfi S., Luchsinger C. und Wild J. (2001) Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale. CEPE ETH Zürich und Mecop Università della Svizzera Italiana. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie und des Bundesamtes für Wasser und Geologie, Bern.
Hauri 2001	Hauri H. P. (2001) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk Bisisthal. Quellen oberer Schwarzenbach. Schlussbericht. Ingenieurbüro Hauri, Energietechnik & Beratung, Schwyz.
Hunziker 2002	Hunziker R. (2002) Kleinwasserkraftwerk Twannbach. Reaktivierung Niederdruck-Kraftwerk, Vorstudie, Nidau.
IEA 2003	IEA (2003) Renewables for Power Generation. Status & Prospects. OECD/IEA, Paris.
Iten & Oettli 2003	Iten R. und Oettli B. (2003) Entscheidungsgrundlagen zur Stärkung von E&E für Expertenkommission ELWO, Schlussbericht Phase 2. Begleitgruppe Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, BFE. INFRAS, Zürich.
Jorde & Truffer 2002	Jorde K. und Truffer B. (2002) Ökologische Forderungen beim Bau von Kleinwasserkraftwerken, Online-Version unter: http://www.oekostrom.eawag.ch/veroeffentlichungen/passau_jorde_truffer.pdf .
Kaufmann 2003	Kaufmann U. (2003) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2003. Bundesamt für Energie, Bern.
Kunz & Meng 2003	Kunz B. und Meng H. (2003) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk Schöni, Hani bei Gwatt (Thun). Reaktivierung Niederdruck-Kraftwerk. Kunz & Meng GmbH, Langnau.
Leutwiler 1997	Leutwiler H. (1997) DIANE Projekt Kleinwasserkraftwerke. Portrait und Bilanz 1992 - 1997. Programmleitung Kleinwasserkraftwerke, ITECO Ingenieurunternehmung AG, Affoltern a/A.
Leutwiler 2002	Leutwiler H. (2002) Kleinwasserkraftwerke. Überblicksbericht zum P+D-Programm 2002. Programm Kleinwasserkraftwerke.
Liesch 2003	Liesch R. (2003) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk Mühlbach, Malans, Ausbaustufe III. Schlussbericht. Liesch Ingenieure AG, Chur.
Lorenzoni et al. 2001	Lorenzoni A., Pecchio F., Fontana F., Söderberg C., Hobert T., Bergander B. und Oslsson O. (2001) Blue Energy for a Green Europe. Strategic study for a the development of Small Hydro Power in the European Union. European Small Hydro Power Association (ESHA), Brüssel.

- Müller 2002 Müller D. (2002) Kleinwasserkraftwerk Mühlau, Vorprojekt. Schlussbericht. Colenco Power Engineering AG für Energie AG, Kirchberg, Baden.
- Odermatt & Ettlin 2001 Odermatt K. und Ettlin M. (2001) Kleinwasserkraftwerk Rütinen. Nutzung des Bergwassers aus dem Seelisbergtunnel. Ein Demonstrationprojekt des Programms Energie 2000. Kantonales Elektrizitätswerk, Nidwalden.
- Schmid & Bonato 2003 Schmid R. und Bonato F. (2003) Kleinwasserkraftwerk Hegi / Grüntal in Aadorf / TG. Vorprojektbericht, Schlussbericht. EPS / Eco Power Systems AG, Zug.
- Spreng et al. 2001 Spreng D., Wüstenhagen R. und Truffer B. (2001) Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Die Chancen des Ökostrommarktes. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, des Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessensgruppe Wasserkraft. CEPE und EAWAG, Zürich & Kastanienbaum.
- Thönnissen 2002 Thönnissen J. (2002) Wasserkraftanlagen (WKA). Allgemeine Informationen zu WKA. Fachhochschule Ulm, Hochschule für Technik, Ulm.
- Truffer et al. 2002 Truffer B., Bloesch J., Bratrich C., Gonser T., Hoehn E., Markard J., Peter A., Wehrli B. und Wüest A. (2002) Ökostrom aus Wasserkraft. Ein transdisziplinäres Forschungsprojekt. Schlussbericht (1997-2001). Ökostrom Publikationen Band 10. EAWAG, Kastanienbaum.
- Truffer et al. 2001 Truffer B., Seiler B., Meier W., Vollweider S. und Dettli R. (2001) Umweltzertifizierung Kleinwasserkraftwerke. Grundlagen und Konzept für ein vereinfachtes Verfahren. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, der EAWAG und des Interessensverbandes der Schweizerischen Kleinwasserkraftwerks-Besitzer. EAWAG und econcept AG, Kastanienbaum und Zürich.
- VATech 2004a VATech (2004a) Informationsbroschüre zum Wasserkraftwerk Nussdorf, Österreich. Bezogen von <http://www.hydomatrix.at/download.htm> (6.7.2004).
- VATech 2004b VATech (2004b) Informationsbroschüre zum Wasserkraftwerk Agonitz, Österreich. In Zusammenarbeit mit der Energie AG. Bezogen von <http://www.hydomatrix.at/download.htm> (6.7.2004).
- VATech 2004c VATech (2004c) Informationsbroschüre zum Wasserkraftwerk Jebel Aulia, Sudan. Bezogen von <http://www.hydomatrix.at/download.htm> (6.7.2004).
- Von Moss & Leutwiler 1997 Von Moss L. und Leutwiler H. (1997) Gesamtschau Kleinwasserkraftwerke. Ökonomische und ökologische Aspekte. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.
- Wohlfender et al. 2002 Wohlfender M., Bretscher A. und Gutzwiller S. (2002) Vorstudie Kleinwasserkraftwerk Hägler-Mühle, Lausen. Revitalisierung des historischen Kraftwerks. Stiftung revita, Ökozentrum Langenbruck, Langenbruck.
- Zaugg 1997 Zaugg C. (1997) Vernetzung bei Kleinwasserkraftwerken. Biologisches Kontinuum der Gewässer erhalten. Untersuchungen über das Gewässerkontinuum für Fische und Kleinlebewesen. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.
- Zaugg & Pedrolì 1997 Zaugg C. und Pedrolì J.-C. (1997) Fische und Kleinwasserkraftwerke. Kostengünstige Aufstiegshilfen für Fische und Kleinlebewesen. Erstellt im Rahmen des Projekts DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern.

5 Windenergie

5.1 Einleitung

Die Windenergie wurde schon früh vom Menschen genutzt. Nach alten Überlieferungen waren die ersten Windmühlen vor ca. 3000 Jahren in Alexandria zu sehen. In Europa begann die Windkraftnutzung im 9. Jht. n. Chr. in England, im 12. Jht. in Frankreich und ein Jahrhundert später in Holland, wo sie ihre Blütezeit erlebte. Ihre damaligen Zwecke waren unter anderem Getreide mahlen, Holz sägen, Wasser pumpen oder Zuckerrohr auspressen. Man schätzt, dass Ende des vorigen Jahrhunderts alleine in Holland über 10'000 Windmühlen in Betrieb waren, die grössten mit einer Leistung von 50 kW. Der Vormarsch der Dampfmaschine und später der Stromenergie beendete dann die Vormachtstellung der Windkraft. Als Vater der modernen Windkraftanlagen (WKA) für die Stromerzeugung gilt Poul la Cour (1846-1908), der 1904 die Gesellschaft der Windkraft-Elektroingenieure gründete (Windpower 2002). Nach der ersten Ölkrise im Jahre 1973 erwachte das Interesse an Windenergie in mehreren Ländern neu. In Dänemark begannen die Elektrizitätsversorger anschliessend große Anlagen zu installieren (Windpower 2002). Das gleiche geschah in Deutschland, Schweden, Großbritannien und in den USA. Dennoch blieben die Herstellungskosten hoch und nicht konkurrenzfähig im Vergleich zu Strom aus konventionellen Kraftwerken. Der Strompreis wurde zum wichtigsten Argument gegen Windkraftnutzung zur Stromerzeugung. Die 55 kW-Generation von Windkraftanlagen, die zwischen 1980 und 1981 entwickelt wurde, verhalf der modernen Windkraftindustrie zum industriellen und technologischen Durchbruch. Die Kosten pro Kilowattstunde Strom fielen um rund 50 Prozent, als diese Anlagen auf dem Markt auftauchten (Windpower 2002).

Seit den 1980er-Jahren hat die Windkraftnutzungstechnologie gewaltige Fortschritte gemacht. Die Anlagen wurden grösser, leichter (binnen 5 Jahren hat sich die Masse von dänischen WKA halbiert (Windpower 2002)), sie werden stabiler, effizienter, geräuschärmer. Dadurch konnten die Kosten pro installierter Kilowattstunde laufend gesenkt werden. Eine durchschnittliche Anlage hatte Mitte der 1990er-Jahre eine Grösse von 630 kW installierter Leistung (B. Burger & Bauer 2004), der Markttrend geht in Richtung grössere, seriengefertigte Anlagen. Die durchschnittliche Leistung der im Jahr 2002 in Deutschland und Dänemark neu installierten Anlagen betrug knapp 1500 kW (EWEA 2004a). Die Zuwachsraten der durchschnittlich installierten Leistung lagen im Durchschnitt Ende der 1990er-Jahre bei über 20%. Es kann angenommen werden, dass diese Entwicklung der steigenden Anlagengrössen auch in Zukunft anhalten wird (Rehfeldt et al. 2001). Auf die zunehmende Nachfrage reagieren die Hersteller mit einem breiteren Angebotsspektrum an Windkraftanlagen, das Spektrum reicht mittlerweile schon bis zu einer Nennleistung von 5 MW.^a Anfang Oktober 2004 errichtete REpower Systems AG bei Brunsbüttel in Schleswig-Holstein mit dem Prototyp „REpower 5M“ die grösste Windkraftanlage der Welt mit einer Nennleistung von 5 MW und 126 m Rotordurchmesser^b.

Durch die zunehmenden Bestrebungen vieler Länder, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion zu erhöhen (z.B. wegen der Treibhausgasproblematik) und die abnehmenden Kosten von Windstrom ist Windenergie heute eine der interessantesten Optionen geworden.

^a Angaben von http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/36mw/index.htm, <http://www.repower.de/de/products/p5m.htm> und http://www.nordex-online.com/produkte_und_service/index.html (März 2004).

^b Angaben von <http://www.repower5m.de>, bezogen am 12.11.2004.

5.1.1 Definition

In einer Windkraftanlage wird die kinetische Energie der anströmenden Luft zur Rotation der Flügel ausgenutzt und die so erzeugte mechanische Energie wird von einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Wirkungsgrad

Als Wirkungsgrad einer Windkraftanlage wird hier das Verhältnis von der in der Luftströmung enthaltenen Leistung zu der zur Verfügung gestellten elektrischen Leistung definiert. Der theoretisch mögliche Maximalwert ohne Verluste, der maximale Leistungsbeiwert bzw. Betz-Koeffizient, ist mit einem Faktor von 0.593 begrenzt (Wokaun 1999). In der Praxis werden höchstens Leistungsbeiwerte von 40% bis 50% erreicht. Diese sind jedoch stark von der Windgeschwindigkeit abhängig und für jede Windkraftanlage spezifisch einstellbar.^a Der reale Wirkungsgrad wird weiters von mechanischen Verlusten (Teilwirkungsgrade von Rotor, Getriebe und Generator) reduziert. Als durchschnittliche Wirkungsgrade sind Werte von etwas mehr als 20% bis 35% dokumentiert.^{b, c} Als Durchschnitt kann ein Wert von 25% angesehen werden. Der tatsächliche Wirkungsgrad ist von den Windbedingungen, der Bauart, d.h. der Anzahl der Rotorblätter, und der Einstellung der Anlage abhängig. Es liegen jedoch keine ausreichenden Informationen vor, um zwischen einzelnen Windkraftanlagen zu differenzieren.

5.1.2 Globale und europäische Stromversorgung und Trends

Die Windenergie hatte in den letzten Jahren eine beeindruckende Entwicklung erfahren. Per Ende 2003 waren weltweit 39'249 Megawatt (MW) Leistung installiert, davon 73% in Europa (AWEA 2004; EWEA 2004d). Innerhalb von Europa dominieren Deutschland, Spanien und Dänemark mit einem Anteil von über 80% der gesamten installierten Leistung. Derzeit befindet sich der Grossteil der Windkraftanlagen an Land, die installierte Leistung der Offshore-Anlagen beträgt 522 MW (EWEA 2004a). Der etwas geringer als erwartet ausgefallene Zuwachs in Deutschland im Jahr 2003 wurde teilweise durch Neuinstallationen in den aufstrebenden europäischen Märkten wie Österreich (276 MW), Niederlande (226 MW), Italien (116 MW), Portugal (106 MW) und Grossbritannien (107 MW) kompensiert. In den vergangenen Jahren betrugen die Wachstumsraten in Europa 40% oder mehr pro Jahr (Ancona & McVeigh 2001).

Im Durchschnitt ist der europäische Windenergiemarkt im Jahr 2003 mit 23% erneut stark gewachsen (WindEnergy Studie 2004). Ende 2003 waren in Europa 28'706 MW an Windenergie installiert, davon 28'440 MW in der EU-15, 102 MW in den Beitrittsländern (Accession States) und 164 MW in anderen Ländern (EWEA 2004a; EWEA 2004d). Deutschland steuerte mit 14'609 MW knapp über 50% an der gesamten installierten Leistung in Europa bei, gefolgt von Spanien (6202 MW) und Dänemark (3110 MW). In Tab. 5.1 und Tab. 5.2 ist die Leistung der Ende des Jahres 2003 in Europa installierten Windkraftanlagen länderspezifisch angegeben.

^a <http://www.windpower.org/de/tour/wres/cp.htm>, bezogen am 25.7.2003.

^b <http://www.windpower.org/de/tour/wres/cp.htm>, bezogen am 25.7.2003.

^c <http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietraeger/energiepotential.html>, bezogen am 25.7.2003.

Tab. 5.1 Installierte Leistung der Ende des Jahres 2003 in den 15 Mitgliedsstaaten der EU betriebenen Windkraftanlagen (Quelle: EWEA 2004a; EWEA 2004b).

	Total Ende 2002 (MW)	Installiert Jan-Dez 2003 (MW)	Total Ende 2003 (MW)
Deutschland	11'994	2645	14'609
Spanien	4825	1377	6202
Dänemark	2889	243	3110
Niederlande	693	226	912
Italien	788	116	904
Grossbritannien	552	103	649
Schweden	345	54	399
Griechenland	297	78	375
Frankreich	148	91	239
Österreich	140	276	415
Portugal	195	107	299
Irland	137	49	186
Belgien	35	33	68
Finnland	43	8	51
Luxemburg	17	5	22
EU-15	23'098	5411	28'440
EU-25	23'159	5452	28'542

Anmerkung: Im Jahr 2003 wurden Anlagen mit einer Leistung von 69 MW stillgelegt.

Tab. 5.2 Installierte Leistung der Ende des Jahres 2003 in den restlichen Ländern Europas betriebenen Windkraftanlagen (Quelle: EWEA 2004a; EWEA 2004b).

Beitrittsländer			
	Total Ende 2002 (MW)	Installiert Jan-Dez 2003 (MW)	Total Ende 2003 (MW)
Polen	27	30	57
Lettland	24	0	24
Tschechische Republik	3	7	10
Ungarn	3	0	3
Estland	2	1	3
Zypern	2	0	2
Litauen	0	0	0
Malta	0	0	0
Slovakei	0	3	3
Slovenien	0	0	0
TOTAL	61	41	102
Andere Länder			
Norwegen	97	4	101
Ukraine	46	11	57
Schweiz	5	0	5
Rumänien	1	0	1
TOTAL	149	15	164

Der Anteil von Offshore-Windkraftanlagen in Europa betrug mit 522 MW nicht einmal zwei Prozent (EWEA 2004a). Dabei entfielen fast 75% auf Installationen in Dänemark, während sich die restlichen 25% auf Grossbritannien, Irland, Schweden und die Niederlande verteilten. Weltweit sind jedoch über 70 Offshore-Projekte in Planung, wobei die überwiegende Anzahl in europäischen Territorialgewässern zu liegen kommt (Övermöhle & Lehmann 2003). Basierend auf Planungsinformationen konkreter Projekte prognostizieren (Övermöhle & Lehmann 2003) einen weltweiten Anstieg auf 3960 MW per Ende 2006. Eine Aufschlüsselung nach Länderanteilen zeigt, dass Offshore-Pioniere wie Dänemark, Schweden oder die Niederlande von anderen europäischen Ländern (Deutschland, Grossbritannien und Irland) aber auch den USA und Kanada überholt werden.

Übersichten über bereits gebaute und geplante Offshore-Projekte finden sich etwa bei (BWEA 1999) (Övermöhle & Lehmann 2003), (EWEA 2004a) und (WSH 2004).

In (EWEA 2004a) sind zwei Szenarien für die Entwicklung der weltweit bzw. in Europa installierten Windkraftanlagen für die Jahre 2007 und 2012 angegeben, die Zahlen sind in Tab. 5.3 zusammengefasst. Das konventionelle Marktszenario kann als Weiterführung des derzeitigen Wachstumstrends mit öffentlicher Unterstützung in einigen Ländern klassifiziert werden. Im erweiterten Marktszenario wird eine deutlich breitere politische Unterstützung angenommen, als sie derzeit vorhanden ist.

Tab. 5.3 Konventionelles und erweitertes Marktszenario der Windkraftanlagen weltweit bzw. in Europa [MW installierte Leistung] (Quelle: EWEA 2004a).

Jahr	2007	2012
Erweitertes Szenario – Europa	59'000	112'000
Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate	20%	14%
Erweitertes Szenario – weltweit	106'000	311'000
Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate	27%	24%
Konventionelles Szenario – Europa	55'941	-
Konventionelles Szenario – weltweit	80'050	160'900
Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate	20.6%	15%

Die Europäische Union hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch bis zum Jahr 2010 von derzeit 6% auf 12% zu verdoppeln. Dabei wird der Windkraft zusammen mit Biomasse eine Schlüsselrolle zukommen, da das Potenzial für grosse Wasserkraftwerke weit gehend ausgeschöpft ist (Millais & Teske 2004).

5.1.3 Schweizer Stromversorgung und Trends

In der Schweiz wurde die erste Windkraftanlage bei Sool (Langenbruck) mit einer Leistung von 30 kW im Jahr 1986 in Betrieb genommen. Seither wurden stetig neue Anlagen errichtet, so dass heute 22 Anlagen mit einer installierten Leistung von 5349 kW gesamthaft etwa 5.4 GWh/a Strom erzeugen. Der mit Abstand grösste Windpark befindet sich auf dem Mont Crosin im Berner Jura bei St. Imier, wo an zwei Standorten sechs Windturbinen eine Gesamtleistung von 4160 kW erbringen. Die Anlage Mont Crosin West besteht aus vier Windturbinen (3x 600 kW, 1x 660 kW) und Mont Crosin Ost aus zwei Windturbinen (2x 850 kW). Die zweitgrösste Anlage (1x 800 kW) wurde im Herbst 2002 auf dem Gütsch oberhalb von Andermatt in Betrieb genommen. Da jedoch immer wieder Mängel einen reibungslosen Betrieb verhindert haben, kam es im Frühjahr 2004 zum Abbau des Windkraftwerkes (Bolli 2004a; Bolli 2004b; SuisseEole 2004b), Ziel des Elektrizitätswerkes Urseren war es jedoch noch vor dem nächsten Winter erneut Windstrom auf dem Gütsch zu erzeugen. Bereits im Oktober 2004 konnte die neue Windkraftanlage vom Typ Enercon E-40 mit einer Nennleistung von 600 kW montiert werden.^{a, b} Die restlichen 19 Anlagen in der Schweiz erbringen eine kumulierte Leistung von „nur“ 389 kW Leistung. Detailliertere Informationen zu den ans Stromnetz angeschlossenen Windkraftanlagen in der Schweiz finden sich in (B. Burger & Bauer 2004).

^a http://www.zisch.ch/navigation/top_main_nav/NEWS/Regional/uri/detail.htm?client_request_contentOID=10955, bezogen am 12.11.2004

^b <http://www.ew-ursern.ch/docs/windkraft.cfm?cmd=NormalBild&ID=69>, bezogen am 12.11.2004

Anlagen in Planung

Im Herbst 2004 sollen auf dem Mont Crosin westlich der bestehenden sechs Windturbinen zwei weitere, besonders leistungsstarke Turbinen von je 1750 kW Spitzenleistung errichtet werden, wofür die Juvent SA bereits die Bewilligung erhalten hat.^a Beim Standort Entlebuch-Feldmoos sind Planung und Bewilligungsverfahren so weit fortgeschritten, dass im Sommer 2004 eine 900 kW Anlage installiert werden kann (SuisseEole 2003b). Daneben sind verschiedene neue Windkraftanlagen in Planung, schon geplant oder kurz vor der Realisierung (ENET-News 2002; Horbaty 2002; SuisseEole 2003a). In Sainte-Croix (Waadt) soll ein Windpark an den Standorten Mont des Cerfs und La Gittaz Dessus zwischen 13.6 und 14.8 GWh Strom pro Jahr produzieren (SuisseEole 2004a).^b Bei einzelnen Projekten kann es durch Einsprachen oder Planungsunsicherheiten auch zu Verzögerungen kommen. So etwa beim Projekt Crêt Meuron, wo die Stiftung für Landschaftsschutz und der Schweizerische Heimatschutz Einsprache erhoben haben, was zu einer starken Verzögerung dieses Projektes führt (Horbaty 2002). Insgesamt sind heute Windenergieprojekte von rund 20 MW Leistung durch Einsprachen blockiert (BFE/BUWAL/ARE 2003).

5.2 Technologiebeschreibung

5.2.1 Derzeitige Technologie

Der überwiegende Teil der heute eingesetzten Windkraftanlagen besitzt eine horizontale Achse und meist drei Rotorblätter. Obwohl theoretisch auch noch andere Typen existieren, beschränkt sich die folgende aus (B. Burger & Bauer 2004) stammende Technologiebeschreibung auf diese typischerweise eingesetzten Anlagen.

Die Übertragung der Energie von der Luftströmung an die Turbine erfolgt am Rotor. Bei der Stromherstellung, wo eine möglichst hohe Drehzahl erwünscht ist, sind dies heute meist wenigflügelige, schnell laufende Rotoren, deren aerodynamisch optimierte Flügel den Auftriebseffekt der Strömung ausnutzen. Der äussere Teil der Blätter ist zum Teil mittels Extender vom restlichen Blatt unabhängig drehbar. Um die Fliehkräfte in Grenzen zu halten, werden die Rotorblätter heute zumeist aus leichten Faserverbundwerkstoffen hergestellt. Die mechanische Rotationsenergie wird von den Blättern über eine Nabe an die Rotorwelle übertragen. Da der Rotor wegen der begrenzten Blattspitzengeschwindigkeit im Allgemeinen langsam dreht (je nach Grösse 15 bis 200 U/min.), bei den Generatoren aus Gewichtsgründen jedoch schnell rotierende, d.h. wenigpolige bevorzugt werden, wird noch ein Getriebe zwischengeschaltet. Als Generatoren für den Netzbetrieb können Synchron- oder Asynchrongeneratoren verwendet werden. Zusätzlich sind noch eine Kupplung und eine mechanische Bremse vorhanden, die entweder als Betriebs- oder als Notfallbremse installiert ist.

Dieser gesamte Maschinensatz wird in der sogenannten Gondel, einer selbsttragenden Konstruktion, die oben am Turm angebracht ist und über ein Lager in die Windrichtung gedreht wird, zusammengefasst. Diese Windnachrichtung des Rotors kann je nach Konstruktion durch Ausnutzung aerodynamischer Kräfte oder durch einen Zwangsantrieb erfolgen. Turm und Fundament schliessen die Anlage nach unten ab. Bei kleinen und mittleren Anlagen besteht der Turm meist aus Stahl. Das Problem der Turmauslegung liegt hauptsächlich in der schwingungsdynamischen Dimensionierung.

Windkraftanlagen benötigen im Allgemeinen eine Regel- und Steuereinrichtung zur Begrenzung der Rotordrehzahl und der Leistung, um die Anlage vor Überlast bei starkem Wind oder bei Störfällen zu schützen. Da bei Netzanlagen die Drehzahl durch die Netzfrequenz festgelegt wird, werden sie im

^a Anfang September 2004 wurden auf dem Mont-Soleil bei Saint-Imier zwei Windturbinen vom Typ Vestas V66 mit 67 m Nabenhöhe und je 1.75 MW Leistung installiert. (<http://www.suisse-eole.ch>)

^b Im Rahmen des Konzept Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) wird auf ein Szenario mit Anlagen von 70 m Nabenhöhe und 1250 MW Nennleistung fokussiert, was in einer tieferen Stromproduktion von 10.6 GWh/a resultieren würde. Für detailliertere Angaben zu diesem Standort sei auch auf den entsprechenden kantonalen Nutzungsplan verwiesen.

Betrieb leistungsgeregelt. Die Leistungsregelung kann einerseits passiv erfolgen, indem die Rotoren so ausgelegt sind, dass bei höheren Windgeschwindigkeiten und damit geänderten Anströmwinkel der Blätter die Strömung abreißt und die abgegebene Leistung damit begrenzt bleibt („stall-Regelung“). Andererseits besteht auch die Möglichkeit, diese Leistungsaufnahme in Funktion des Anstellwinkels durch eine aktive Blattverstellung (Rotation um die Längsachse, „pitch-Regelung“) zur Leistungsbegrenzung zu nutzen. Bis Mitte der 1990er-Jahre dominierte die passive Regelung. Derzeit wird jedoch bei grossen Anlagen die aktive Regelung bevorzugt eingesetzt, da hier keine Probleme mit Vibrationen beim Abreißen der Luftströmung auftreten (EWEA 2004a). Der Grossteil der heute installierten Anlagen weist eine variable Rotordrehgeschwindigkeit auf.

Die Energiegewinnung durch Windkraftanlagen ist abhängig vom Windangebot und der Windgeschwindigkeit. Je nach Auslegung der Anlage beginnt bei einer Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von ca. 3 m/s die Stromeinspeisung ins Netz. Mit steigender Windgeschwindigkeit wächst die abgegebene Leistung an und erreicht ab etwa 10 m/s oder mehr ihren Bemessungswert. Ab Windgeschwindigkeiten von etwa 25 m/s wird die mechanische Festigkeit der Anlage gefährdet. Um Schäden zu vermeiden, wird der Rotor aus dem Wind gedreht und ausser Betrieb genommen (Heuck & Dettmann 1999). Die von einer Windkraftanlage maximal abgegebene Leistung im Dauerbetrieb wird als Bemessens- oder Nennleistung bezeichnet. Sie hängt hauptsächlich von der gewählten Turmhöhe und der von den Rotoren überstrichenen Fläche ab. Die mögliche Auslastung – der so genannte Kapazitätsfaktor – beträgt in Europa zwischen 10% und 70%, meistens aber zwischen 20% und 30% (Windpower 2003), wobei im Offshore-Bereich auch häufig Werte von bis zu 50% erreicht werden. Der Kapazitätsfaktor gibt jenen Teil der Zeit an, in dem eine Windkraftanlage mit Nennleistung Strom produziert, wobei darin auch Zeiten eingerechnet sind, in denen die Anlage geringere Leistung abgibt. Oft wird die Auslastung auch mit der Anzahl an Volllaststunden pro Jahr angegeben.

Fig. 5.1 gibt eine Übersicht über eine typische horizontalachsige Windkraftanlage.

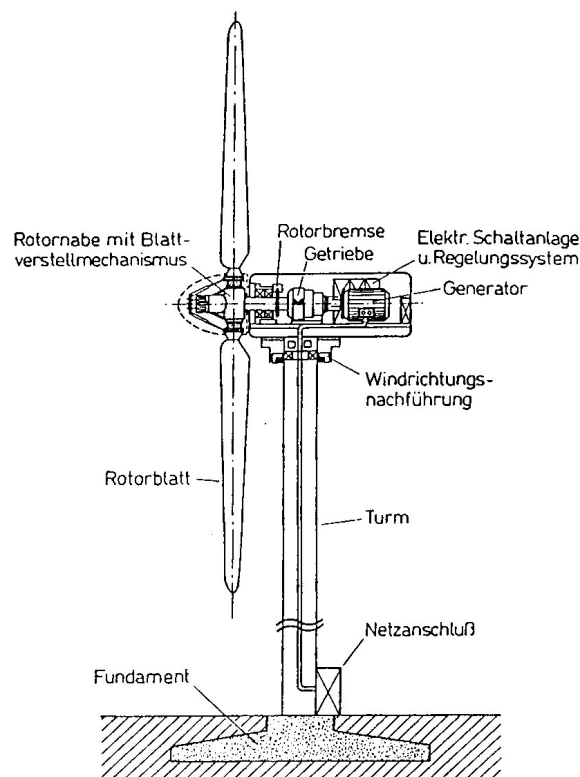


Fig. 5.1 Schematische Darstellung einer Windkraftanlage (Quelle: Kaltschmitt & Fishedick 1995).

Onshore-Anlagen

Der grösste Teil der installierten Leistung ist heute durch Onshore-Anlagen realisiert. Heute kommerziell genutzte Onshore-Anlagen haben Turmhöhen von etwa 40 – 120 m, Rotordurchmesser von ca. 40 – 95 m und Leistungen von 600 – 2800 kW.^a Während der letzten Jahre ist ein kontinuierlicher Trend zu immer grösseren Anlagen mit höheren Leistungen festzustellen, wie in Fig. 5.2 und Fig. 5.3 dargestellt.



Fig. 5.2 Entwicklung der Grösse von typischen Windkraftanlagen zwischen 1980 und 2003 (Quelle: EWEA 2004a).



Fig. 5.3 Enercon E-112 4.5 MW Prototyp (EWEA 2004c).

^a Herstellerangaben von Nordex, Vestas, RepowerSystems, NEG Micon und GE Energy (März 2004) <http://www.neg-micon.de/cm17.asp?d=1>, <http://www.repower.de/de/products/products.htm>, http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/index.htm, http://www.nordex-online.com/produkte_und_service/index.html, http://www.vestas.com/produkter/V47/v47_UK.html, http://www.vestas.com/produkter/pdf/updates_020304/V90_3_US.pdf.

Tab. 5.4 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Rotordurchmesser von typischen Windkraftanlagen mit einer Leistung von 1.5 MW.

Einschränkungen bei der Ausscheidung von Onshore-Standorten sind häufig durch die Nähe zu Populationszentren, in Regionen von nationaler Bedeutung (Natur- und Landschaftsschutz), sowie bei Nähe zu Vogelflugrouten oder Nistplätzen zu erwarten.

Tab. 5.4 Rotordurchmesser (D) von handelsüblichen WKA mit 1.5 MW Leistung (Quelle: EWEA 2004a).

Jahr	Design	D (m)
	NEG MICON 64C/1500	64.0
	FUHLANDER FL MD70	70.0
	PWE 1570	70.0
	REPOWER MD 70	70.0
	SUDWIND S70	70.0
	TORRES TWT 1500	70.0
	GEWE 1.5s	70.5
	NEG MICON 72C/1500	72.0
	FUHLANDER FL MD77	77.0
	GEWE 1.5sl	77.0
	REPOWER MD 77	77.0
	SUDWIND S77	77.0
	PWE 1577	77.4
	GAMESA G-80 1500	80.0
	NEG MICON 82/1500	82.0
2003	MITTELWERT	73.6
	NEG MICON 64C/1500	64.0
	ENERCON E-66/15.66	66.0
	WINDTEC 1566	66.0
	JACOBS MD 70	70.0
	SUDWIND S70	70.0
	TACKE TW 1.5s	70.5
	TACKE TW 1.5sl	77.0
2000	MITTELWERT	69.1
	NTK 1500/64	64.0
	TACKE TW 1.5	65.0
	ENERCON E-66/15.66	66.0
1997	MITTELWERT	65.0

Offshore-Anlagen

Gründe für den Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen sind einerseits die sich entwickelnde Verknappung von geeigneten Standorten an Land, andererseits ist im Allgemeinen das Windangebot im Vergleich zu Onshore-Anlagen grösser. So können auf See bis zu 40% mehr Energie gewonnen werden als mit vergleichbaren Anlagen in Küstennähe an Land (Soeker et al. 2000). Dazu kommt, dass bei Offshore-Standorten weniger Nutzungskonflikte zu erwarten sind. Konflikte können mit Natur- und Landschaftsschutz (Schutzgebiete), dem Schiffsverkehr (Transport, Fischfang, Sport, Erholung), mit militärischer Nutzung des Meeres und mit der Öl/Gasförderung (Plattformen und Pipelines, Ausbaggerungs- und Bergbaukonzessionen) entstehen. Unterschiedlich beurteilt werden Konflikte in Bezug auf veränderte Optik (Ästhetik) und Lärm für Mensch und Meeresbewohner. Ausserdem eröffnen sich mit der Entwicklung von optimierten Offshore-Anlagen für die europäische Windkraftindustrie neue Absatzchancen für die zukünftige weltweite Entwicklung von neuen Offshore-Märkten (Soeker et al. 2000).

Offshore-Anlagen werden in Küstennähe oder im offenen Meer auf dem Festlandsockel installiert. Entscheidend für die Standortwahl ist primär die Wassertiefe. Die Fundamente heutiger Offshore-Anlagen stehen in Wassertiefen bis zu maximal 15 m, in Zukunft bis zu 40 m, z.B. in Deutschland

(Rehfeldt et al. 2001). Die Notwendigkeit ein Fundament im Meer zu errichten, ist der gewichtigste Nachteil gegenüber der Onshore-Nutzung und zieht grosse Mehrkosten nach sich. Bei Bau, Inbetriebnahme und Betrieb von Offshore-Anlagen sollten möglichst viele Arbeitsschritte an Land und mit grosser Sorgfalt durchgeführt werden, da die Problembehebung auf See immer sehr aufwändig, kosten- und zeitintensiv ist. Wichtig bei der Standortwahl sind neben Windverhältnissen und Nutzungskonflikten auch die Meeresbedingungen, z.B. Grunderosion, Strömungen, Gezeiten, Packeis und Wellencharakteristik (B. Burger & Bauer 2004).

Offshore-Anlagen unterscheiden sich heute kaum von ihren Geschwistern auf dem Festland. So wurden bislang grosse Onshore-Anlagen auch für den Offshore-Einsatz verwendet. Es zeichnet sich allerdings ein Trend zur Spezialisierung ab, da die Anforderungen an die Anlagen unterschiedlich sind und die steigende Nachfrage grössere Produktpaletten rentabel macht. Der grösste Unterschied zwischen On- und Offshore ist das verwendete Fundament. Für den Offshore-Einsatz kommen verschiedene Fundamenttypen in Frage, Tab. 5.5 gibt eine Übersicht über verschiedene Fundamentstypen bzw. -konzepte.

Monopod- oder Multipodstrukturen haben als Basis ein Gravitationsfundament, ein Bucketfundament oder einen Pfahl. Multipodfundamente sind aufgrund der aufwändigen Konstruktion eher weniger geeignet. Gravitations- und Bucketfundament eignen sich für homogene Untergründe, Pilefundamente eher für Standorte, bei denen die Zusammensetzung des Untergrunds stark variiert (Watson 2000). Schwimmende Fundamente eignen sich bei grossen Wassertiefen.

Einpfahl-Gründungen (Monopile-Fundamente) bestehen aus einem einzelnen, im Seeboden fixiertem Standbein. Dadurch ist keine Seebettvorbereitung nötig und das Fundament ist gegen Erosion des Untergrunds relativ widerstandsfähig. Allerdings wird eine spezielle Installationsausrüstung benötigt. Beim Einrammen können Probleme mit grossen Steinen im Untergrund entstehen. Bei grossen Wassertiefen wird das Fundament flexibel (Grud 2000). Monopilefundamente haben einen Durchmesser von drei bis 3.5 m und eine Masse von etwa 175 t. Tripod-, Jacket-Structure oder Multipile-Fundamente nutzen drei oder mehr Standbeine als Basis. Auch hier ist keine oder nur eine geringe Untergrundvorbereitung nötig. Für grössere Wassertiefen gut geeignet ist dieses Fundament kaum in flachem Wasser verwendbar. Die Standbeine haben einen Durchmesser von etwa 1 m, das Fundament wiegt um 125 t. Gravitationsfundamente setzen sich meist aus einer Basisplatte und aufgesetzten Zylindern zusammen. Im Trockendock werden zunächst die Armierungseisen und Zylinder verbunden, anschliessend wird das ganze mit Beton gefüllt. Die Beschwerung kann mit Beton oder anderen Materialien wie Kies oder Sand erfolgen. Sie haben einen Basisdurchmesser von 12-15 m und ein Gewicht von 500-1000 t (Watson 2000). Nach Beendigung der Trockendockarbeiten wird das Fundament zum vorbereiteten Standort geschleppt und montiert. Die Grössen- und Massenangaben zu den Fundamenttypen sind als Richtwerte zu verstehen, grosse Unterschiede sind je nach Standort und lokalen Verhältnissen möglich. Bei zunehmender Wassertiefe steigen nicht nur die Ausmasse und das Gewicht des Fundaments, auch die Belastungen durch Wellen nehmen zu. Denn die Wellenhöhe nimmt zu, je grösser die Wassertiefe ist. Gleichzeitig ergibt sich aus der zunehmenden Tiefe auch ein verlängerter Hebelarm vom Grund bis zum Angriffspunkt der Wellen und somit ein grösseres Kippmoment, dem das Fundament widerstehen muss (B. Burger & Bauer 2004).

Tab. 5.5 Übersicht über verschiedene Offshore-Fundamentsarten nach (EWEA 2004a).

Fundamentstyp / -konzept	Einsatz	Vorteile	Nachteile
Mono-piles	Bei unterschiedlichen Bedingungen einsetzbar; vorzugsweise in seichtem Wasser und nicht bei tiefem, weichen Untergrund; bis zu 4 m Durchmesser (5-6 m in Entwicklung)	Vielseitig, einfach, leicht; bis zu Wassertiefen von 35 m	Teure Installation wegen Grösse; Aushub für Sockel möglicherweise erforderlich; schwierige Demontage
Multiple-piles (tripod)	Bei unterschiedlichen Bedingungen einsetzbar; auch bei Wassertiefen über 30 m; nicht bei tiefem, weichen Untergrund	Sehr widerstandsfähig und vielseitig einsetzbar	Sehr teure Konstruktion und Installation; schwierige Demontage
Gravitationsfundament (Beton)	Bei jedem Untergrund einsetzbar	„Float-out“ Installation	Teuer wegen hohem Gewicht
Gravitationsfundament (Stahl)	Bei jedem Untergrund einsetzbar; grössere Wassertiefen als mit Beton möglich	Leichter als Beton; einfacherer Transport & Installation; Geringere Kosten, da der gleiche Kran wie für die Errichtung der Turbine eingesetzt werden kann	Bei starker Erosion kostenintensiv; kathodischer Schutzmechanismus nötig
Mono-suction caisson	Bei Sand- und weichen Lehmböden einsetzbar	Kostengünstige Installation; einfache Demontage	Begrenzte Menge an Materialien erprobt
Multiple-suction caisson (tripod)	Bei Sand- und weichen Lehmböden einsetzbar; grössere Wassertiefen als bei „Mono-suction caisson“ möglich	Kostengünstige Installation; einfache Demontage	Begrenzte Menge an Materialien erprobt; Teurere Konstruktion
Schwimmend	Bei grossen Wassertiefen bis zu 100 m	Kostengünstige Konstruktion; Wassertiefe spielt geringe Rolle; beweglich, daher weniger Belastung durch Wellen	Hohe Kosten für Verankerung und Plattform; Fischerei und Schifffahrt innerhalb des Windparks meist nicht möglich

Bei den technischen Charakteristika der Offshore-Anlagen geht der Trend zu grossen Anlagen im Leistungsbereich von 2 MW und mehr. Aktuelle Anlagen haben Turmhöhen von etwa 60 – 100 m, Rotordurchmesser von ca. 80 – 125 m und eine Leistung von 2 – 5 MW.^a

Die Kosten von Offshore-Anlagen sind noch um 35-60% höher als die von Anlagen an Land, was auf Mehrkosten von Fundament und Netzverbindung zum Festland zurückzuführen ist (RAE 2004; Soeker et al. 2000).

^a http://www.nordex-online.com/produkte_und_service/index.html, http://www.vestas.de/html_ls/offshore.htm, <http://www.repower.de>, <http://www.neg-micon.de/cm17.asp?d=1>, http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/36mw/index.htm (April 2004).

5.2.2 Zukünftige Technologien

Prinzipiell sind hinsichtlich der Technologie der Windkraftanlagen in Zukunft keine bedeutenden Veränderungen zu erwarten, horizontalachsige Anlagen mit drei Rotorblättern sind zur Stromgewinnung am besten geeignet. Es ist zu erwarten, dass der heutige Trend zu grösseren Anlagen mit höheren Leistungen anhalten wird. Für den Offshore-Bereich werden derzeit Prototypen mit einer Leistung von 10 MW geplant (Bächtold 2004). Die in der näheren Zukunft zu erwartende Erhöhung der Anlagenleistung im Onshore-Bereich ist etwas geringer. Grundsätzlich sollten bis zu einer Anlagenleistung von 20 MW keine physikalischen Barrieren im Wege stehen. Solche Anlagen mit einem Rotordurchmesser von etwa 220 m können für das Jahr 2020 erwartet werden (Morthorst 2003).

Optimierungspotenzial besteht bei den Windturbinen noch im Hinblick auf eine Reduktion der Komponentenzahl, und den Einsatz von neuen Werkstoffen mit einem besseren Verhältnis von Steifigkeit zu Gewicht, was zu einem geringeren Gewicht der Anlagen und zu niedrigeren Kosten führen sollte. Auch die Lebensdauer der Anlagen kann gesteigert werden. So kommt bei Rotorblätter beispielsweise vermehrt Karbonfieber zum Einsatz. Durch die Verwendung von direkt angetriebenen Generatoren kann auf das teure und material- und wartungsintensive Getriebe verzichtet werden, dazu werden Lärmemissionen reduziert und die Qualität des ins Netz gelieferten Stroms kann sich verbessern. Derzeit ist jedoch nicht absehbar, ob nicht durch die Verwendung von direkt angetrieben Generatoren statt mechanischen Problemen elektrische Schwierigkeiten auftreten. Eine Neuentwicklung stellt auch das „Hybrid“-System dar, welches quasi einen Kompromiss zwischen einem direkt betriebenen Generator und der konventionellen Lösung darstellt (EWEA 2004a). In Zukunft kommt es wahrscheinlich auch zu einer Entwicklung oder Verbesserung von Windkraftanlagen, welche an spezielle Windbedingungen und klimatische Verhältnisse angepasst sind (IEA 2003). So kommen beispielsweise bei Anlagen, die in grosser Kälte betrieben werden, speziell beschichtete oder geheizte Rotorblätter zum Einsatz, um die Eisbildung zu minimieren.^a Damit sollte auch die Erschliessung hochalpiner Standorte, an denen die Windgeschwindigkeiten üblicherweise recht hoch sind, möglich sein. Erste positive Betriebserfahrungen dazu gibt es aus Österreich, wo in den Niederen Tauern auf einer Meereshöhe von knapp 2000 m seit Dezember 2002 der höchst gelegene Windpark Europas in Betrieb ist.^b

Bei einem steigenden Anteil der Windkraft an der gesamten Stromproduktion erfordert auch die Netzintegration der Anlagen erhöhte Aufmerksamkeit und Investitionen. Aufgrund der proportional zur Windgeschwindigkeit schwankenden Elektrizitätsproduktion ist der mögliche Anteil des Windstroms an der Elektrizitätserzeugung insgesamt beschränkt. In Dänemark, einigen Regionen Spaniens und in Norddeutschland leistet die Windenergie momentan zeitweise einen Beitrag von mehr als 15% (bis zu 50% für einige Minuten), wodurch teilweise Probleme in der Netzstabilität und der Stromqualität verursacht wurden (IEA 2003). Durch geeignete Massnahmen, die Gegenstand weiterer Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sind, sollten solche Probleme gelöst und das Limit für die Einspeisung von Windstrom ins öffentliche Netz nach oben verschoben werden können. Die Verbindung von Windkraftanlagen mit Speichermöglichkeiten wie Schwungrädern, Batterien, Kondensatoren bzw. Brennstoffzellen oder Wasserstoff wird zukünftig eine Rolle spielen (IEA 2003). Der Schlüsselfaktor hinsichtlich der Integration von Windkraftanlagen ins Stromnetz in grossem Umfang ist jedoch das Verhältnis der Grösse des Netzes im Vergleich zu meteorologischen Massstäben, d.h. die geografische Erstreckung von Wettersystemen. Um die erforderliche Leistung möglichst dauerhaft und gleichmässig bereitstellen zu können, muss der vernetzte Stromverbund gross genug sein, um relativ kleinräumige Schwankungen der Windbedingungen ausgleichen zu können (EWEA 2004a).

Von wachsender Bedeutung wird auch die Entwicklung von genaueren Vorhersagemethoden der Windbedingungen und damit der Stromproduktion mit Hilfe von anlagenspezifischen meteorologischen Daten spielen (EWEA 2004a).

^a <http://science.orf.at/science/news/59547> (Mai 2004).

^b Nähere Informationen dazu unter <http://www.tauernwind.com> (Mai 2004).

Anfang des Jahres 2004 wurde von der European Wind Energy Association ein Zwischenbericht zur F&E-Strategie der Windindustrie herausgegeben (EWEA 2004c). Darin werden die Hauptentwicklungsziele der Industrie für die nächsten Jahre definiert. Der Schlussbericht ist für Frühling 2005 geplant. Folgende Schwerpunkte sind für Forschung und Entwicklung detailliert erläutert: sozio-ökonomische und politische Rahmenbedingungen; ökologische sowie soziale Effekte; Verbesserungen von Technologie und Wirtschaftlichkeit der Windkraftanlagen; Zertifizierung und Sicherheitsaspekte; Netzintegration und Vorhersage der Windverhältnisse; Betrieb und Wartung; Erschliessung neuer Potenziale; Offshore-Windkraft; Megawatt- und Multi-Megawatt-Anlagen.

5.3 Potenzial zur Stromerzeugung

5.3.1 Globale theoretische und technische Potenziale

In Bezug auf das globale theoretische Potenzial für Onshore-Windenergie schwanken die Schätzungen von 483'000 TWh/a (World Energy Council 1994) bis 500'000 TWh/a (Grubb & Meyer 1993). Die daraus abgeleiteten technischen Potenziale weisen eine grössere Streuung auf, da sie auf unterschiedlichen Annahmen basieren. (Grubb & Meyer 1993) gehen davon aus, dass unter Berücksichtigung anderer Landnutzung, Bevölkerungsdichte etc. nur etwa 10% des theoretischen Potenzials realistisch zur Verfügung stehen, was in einer Schätzung von 53'000 TWh/a für das technische Potenzial resultiert. In der Studie des (World Energy Council 1994) wird vorausgesetzt, dass ungefähr 3×10^7 km² (27%) der Landoberfläche der Erde einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit ausgesetzt ist von mehr als 5.1 m/s auf einer Höhe von 10 m über Grund, wovon nach Berücksichtigung von praktischen und gesellschaftlichen Gründen 4% dieser Fläche für Windparks genutzt werden könnte. Daraus ergibt sich dann ein technisches Potenzial von ungefähr 18'700 TWh/a.

Eine neue Studie von (Hoogwijk 2004) kommt zu einem deutlich höheren globalen technischen Potenzial von 96'000 TWh/a. Um dieses Potenzial auszuschöpfen, würde eine Fläche von 1.1 Gha benötigt, wenn man eine Leistungsdichte von 4 MW pro km² annimmt. Dies entspricht ungefähr der gesamten globalen Weidelandefläche oder der Fläche Chinas. Würde die in (Hoogwijk 2004) angenommene minimale Windgeschwindigkeit von 4.1 m/s auf das Niveau von 5.1 m/s wie in den oben zitierten Studien erhöht, so würde die verbleibende Fläche ein um 60% reduziertes Potenzial von ca. 38'400 TWh/a ergeben, was ungefähr dem Mittel der beiden anderen Studien entspricht. Für eine detaillierte Diskussion der unterschiedlichen Annahmen für die Eingabeparameter sei auf (Hoogwijk 2004) verwiesen.

Das weltweite Offshore-Potenzial wird von (Leutz et al. 2001) auf 37'000 TWh/a geschätzt, was zu einem signifikant höheren Gesamtpotenzial (Onshore und Offshore) führt, als wenn nur das Onshore Potenzial alleine berücksichtigt wird.

5.3.2 Technisches Potenzial

Schweiz

In der EGES-Studie (EGES 1987) wurde für die Windenergie ein technisch nutzbares Potenzial von 1800 Anlagen ausgewiesen, und für das Jahr 2025 ein ausschöpfbares Potenzial von 96 GWh/a bei einem technisch nutzbaren Potenzial von 132 GWh/a prognostiziert. Nach (Horbaty 1996) müssen diese Aussagen heute relativiert werden, denn das Schwergewicht der eingesetzten Anlagen lag damals auf 75- bzw. 150 kW-Anlagen. Heute sind grössere Anlagen mit 600 kW bis 2 MW oder noch mehr Leistung weit verbreitet. Dadurch werden der Energieertrag pro Standort massiv gesteigert und die Stromgestehungskosten deutlich gesenkt.

Gemäss einer Studie von (Buser et al. 1996) ist eine Energieproduktion von 1628 GWh/a aus Windkraft als realistisch anzusehen, was 3% des Gesamtelektrizitätsverbrauchs des Jahres 2000 in der Schweiz entspricht. Dieses Potenzial beinhaltet die Gebiete erster und zweiter Priorität, die Standorte

mit Windgeschwindigkeiten von über 4.5 m/s (Jahresmittel) respektive über 3.5 m/s (Jahresmittel) einschliessen und zusätzlich Aspekte des Landschaftsschutzes berücksichtigen. Sämtliche Gebiete dritter Priorität wurden aus den Potenzialberechnungen ausgeschlossen, da diese aus Gründen des Landschaftsschutzes ein zu grosses Konfliktpotenzial aufweisen.

Die Potenzialberechnungen von (Buser et al. 1996) basierten auf der Annahme, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von 250 kW bis maximal 500 kW errichtet würden. Aus heutiger Sicht und unter Berücksichtigung der geplanten Anlagen dürfte dies in einer Unterschätzung des gesamten Potenzials resultieren. Deshalb wurde eine eigene Abschätzung vorgenommen, die von einer installierten Leistung von 600 kW pro Anlage ausgeht, was der maximal installierbaren Leistung pro Rasterzelle im GIS-Modell von (Buser et al. 1996) entspricht. Daraus ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 2142 GWh/a, davon entfallen 605 GWh/a auf Gebiete 1. Priorität und 1537 GWh/a auf solche 2. Priorität. Hierzu ist jedoch einschränkend anzumerken, dass ein solches „Upscaling“ nur bedingt Sinn macht, da es aktuellen Bemühungen einer Konzentration von Windkraftanlagen an geeigneten Standorten nur beschränkt nachkommt.

Im Gegensatz dazu integriert das aktuelle „Konzept Windenergie Schweiz“ (BFE/BUWAL/ARE 2004a) das Prinzip der Konzentration von Windturbinen bei der Standortwahl. Deshalb fokussiert das Konzept bewusst auf Windparks^a, da hier einer übergeordneten Koordination eine entscheidende Rolle zukommt. Basierend auf der Methode der früheren Studie von (Buser et al. 1996) wurden mittels einer aktualisierten und erweiterten GIS-Modellierung in der ganzen Schweiz potenzielle Windkraft-Standorte lokalisiert. Für die Auswahl der Standorte wurden die folgenden Kriterien angewandt:

- Nur Standorte ausserhalb nationaler Inventare und Schutzgebiete mit einem zusätzlichen Abstand von mindestens 200 m
- Keine Standorte in geschlossenem Wald, sowie ein Mindestabstand von 50 m zum Waldrand
- Mindestabstand von 300 m zu Siedlungsgebieten und bewohnten Gebäuden
- Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von mindestens 4.5 m/s auf Nabenhöhe (70 m)

Das Konzept berücksichtigt ausserdem sämtliche zur Zeit vorhandenen, fortgeschrittenen Studien und Planungen auf kantonaler Ebene und soweit bekannt auf kommunaler Ebene. Eine ausführliche Beschreibung der Kriterien und Grundsätze zur Standortwahl findet sich in (BFE/BUWAL/ARE 2004a). Es ist ausserdem anzumerken, dass die angewandten Kriterien sich auch für die Beurteilung von Einzelanlagen eignen.

Basierend auf der computergestützten Modellierung konnten 110 potenzielle Windpark-Standorte identifiziert werden (Tab. 5.6). Davon wurden 12 Standorte als mehrheitlich unbedenklich beurteilt („prioritär“) und weitere 68 Standorte als nicht grundsätzlich umstritten („übrige“). Insgesamt 30 Standorte wurden wegen grundsätzlicher Vorbehalte im Vernehmlassungsverfahren eliminiert („ausgeschiedene“). Zusätzlich wurden jedoch Standorte miteinbezogen, die von Kantonen und Gemeinden festgelegt wurden, so dass schliesslich 96 Standorte als potenzielle Windpark-Standorte resultierten, wobei sich diese vor allem im Jurabogen sowie in den Voralpen und Alpen befinden.

^a Als Windpark werden mehrere (mindestens 3) WKA bezeichnet, die in einer gemeinsamen Anordnung stehen. Im Gegensatz dazu bezeichnet der Begriff Einzelanlage eine alleinstehende WKA.

Tab. 5.6 Aufteilung der ursprünglichen 110 Standorte und der kantonalen/kommunalen Standorte (Daten aus BFE/BUWAL/ARE 2004a).

Standortkategorie	Anzahl Standorte
„prioritär“	12
„übrige“	68
„ausgeschiedene“	30
Total	110
kantonale/kommunal	16
	96

Für die Abschätzung des Produktionspotenzials der Windpark-Standorte wurde von einer Referenzanlage mit einer Nennleistung von 1250 kW, einer Nabenhöhe von 70 m und einem Rotordurchmesser von 60 m ausgegangen. In Tab. 5.7 sind die Windenergie-Potenziale für die verschiedenen Standortkategorien zusammengefasst, welche ein Gesamtpotenzial von 1157 GWh/a ergeben. Würden zusätzlich alle möglichen Standorte für Einzelanlagen berücksichtigt, welche die Kriterien des Konzepts erfüllen, so würden zusätzliche 2850 GWh/a hinzukommen, was sich auf ein um gut das 3.5-fache höheres Potenzial von rund 4000 GWh/a summieren würde (BFE/BUWAL/ARE 2004b).

Tab. 5.7 Windenergie-Potenziale der kantonalen/kommunalen, „prioritären“ und „übrigen“ Windpark-Standorte, wenn Vollausbau angenommen wird (Daten aus BFE/BUWAL/ARE 2004a).

Standortkategorie	Anzahl Standorte	Anzahl WKA	Energieproduktion (GWh)
kantonale/kommunal	16	113	198
„prioritär“	12	76	118
„übrige“	68	539	841
Total	98	728	1157

R. Horbaty (Horbaty 2004) hat gemäss persönlicher Mitteilung weitere Potenzialberechnungen durchgeführt, wobei für das Jahr 2004 von Anlagen mit einer Nennleistung von 1750 kW und für 2020 mit 2000 kW ausgegangen wurde. Die entsprechenden Potenziale betragen etwa 1470 GWh/a (2004) respektive 1680 GWh/a (2020). Diese Resultate können als Anhaltspunkte dienen wie sich zukünftige technologische Entwicklungen in einer Erhöhung der Produktionspotenziale niederschlagen können, was jedoch eine starke Förderung der Windkraftnutzung voraussetzt.

Abschliessend kann festgehalten werden, dass das bereits in (Buser et al. 1996) angegebene Potenzial zur Windkraftnutzung in der Schweiz als weitgehend robust anzusehen ist, mit dem heutigen Stand der Technologie jedoch mit einer Konzentration auf eine geringere Anzahl geeigneter Standorte erreicht werden kann. Dazu wäre ein Vollausbau sämtlicher Windparkstandorte aus dem Konzept Windenergie Schweiz notwendig sowie ungefähr 15% der Standorte für Einzelanlagen.

Bis zum Jahr 2010 sollen im Rahmen des Programms Energie Schweiz zusätzlich 500 GWh/a Strom aus erneuerbaren Energien produziert werden. Diesbezüglich hat das UVEK zusammen mit den Bundesämtern ARE, BUWAL und BFE im Jahr 2001 festgehalten, dass die Windenergie einen Beitrag von 10 - 20%, also 50 - 100 GWh/a leisten soll. Basierend auf den Resultaten verschiedener Studien^a, haben (Gantner & Hischberg 1997) unter der Voraussetzung starker Fördermassnahmen

^a BEW 1995; BFE 1996; CAN 1995; EGES 1987; Eicher & Kaufmann 1997; Energieforum 1995; Kriesi 1995; Prognos 1994; SGS 2002; VSE 1995

folgende realistisch-optimistische Potenziale etabliert. Für das Jahr 2010 ebenfalls einen Anteil von 50 GWh/a der Windenergie an der Stromproduktion und für das Jahr 2020 einen weiteren Anstieg auf 200 GWh/a. Im Gegensatz dazu geht eine Infrastudie (Iten & Oettli 2003b) davon aus, dass bis ins Jahr 2030 eine Stromproduktion aus Windenergie von nur 12 - 24 GWh/a realisiert werden kann, was deutlich unter den angestrebten Zielsetzungen liegt.

Im Jahr 2003 wurde das anvisierte Ziel von 50 GWh/a für 2010 mit einer Stromproduktion von 5.4 GWh erst zu gut 10% erreicht. Zur konkreten Umsetzung des Ziels sind Anlagen mit einer installierten Leistung von gesamthaft 40 – 80 MW notwendig. Dies entspricht etwa 60 - 90 Anlagen >0.5 MW oder 9 - 18 Anlagen der Grösse Mont Crosin (SuisseEole 2003a). Um bis ins Jahr 2020 einen Anteil von 200 GWh/a zu erreichen, müssten zwischen 2000 und 2020 pro Jahr im Durchschnitt 16 Anlagen mit 600 kW installierter Leistung in Betrieb genommen werden. Die prognostizierten Ziele könnten auch mit der Installation einer kleineren Anzahl grosser Windturbinen an sorgfältig gewählten Standorten erreicht werden, was die Streuung in der Landschaft vermindert und auch marktfähige Produktionskosten ermöglicht. Diesem Aspekt trägt auch das Konzept Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) Rechnung, da bereits eine nur teilweise Ausnutzung der kantonalen/kommunalen und „prioritären“ Standorte mit einem Gesamtpotenzial von 316 GWh/a (vgl. Tab. 5.7) sowohl für die Erreichung der Zielwerte für 2010 wie 2020 bei weitem ausreicht. Obwohl diese Strategie von den involvierten Bundesämtern (BUWAL, ARE, BFE) befürwortet wird und auch von einigen Umweltorganisationen prinzipiell unterstützt wird, ist bei konkreten Projekten dennoch mit Einsparungen zu rechnen (vgl. Projekt Crêt Meuron in Abschnitt 5.1.3).

Frühere Studien von (Buser et al. 1996) und (Horbaty 1999) gingen davon aus, dass bis ins Jahr 2030 das gesamte Windkraftpotenzial in der Schweiz weit gehend ausgeschöpft werden kann. Dies scheint jedoch aus mehreren Gründen eine zu optimistische Annahme zu sein. So entwickeln sich baureife Projekte langsamer als erwartet, Verzögerungen durch Einsparungen nehmen eher zu und die EMG-Abstimmung hat zu Unsicherheiten im Elektrizitätsmarkt geführt (Horbaty 2002). Es erscheint deshalb realistischer von der Annahme auszugehen, dass Windkraftanlagen vorrangig an den 28 kantonalen/kommunalen und „prioritären“ Standorten errichtet werden, die im Rahmen des Konzepts Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) bestimmt wurden, und erst danach ein forcierter Ausbau der „übrigen“ Standorte sowie von Einzelanlagen erfolgt.

In (BFE/BUWAL/ARE 2004b) wird dabei von erschliessbaren Potenzialen von 600 GWh/a (320 GWh/a an Windparkstandorten und 280 GWh/a an Einzelanlagenstandorten) für 2025 und sogar 4000 GWh/a (1150 GWh/a und 2850 GWh/a) für 2050 ausgegangen. Dies ist zwar nicht unrealistisch, jedoch als sehr optimistisches Szenario zu betrachten, vor allem hinsichtlich eines Vollausbaus des Einzelanlagen-Potenzials bis 2050. Eine solche Entwicklung könnte nur mittels starker Fördermassnahmen erreicht werden und wenn ausserdem die in den vorangehenden Abschnitten und in Kapitel 5.6.2 ausführlich diskutierten, hemmenden Faktoren praktisch nicht zum Tragen kommen.

In der vorliegenden Studie wird deshalb von einer langsameren Erschliessung der Potenziale ausgegangen, was dann eher einem realistisch-optimistischen Szenario entsprechen dürfte, wobei eine konsequente Förderung der Windenergie ebenfalls vorausgesetzt wird. Ausserdem erfolgt eine Beschränkung auf die Darstellung der Windpark-Potenziale aus den folgenden Gründen: (1) Die Windpark-Standorte wurden im Konzept Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) detailliert untersucht. (2) Ihr vorrangiger Ausbau entspricht der Strategie der involvierten Bundesämter, welche die landschaftliche Belastung minimieren wollen. (3) Schliesslich sind auch Prognosen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Einzelanlagen im grossen Stil mit deutlich grösseren Unsicherheiten behaftet. Entsprechend wird erst für 2035 von einem genutzten Potenzial von 600 GWh/a ausgegangen, denn dafür wäre bereits eine Nutzung von rund einem Drittel des Potenzials der „übrigen“ Standorte notwendig. Für 2050 kann dann mit einem Vollausbau bei den Windparkstandorten gerechnet werden, wodurch rund 1150 GWh/a erreicht werden können. Fig. 5.4 gibt einen grafischen Überblick zur historischen und einer möglichen zukünftigen Entwicklung der Windenergie in der Schweiz, wobei zukünftige Potenziale nur Windpark-Standorte berücksichtigen.

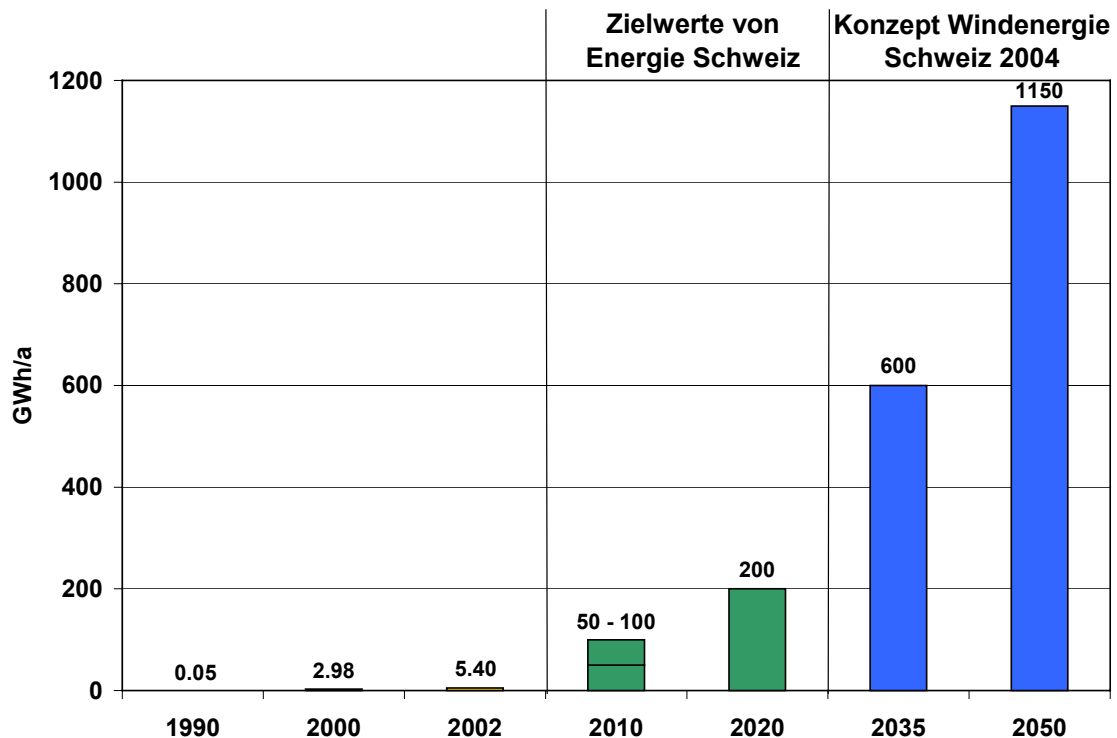


Fig. 5.4 Historische und mögliche zukünftige Entwicklung der Windenergie in der Schweiz. Für die zukünftigen Potenziale wurden nur Windpark-Standorte berücksichtigt (vgl. auch Text).

Europa

Angaben zum technischen Potenzial für die Onshore-Windenergienutzung in Westeuropa reichen von 1300 TWh/a (World Energy Council 1994) über 4100 TWh/a (Hoogwijk 2004; Johansson & Turkenburg 2004) bis zu 4800 TWh/a (Grubb & Meyer 1993)^a.

Einen detaillierten Vergleich der technischen Onshore-Potenziale in den Ländern der EU-15 und in Norwegen erlaubt jedoch nur die Studie von (van Wijk & Coelingh 1993). In Tab. 5.8 sind die Werte für die einzelnen Länder sowie das Gesamtpotenzial von 649 TWh/a^b dargestellt. Dieses Potenzial liegt deutlich tiefer als die summarischen Werte in den anderen Studien. Ausserdem dürften aufdatierte Annahmen sowohl für die Technologien, wie auch für die Randbedingungen in einem deutlich höheren Potenzial resultieren. In diesem Zusammenhang sei auch auf die Prognosen bis ins Jahr 2030 in den folgenden Abschnitten verwiesen. Trotzdem zeigt sich, dass sogar bei diesen sehr konservativen Schätzungen einzig Deutschland seine Windressourcen annähernd bis zum im Jahr 1993 geschätzten Potenzial ausbauen konnte.

^a Für eine zusammenfassende Darstellung sowie detailliertere Informationen sei auf (Goldemberg 2000b) und (Thomas B. Johansson et al. 2004) verwiesen.

^b (Lako 2002) gibt einen Wert von nur 630 TWh/a an, da für Dänemark ein Potenzial von 10 TWh/a anstatt 29 TWh/a angenommen wird.

Tab. 5.8 Technische Onshore-Potenziale in der EU-15 und in Norwegen (Quelle: EWEA 2004a).

Land	Verbrauch im Jahr 2002 (TWh) ¹	van Wijk & Coelingh Technisches Potenzial (TWh/yr)	Windenergieproduktion (TWh, 2002) ² ; und % des Technischen Potenzial	
Österreich	60.15	3	0.24	8
Belgien	81.73	5	0.088	2
Dänemark	34.01	29	5.28	18
Finnland	79.64	7	0.08	1
Frankreich	431.83	85	0.20	0.2
Deutschland	531.78	24	18.49	77
Griechenland	48.60	44	0.65	1
Irland	22.14	44	0.27	1
Italien	295.08	69	1.18	2
Luxemburg	5.65	0	0.048	-
Niederlande	105.81	7	1.36	19
Portugal	42.55	15	0.39	3
Spanien	221.42	86	11.95	14
Schweden	138.16	41	0.66	2
Grossbritannien	349.20	114	1.45	1
Norwegen	114.94	76	0.26	0.3
Total	2'562.69	649	42.60	6.6

¹ Extrapoliert von 2001 unter Verwendung von IEA-Daten aus "Electricity Information 2003".

² Abschätzung basierend auf der installierten Leistung unter Verwendung von Eurostat-Daten für das Jahr 2000.

Abschätzungen zu den technischen Offshore-Potenzialen für Europa weisen ebenfalls eine grosse Bandbreite auf. So geht etwa (Hoogwijk 2004) von einem Potenzial von 8500 TWh/a aus. Dabei wird eine Wassertiefe bis 50 m berücksichtigt, während die meisten anderen Studien nur bis 40 m gehen. Entsprechend tiefere Werte zwischen 3030 TWh/a (Garrad Hassan et al. 1995) und 459.5 – 564.5 TWh/a (CA-OWEE 2001) werden in diesen Studien ausgewiesen. Eine vergleichende Darstellung dieser beiden Studien ist in Tab. 5.9 aufgeführt.

In (Millais & Teske 2004) wird detailliert beschrieben, wie das Potenzial von 3030 TWh/a durch sehr konservative Annahmen stark reduziert wurde, um zu einer realistischen Einschätzung der mittelfristig „nutzbaren Ressourcen“ zu gelangen.

- Aufgrund der momentan noch sehr hohen Kosten, wurden alle Wassertiefen über 20 m nicht berücksichtigt → Restpotenzial 1523 TWh/a
- Standorte in Entfernung von <10 km zum Festland wurden aus Rücksicht gegenüber visuellen Beeinträchtigungen um 90% reduziert → Restpotenzial 514 TWh/a
- Die Potenziale im Bereich von 10-20 km Entfernung vom Festland wurden um 50% reduziert, vor allem aus den bereits oben angeführten Gründen → Restpotenzial 374 TWh/a
- Im Entfernungsbereich von 20-30 km wurde ebenfalls um 50% reduziert, wobei einerseits Fischereiaspekte und Schifffahrtsstrassen und andererseits die hohen Kosten für lange Kabelverbindungen als Gründe zu nennen sind → Restpotenzial 313 TWh/a.

Unter Berücksichtigung all dieser Einschränkungen bei den diversen Reduktionsschritten verbleiben für das gesamte europäische Offshore-Potenzial 313 TWh/a, was noch ungefähr 10% des anfänglich ermittelten Bruttopotenzials entspricht. Technologische Verbesserungen und kostengünstigere Fundamenttechniken könnten jedoch zu einer beträchtlichen Erhöhung dieses um 90% reduzierten Gesamtpotenzials führen.

Tab. 5.9 Technische Offshore-Potenziale in Westeuropa (Quelle: EWEA 2004a).

Land	Verbrauch im Jahr 2002 (TWh) ¹	GH-GL Study (TWh/yr)	CA-OWEE Survey (TWh/yr)
Belgien	78.0	24	4
Dänemark	37.2	550	26
Finnland	71.9		20
Frankreich	533.3	477	44
Deutschland	543.5	238	45
Griechenland	48.9	92	5
Irland	22.9	184	11
Italien	270.3	154	10
Niederlande	92.4	137	33
Portugal	44.1	48	2-3
Spanien	216.3	140	7
Schweden	143.4		22.5
Grossbritannien	361.5	986	230-334
Total	2'463.7	3'030	459.5-564.5

Zusätzlich zur reinen Abschätzung von diesen technischen Potenzialen wird in den folgenden Abschnitten deren mögliche Ausschöpfung ausführlich dargestellt, wobei Prognosen für die zukünftige Entwicklung bis ins Jahr 2030 erläutert werden.

Die Prognosen der Europäischen Windenergie Vereinigung gehen von einer installierten Leistung in der EU-15 von 75'000 MW im Jahr 2010 und 180'000 MW im Jahr 2020 aus (EWEA 2003). Die (WindEnergy Studie 2004) gibt für 2010 mit 72'600 MW einen sehr ähnlichen Wert an, während für 2020 keine Prognose verfügbar ist, da die Studie nur den Zeithorizont bis 2012 abdeckt.

Gemäss Schätzungen von (EWEA 2003) sollen sich die Offshore-Anteile im Jahr 2010 auf 10'000 MW und 2020 auf 70'000 MW belaufen. Die Studie von (Övermöhle & Lehmann 2003) weist für 2010 mit 10'500 MW nur eine geringe Abweichung auf, für 2020 mit 29'600 MW jedoch eine beinahe 60% tiefere Schätzung aus, was als untere Limite der möglichen Entwicklung anzusehen ist.

Gemäss (EWEA 2003) entfallen 2010 beinahe 75% der installierten Leistung auf die vier Länder Deutschland (28'000 MW), Spanien (15'000 MW), Frankreich (6000 MW) und Grossbritannien (6000 MW). In einigen Ländern wie Niederlande, Dänemark und Grossbritannien wird die Zunahme vor allem durch die rasche Entwicklung bei den Offshore Windkraftanlagen erfolgen. Der Beginn der Offshore-Anwendung wird in Deutschland nach neuesten Prognosen erst 2006/07 anstatt bereits 2004 erwartet, aber es wird dann mit einer schnelleren Entwicklung gerechnet als bisher angenommen, die 2012 in einer Offshore-Leistung von 6800 MW in Nord- und Ostsee resultieren könnte (WindEnergy Studie 2004).

Für Deutschland finden sich bei (Voss 2003) folgende Angaben zu den technischen Potenzialen der Windenergieerzeugung (Voss 2003). Vom Onshore Potenzial von insgesamt 116.6 TWh/a entfallen 90.5 TWh/a auf Standorte mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s, 21.2 TWh/a auf Standorte mit 5-6 m/s und nur 4.9 TWh/a auf Standorte mit >6 m/s. Demgegenüber wird das Offshore Potenzial auf 130 – 237 TWh/a geschätzt, wobei nur Standorte mit Windgeschwindigkeiten >6 m/s berücksichtigt wurden. Eine Übersicht der geplanten Offshore-Parks in der Nordsee ist in Fig. 5.5 dargestellt. Weitere Informationen sind in (Övermöhle & Lehmann 2003) oder im Internet auf der Webseite der „IWR - Die Welt der Regenerativen Energiewirtschaft“^a verfügbar.

^a http://www.iwr.de/wind/offshore/nat_plan.html (Mai 2004).

In (WindEnergy Studie 2004) wird das Ausbaupotenzial in Deutschland (Fig. 5.6) für Onshore-Windparks bis ins Jahr 2030 mit 24.3 GW^a angegeben, wobei nach 2010 nur noch ein geringer Zubau zu erwarten ist, der hauptsächlich durch Repowering erfolgt. Für den Offshore-Bereich geht die Studie bis ins Jahr 2030 von einer installierten Leistung von 30.5 GW aus, wobei die stärkste Zunahme zwischen 2010 und 2020 von ungefähr 2 GW auf 20 GW zu erwarten ist. In (Rehfeldt et al. 2001) wird das Ausbaupotenzial für Offshore-Windparks bis ins Jahr 2030 mit Werten zwischen 20 GW und 25 GW noch deutlich tiefer eingeschätzt.

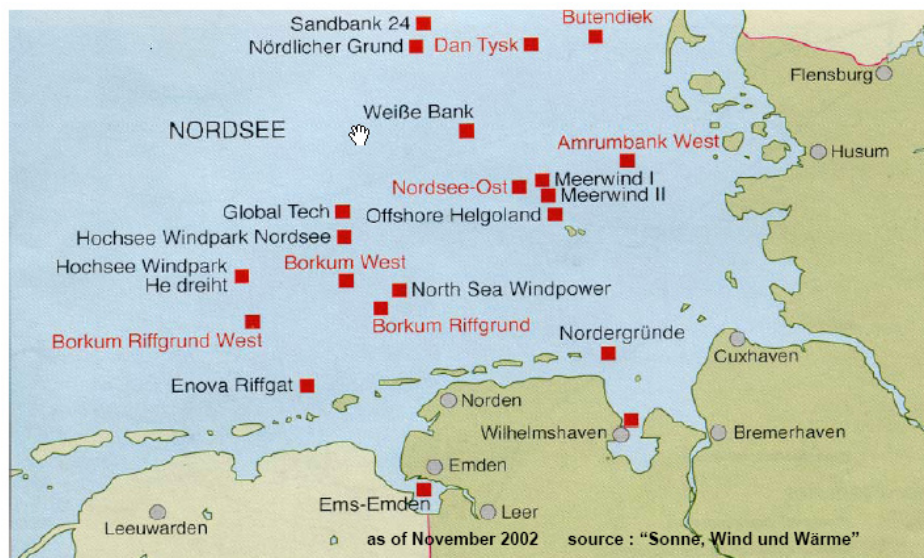


Fig. 5.5 Karte geplanter Offshore-Parks in der Nordsee (aus M. Luther 2003).

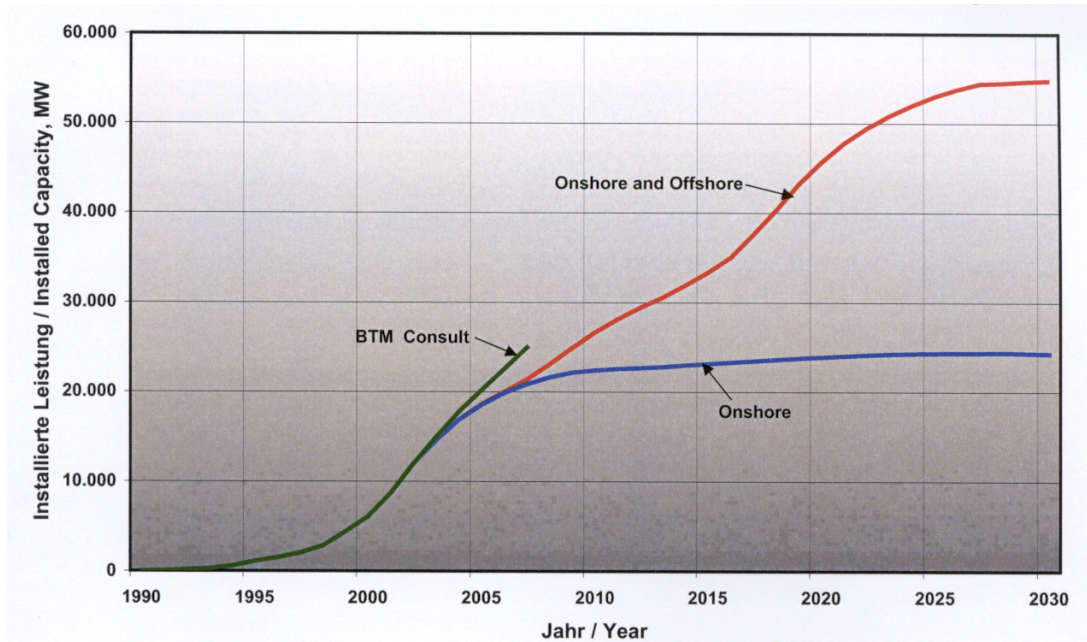


Fig. 5.6 Prognosen der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2030 (WindEnergy Studie 2004). Zum Vergleich ist auch die Vorhersage von BTM-Consult bis 2007 angegeben.

^a Dies entspricht 50 TWh/a bei Annahme von 2000 Volllaststunden pro Jahr.

5.4 Kosten

Da für dieses Projekt auch die Möglichkeiten des Imports von Windstrom berücksichtigt werden sollen, wird im Folgenden die Situation in der Schweiz auch im europäischen und internationalen Vergleich betrachtet.

5.4.1 Derzeitige Situation

Investitionskosten

Für grössere Windkraftanlagen in der Schweiz betragen die durchschnittlichen Investitionskosten zwischen 1700 bis 2000 CHF/kW (BFE/BUWAL/ARE 2004a; Horbaty 2002). Die konkreten Zahlen für die Anlagen auf dem Mont Crosin beliefen sich auf 2000 CHF/kW für die Anlage West und 1500 CHF/kW für die Anlage Ost (Vollenweider 2002). Der schweizerische Durchschnitt liegt somit im oberen Bereich der von (Voss 2003) für Onshore-Anlagen in Deutschland angegebenen Spannweite und teilweise deutlich über den Maximalwerten der anderen Informationsquellen (vgl. Tab. 5.10). Die neue Anlage Mont Crosin Ost zeigt jedoch, dass auch in der Schweiz Anlagen errichtet werden können, die im internationalen Vergleich kompetitive Investitionskosten aufweisen. Generell dürften derart tiefe Kosten jedoch nur an den besten schweizerischen Standorten zu erreichen sein.

Die entsprechenden Kosten für Offshore-Anlagen sind mindestens 35% höher als für Onshore-Anlagen, wobei es in Einzelfällen zu Differenzen bis 100% kommen kann (IEA 2003). Bei einem Vergleich der verschiedenen Quellen (vgl. Tab. 5.10) fällt der sehr tiefe Minimalwert der (IEA 2003) auf. Dieser dürfte nur unter sehr guten Bedingungen zu erreichen sein, da aufwändige Bauarbeiten vor Ort und die Netzanbindung oft zu höheren Kosten führen (IEA 2003). Seit dem Beginn der 90er Jahre konnten die Kosten jedoch deutlich reduziert werden. Während die Kosten für die ersten dänischen Offshore Windparks (Vindeby 1991, Tuno Knob 1995) noch ungefähr 2200 EUR/kW betrugen (CA-OWEE 2001), erreichen kürzlich fertiggestellte Projekte deutlich tiefere Werte von 1688 EUR/kW für Horns Rev (2002) (Övermöhle & Lehmann 2003) oder sogar 1234 EUR/kW für Middelgrunden (2001) (IEA 2003).

Tab. 5.10 Vergleich der derzeitigen Investitionskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30.

	Onshore CHF/kW	Offshore CHF/kW	Quelle
Schweiz	1700 – 2000	--	BFE/BUWAL/ARE 2004a; Horbaly 2002
Mont Crosin West Mont Crosin Ost	2000 1500	--	Vollenweider 2002
Deutschland	1430 – 2220 (920 – 1430 EUR)	2640 – 3100 (1700 – 2000 EUR)	Voss 2003 (basierend auf Kaltschmitt et al. 2003 und Staiss 2003)
Deutschland	1860 (~1200 EUR)	--	DEWI 2002
Dänemark	1415 CHF (914 EUR)	--	Morthorst (2004)
Europa	1190 – 1550 (770 – 1000 EUR)	1810 – 3100 (1170 – 2000 EUR)	ESTIR 2002
Europa	1400 – 1710 (900 – 1100 EUR)	--	EWEA 2004a
Internationaler Durchschnitt	1940 (1250 EUR)	2640 – 2950 (1700 – 1900 EUR)	Övermöhle & Lehmann 2003
Europa	1090 – 1550 (700 – 1000 EUR)	2560 (~1650 EUR)	CA-OWEE 2001
Grossbritannien	1700 (740 GBP)	2120 (920 GBP)	RAE 2004
Internationaler Durchschnitt	1100 – 1240 (850 – 950 USD)	1430 – 2600 (1100 – 2000 USD)	IEA 2003
Internationaler Durchschnitt	1780 (1150 EUR)	3850 (2486 EUR)	DLR/IFEU/WI 2004
Internationaler Durchschnitt	Referenz Szenario ¹ 1400 CHF (900 EUR) Enron Wind Corp. 1400 CHF (900 EUR)	Referenz-Szenario ² near-shore / offshore 2130 / 2640 CHF (1375 / 1700 EUR)	Lako 2002

¹ Referenz-Szenario onshore: Lernfaktoren (Progress Ratios) für den Zeitraum 2000-2030 variieren von 0.9 (Rotor + Gondel) über 0.96 (Turm) bis 0.98 (Bauten, Infrastruktur, Netzanbindung). Enron Wind Corp.: Szenario basiert auf Schätzungen der Firma Enron.

² Referenz-Szenario near-shore / offshore: Lernfaktoren (Progress Ratios) für den Zeitraum 2000-2030 variieren von 0.9 (Rotor + Gondel + Turm) über 0.95 (Offshore Bauten) bis 0.975 (Verkabelung und Netzanbindung).

Die Fig. 5.7 zeigt wie sich die Gesamtinvestitionskosten einer Windkraftanlage (WKA) auf die verschiedenen Komponenten verteilen, und wie sich die einzelnen Kostenanteile von Onshore und Offshore Einrichtungen unterscheiden. Von der Gesamtinvestition einer Onshore-WKA entfallen im Durchschnitt etwa 70% auf die Anlagekosten und die restlichen 30% auf die sogenannten Investitionsnebenkosten (CA-OWEE 2001; DEWI 2002). Andere Quellen nennen teilweise leicht abweichende Werte für die Anlagekosten zwischen 60% und 80% (BFE/BUWAL/ARE 2004a; EWEA 2004a; Vollenweider 2002; Voss 2003). Bei den Nebenkosten verursacht die Netzanbindung die grössten Aufwendungen, gefolgt von den Kosten für die Fundamentierung und die sonstigen Kosten. Für die Schweiz liegt nach (Vollenweider 2002) der Anteil für die Netzanbindung mit ca. 20% der Investitionskosten höher als im europäischen Durchschnitt (14%). Für Offshore-Anlagen liegt der prozentuale Anteil der Anlagekosten mit ungefähr 50% zwar fast ein Drittel tiefer als für Onshore, doch die Kostenbeiträge für die Fundamentierung und Netzanbindung sind deutlich höher als bei Onshore-Projekten.

Die Betriebskosten für Onshore-Anlagen liegen zwischen 2 und 5% der Anlagekosten, wobei Wartung und Instandhaltung mehr als ein Viertel beitragen. (DEWI 2002; Voss 2003). Für Offshore-Anlagen sind die Betriebskosten sogar auf 5 - 7.5% der Anlagekosten zu veranschlagen (Voss 2003), da insbesondere die Wartung und Instandhaltung auf dem Meer viel aufwändiger und damit teurer ist. Ausserdem gilt es die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten zu berücksichtigen, da diese in den ersten vier Betriebsjahren stark ansteigen und ab dem fünften Jahr knapp 5% der WKA-Investition betragen. Der Anstieg der Betriebskosten geht im wesentlichen auf den steigenden Reparatur- und Wartungsaufwand zurück, der in den ersten Jahren offenbar durch Garantieleistungen der Hersteller abgemindert wird. Allerdings nehmen auch die Versicherungskosten mit der Zahl der Betriebsjahre signifikant zu (DEWI 2002).

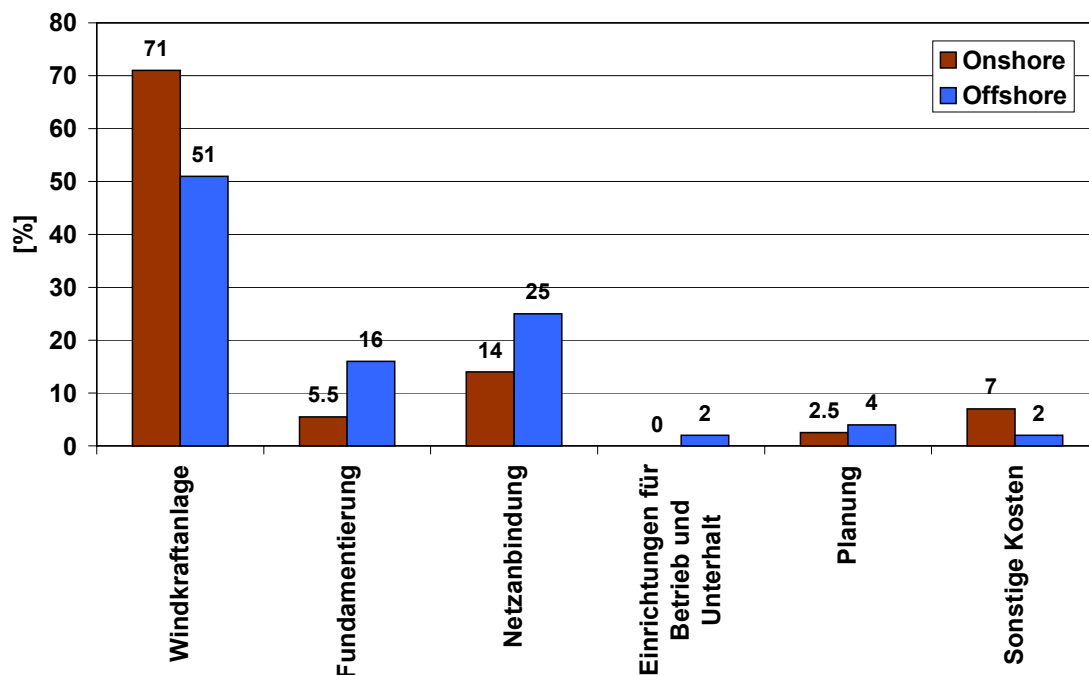


Fig. 5.7 Zusammensetzung der derzeitigen Gesamtinvestitionskosten für Onshore und Offshore Windenergieanlagen in Europa (modifiziert nach CA-OWEE 2001).

Gestehungskosten

Die Stromgestehungskosten des grössten Windkraftwerks in der Schweiz auf dem Mont Crosin betragen gemäss Angaben BKW 20 Rp./kWh für die Anlage West und 12 Rp./kWh für die Anlage Ost (Horbaty 2002; Vollenweider 2002). Nach (Horbaty 2004) ergaben im Rahmen des Konzepts Windenergie Schweiz durchgeführte Auswertungen für das Jahr 2004 für Anlagen mit 70 m Nabenhöhe und einer Nennleistung von 1750 kW durchschnittliche Gestehungskosten von 17 Rp./kWh. Gemäss diesen Resultaten könnte an der Mehrzahl der evaluierten Standorte im Bereich 20 ± 4 Rp./kWh Windstrom produziert werden, was im Bereich der Anlage Mont Crosin West liegt. Gestehungskosten von 12 Rp./kWh (Mont Crosin Ost) oder weniger würden jedoch nur an wenigen Standorten erreicht. Für eine typische Kleinanlage in der Schweiz (z.B. Grenchenberg, 150 kW) steigen die Kosten auf 50 – 60 Rp./kWh (SATW 1999b; Vollenweider 2002) und für noch kleinere Anlagen erreichen sie bis 90 Rp./kWh (SATW 1999b). Im Vergleich dazu können typische Anlagen im Ausland mit Kosten unter 10 Rp./kWh Strom produzieren, die besten ausländischen Anlagen sogar im Bereich von 5 Rp./kWh (Vollenweider 2002). Weitere Quellen geben für die Stromkosten die folgenden Werte an: (Buser 1999) 20 – 30 Rp./kWh, (AVES 2003) 20 – 51 Rp./kWh und (Gaude & Kunz 2003) 13 – 20 Rp./kWh. Für die geplanten Windkraftanlagen Crêt-Meuron und St. Croix werden die Gestehungskosten auf 20 Rp./kWh respektive 25 Rp./kWh geschätzt (SuisseEole 2004a).

Die folgende Zusammenstellung in Tab. 5.11 gibt eine Übersicht der Gestehungskosten in verschiedenen Ländern aber auch internationalen Durchschnittswerten. Dabei sind die schweizerischen Gestehungskosten generell deutlich höher als im europäischen und internationalen Vergleich. Einzig in der Anlage Mont Crosin Ost kann Windstrom zu international kompetitiven Gestehungskosten erzeugt werden. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass dies für schweizerische Verhältnisse die momentan absolut beste Anlage ist, während sie im internationalen Vergleich einem eher durchschnittlichen Standort entspricht. Ein Vergleich der maximalen Gestehungskosten für Deutschland (DEWI 2002; Voss 2003) mit jenen der Anlage Mont Crosin West ist ebenfalls nur bedingt zulässig, da auch hier Standorte unterschiedlicher Qualität verglichen werden, sowohl betreffend Volllaststunden als auch durchschnittlicher Windgeschwindigkeiten. Der Zusammenhang ist in (Voss 2003) ersichtlich (vgl. Fig. 5.8). Typischerweise werden in der Schweiz an guten Standorten (Schweizer Jura) bei Windgeschwindigkeiten von durchschnittlich 5 m/s zwischen 1200 und 1500 Volllaststunden pro Jahr erreicht.^a Dies trägt zu den substantiell höheren Gestehungskosten in der Schweiz bei. Weitere kostensteigernde Faktoren beinhalten die höheren Kosten für Planung, Installation und Wartung.

Sogar im deutlich kostenintensiveren Offshore-Bereiche produzieren ausländische Windparks Strom zu Preisen, die in der Schweiz nur von der Anlage Mont Crosin erreicht werden. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, ob und zu welchen Bedingungen die Schweiz in Zukunft Windstrom aus dem Ausland importieren könnte. Entsprechende Szenarien werden im Kapitel 5.4.2 genauer betrachtet.

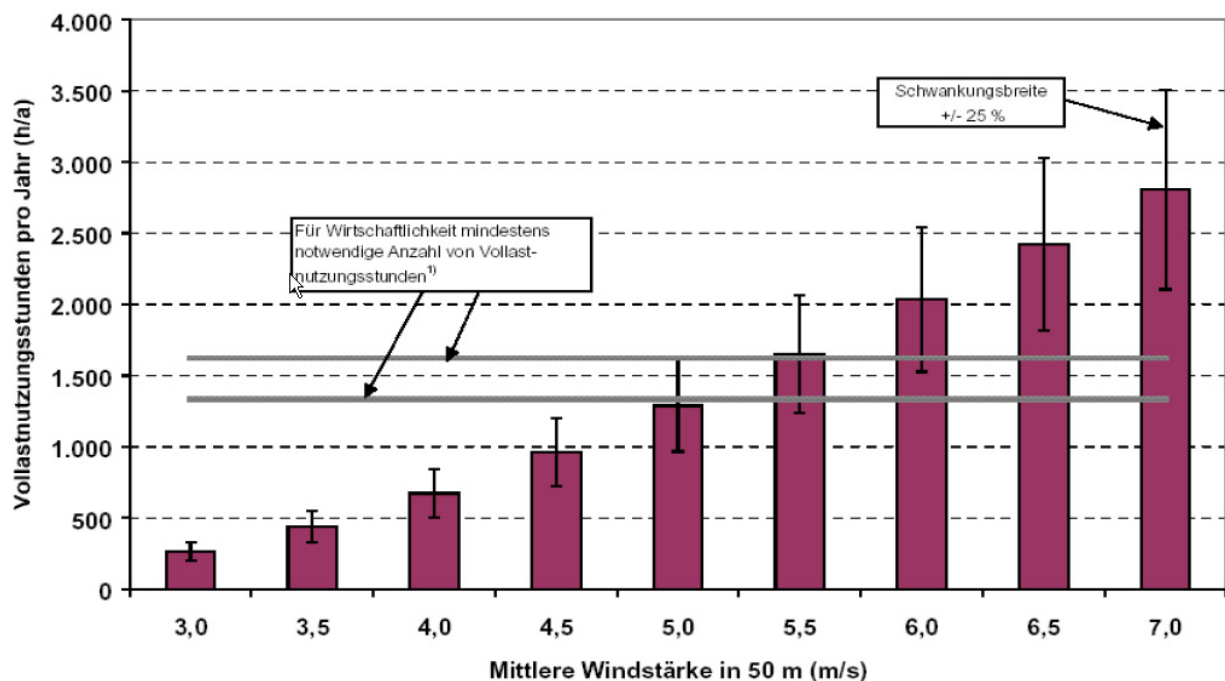


Fig. 5.8 Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Volllaststunden pro Jahr (Quelle: Voss 2003).

^a Gemäss den Auswertungen für 2004 von (Horbaty 2004) können an wenigen sehr gut bewindeten Standorten sogar bis maximal 2000 Volllaststunden pro Jahr erreicht werden.

Tab. 5.11 Vergleich der derzeitigen Gestehungskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30

	Onshore Rp./kWh	Offshore Rp./kWh	Quelle
Mont Crosin West	20	--	Vollenweider 2002
Mont Crosin Ost	12		
Schweiz	17 (10 – 24)	--	Horbaty 2004 (70 m Nabenhöhe und 1750 kW im Jahr 2004)
Typische Kleinanlage Schweiz	50 – 60	--	SATW 1999b; Vollenweider 2002
Kleinstanlagen (<150 kW)	max. 90		SATW 1999b
Deutschland	7.8 – 20.2 (5 – 13 ct EUR)	--	DEWI 2002
Deutschland	12.4 – 20.2 (8 – 13 ct EUR)	--	Voss 2003 (basierend auf Kaltschmitt et al. 2003 und Staiss 2003)
Ost-Österreich	12.4 – 13.2 (8 – 8.5 ct EUR)		IG Windkraft 2003
Europa sehr gute Standorte	6.2 – 7.8 (4 – 5 ct EUR)	--	EWEA 2004a
durchschnittliche Standorte	9.3 – 12.4 (6 – 8 ct EUR)	--	
Europa Optimale Bedingungen, neueste Technik	5.9 (3.79 ct EUR)	--	Millais & Teske 2004
Europa	6.2 – 10.9 (4 – 7 ct EUR)	10.9 – 18.6 (7 – 12 ct EUR)	ESTIR 2002
Grossbritannien	8.5 – 12.4 (3.7 – 5.4 Pence)	12.7 – 16.6 (5.5 – 7.2 Pence)	RAE 2004 (Obere Intervallgrenze inklusive Reserveproduktion)
Internationaler Durchschnitt tiefe Gestehungskosten	3.9 – 6.5 (3 – 5 ct USD)		IEA 2003 (keine Unterscheidung zwischen Onshore und Offshore)
hohe Gestehungskosen	13.0 – 15.6 (10 – 12 ct USD)		
Internationaler Durschnitt	5.2 – 15.6 (4 – 12 ct USD)		Johansson & Turkenburg 2004 (keine Angaben ob nur On- oder Offshore oder zusammen)
Internationaler Durschnitt	9.9 – 19.1 (6.4 – 12.3 ct EUR)	14.9 – 19.2 (9.6 – 12.4 ct EUR)	DLR/IFEU/WI 2004
Internationaler Durchschnitt	--	9.5 – 10.9 (6.1 – 7.0 ct EUR)	Övermöhle & Lehmann 2003
Europa	4.7 – 12.4 (3 – 8 ct EUR)	7.8 – 15.5 (5 – 10 ct EUR)	CA-OWEE 2001 ^a
Dänemark	--	7.8 (5 ct EUR)	DEA-CADDET 2000

5.4.2 Zukünftige Kosten

Investitionskosten

Für die zukünftigen Investitionskosten von Windkraftanlagen in der Schweiz sind mit Ausnahme der Studie (BFE/BUWAL/ARE 2004a) nur wenige ganz aktuelle Daten verfügbar. Die Zusammenstellung in Tab. 5.12 gibt einen Überblick der zukünftigen Entwicklung der Investitionskosten von Windkraftanlagen. Ein Vergleich mit europäischen und internationalen Durchschnittswerten aus verschiedenen Studien zeigt, dass die schweizerischen Investitionskosten auf einem höheren Niveau

^a Gestehungskosten von bestehenden Windparks in Dänemark: Vindeby 8.5 ct EUR/kWh, Tuno Knob 6.6 – 8.2 ct EUR/kWh, Middelgrunden 6 ct EUR/kWh, Horns Rev 4.7 ct EUR/kWh, Nysted 4.8 ct EUR/kWh.

verbleiben. An sehr guten Standorten können jedoch trotzdem ähnlich tiefe Kosten erreicht werden wie im Ausland, wie dies heute schon für die Anlage Mont Crosin Ost zutrifft. Generell wird dies jedoch auch in Zukunft auf gut bewindete Standorte beschränkt bleiben, wie sie etwa im Rahmen des Konzepts Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) evaluiert wurden. So geht (Horbaty 2004) für das Jahr 2020 von durchschnittlichen Installationskosten von 1390 CHF/kW aus, wobei eine Referenzanlage mit 70 m Nabenhöhe und 2000 kW Nennleistung angenommen wurde.

Tab. 5.12 Vergleich der zukünftigen Investitionskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30

		Onshore CHF/kW	Offshore CHF/kW	Quelle
Schweiz	2010	2300	--	Gantner et al. 2001b
	2020	2100		
Schweiz	2010	2053 – 2281	--	Buser et al. 1996
	2030	1812 – 2012		
Schweiz	2010	1700	--	BFE/BUWAL/ARE 2004a
Schweiz	2020	1390	--	Horbaty 2004 (70 m Nabenhöhe und 2000 kW im Jahr 2020)
Schweiz	2010	1600 – 1700	--	Berechnungen basierend auf Angaben zu Kostenreduktionspotenzialen in Millais & Teske 2004 sowie IEA 2003 (Details siehe Text)
	2020	1436 – 1585		
	2030	1346 – 1530		
	2035	1332 – 1530		
	2050	1292 – 1530		
Europa	2010	998 (644 EUR)	--	Millais & Teske 2004 ¹
	2020	794 (512 EUR)		
	2030	735 (474 EUR)		
	2035	735 (474 EUR)		
	2050	735 (474 EUR)		
Europa	2010	930 – 1240 (600 – 800 EUR)	1550 – 2015 (1000 – 1300 EUR)	ESTIR 2002
Grossbritannien	2020	1450 (630 GBP)	1795 (780 GBP)	RAE 2004
Int. Durchschnitt	2010	1605 (1035 EUR)	2645 (1706 EUR)	DLR/IFEU/WI 2004
	2020	1450 (937 EUR)	1655 (1067 EUR)	
	2050	1260 (812 EUR)	1520 (981 EUR)	
Int. Durchschnitt		Ref. Sz. / Enron Sz. ²	Referenz-Szenario ³ near-shore / offshore	Lako 2002
	2010	1125 / 1010 (726 / 650 EUR)	1705 / 2140 (1101 / 1379 EUR)	
	2020	990 / 930 (637 / 600 EUR)	1495 / 1905 (965 / 1229)	
	2030	915 / 930 (589 / 600 EUR)	1370 / 1770 (885 / 1143)	
Int. Durchschnitt	2010	910 – 1690 (700 – 1300 USD)		IEA 2003
Europa	2010	--	1725 (750 GBP)	CA-OWEE 2001

¹ Szenario in Millais & Teske 2004: Windstärke 12 Szenario geht ab 2025 davon aus, dass Kostensenkungsfaktor zu 100% ausgeschöpft ist.

² Referenz-Szenario onshore: Lernfaktoren (Progress Ratios) für den Zeitraum 2000-2030 variieren von 0.9 (Rotor + Gondel) über 0.96 (Turm) bis 0.98 (Bauten, Infrastruktur, Netzanbindung). Enron Wind Corp.: Szenario basiert auf Schätzungen der Firma Enron.

³ Referenz-Szenario near-shore / offshore: Lernfaktoren (Progress Ratios) für den Zeitraum 2000-2030 variieren von 0.9 (Rotor + Gondel + Turm) über 0.95 (Offshore Bauten) bis 0.975 (Verkabelung und Netzanbindung).

Um die Entwicklung der Investitionskosten in der Schweiz im zeitlichen Verlauf besser zu erfassen, wurden verschiedene Szenarien entwickelt. Basierend auf den Angaben zu den Kostenreduktionspotenzialen in (Millais & Teske 2004) und (IEA 2003) wurde für die Schweiz ein Szenario tief und ein

Szenario hoch bis ins Jahr 2050 erstellt. Dabei wurde für das Jahr 2004 von einer Referenzanlage mit 1250 kW Nennleistung und 70 m Nabenhöhe ausgegangen. Für die durchschnittlichen Investitionskosten wurden als Minimal- und Maximalwerte 1700 CHF/kW respektive 2000 CHF/kW angenommen (vergleiche auch BFE/BUWAL/ARE 2003; BFE/BUWAL/ARE 2004a; Horbaty 2002). Für die Szenarien tief und hoch wurden die folgenden Kostenreduktionspotenziale zugrundegelegt:

- Szenario tief: 15% bis 2010, 10% von 2011 bis 2025, 0% von 2026 bis 2050 (gemäss Angaben in Millais & Teske 2004).
- Szenario hoch: 20% bis 2010 (gemäss Angaben in IEA 2003), 15% von 2011 bis 2025, 5% von 2026 bis 2050 (jeweils 5% höher als in Szenario tief).

In Tab. 5.12 und Fig. 5.9 werden die entsprechenden Resultate für die Schweiz gezeigt und zum Vergleich das Szenario „Windforce12“ aus (Millais & Teske 2004). Geht man von durchschnittlichen Investitionskosten von 2000 CHF/kW aus so zeigt sich, dass die schweizerischen Kosten auch in Zukunft deutlich über dem europäischen Niveau zu liegen kommen, wobei im Maximum rund doppelt so hohe Werte erreicht werden. Dies wird auch durch die Zahlen aus verschiedenen anderen Studien bestätigt (Tab. 5.12). Werden die Szenarien mit durchschnittlichen Investitionskosten von 1700 CHF/kW berechnet, so dürften die resultierenden Kurven eine gute Abschätzung der minimalen Investitionskosten für eine optimistische zukünftige Entwicklung widerspiegeln. Bei dieser Variante verkleinert sich zwar der Unterschied zu Europa (Fig. 5.9, gestrichelte Linien). Die entsprechenden Kosten von 1220 – 1347 CHF im Jahr 2020, 1133 – 1301 CHF im Jahr 2035 und 1098 – 1301 CHF im Jahr 2050 liegen jedoch immer noch rund die Hälfte bis drei Viertel über dem europäischen Durchschnitt.

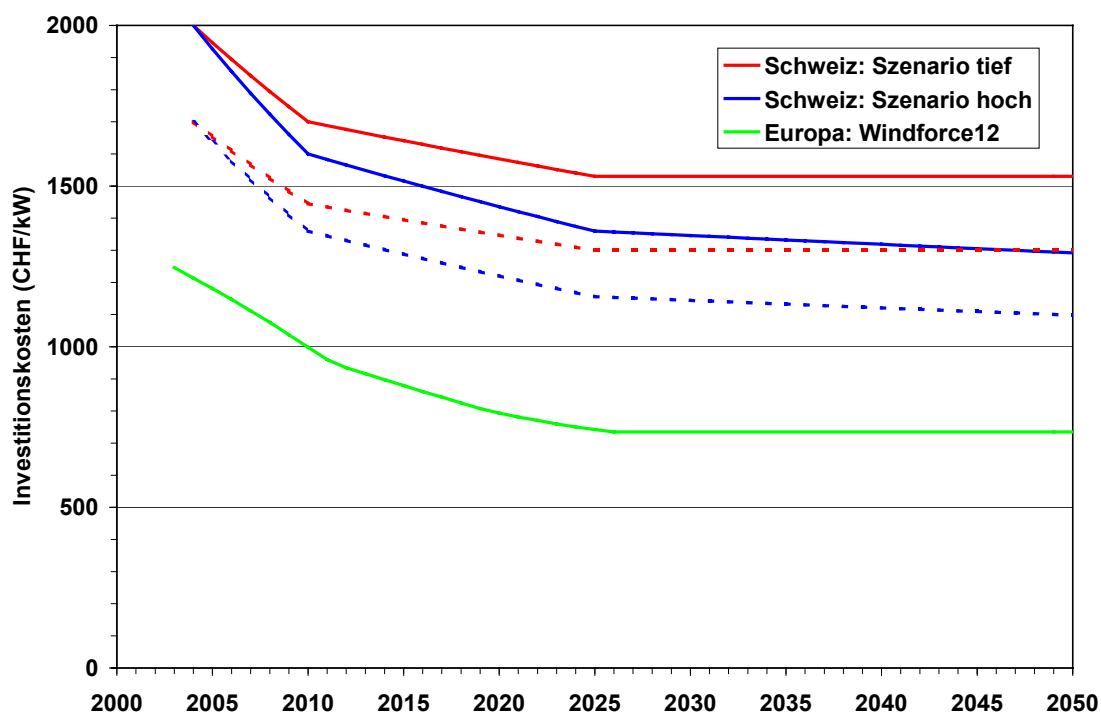


Fig. 5.9 Entwicklung der Investitionskosten für die Schweiz bis ins Jahr 2050. Für die Definition der Szenarien tief und hoch siehe Text. Zum Vergleich ist auch das entsprechende Szenario „Windforce12“ für Europa aus (Millais & Teske 2004) dargestellt.

Gestehungskosten

Die Prognosen für die zukünftigen Gestehungskosten für Windkraftanlagen in der Schweiz weisen ebenfalls eine ziemlich breite Streuung auf (Tab. 5.13). Generell zeigen jedoch die neueren Studien, dass bei grösseren Windparks mit Anlagen höherer Nennleistung bis 2010 Gestehungskosten unter 20 Rp./kWh möglich sind. So geht das Konzept Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a; BFE/BUWAL/ARE 2004b) davon aus, dass bis 2010 je nach Standort (Windverhältnisse, Infrastruktur) die Gestehungskosten zwischen 9 – 25 Rp./kWh erreicht werden, wobei die durchschnittlichen Gestehungskosten 16 Rp./kWh betragen. Für das Jahr 2020 wird eine Reduktion auf 13 Rp./kWh angenommen, was auch mit Berechnungen von (Horbaty 2004) übereinstimmt. Der Vergleich der schweizerischen Gestehungskosten mit europäischen und internationalen Durchschnittswerten macht jedoch deutlich, dass die Schweiz auch nach 2010 auf einem höheren Niveau verbleibt.

Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt dargestellt, wurden für die zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten in der Schweiz ein Szenario tief und ein Szenario hoch entwickelt, wobei die selben Kostensenkungspotenziale verwendet wurden. Auch die Kennzahlen für die Referenzanlage wurden mit 1250 kW Nennleistung und 70 m Nabenhöhe nicht verändert. Für das Jahr 2004 wurden die Gestehungskosten auf 18 Rp./kWh^a festgesetzt, was zwischen den Gestehungskosten von 20 Rp./kWh für die Anlage Mont Crosin West und den durchschnittlichen Gestehungskosten von 16 Rp./kWh bis 2010 aus dem Konzept Windenergie Schweiz entspricht. Damit dürften nicht nur die besten Standorte, sondern eine grössere Anzahl adäquat repräsentiert sein.

In Tab. 5.13 und Fig. 5.10 werden die entsprechenden Resultate für die Schweiz gezeigt und zum Vergleich das Szenario „Windforce12“ aus (Millais & Teske 2004). Es zeigt sich, dass die schweizerischen Kosten auch in Zukunft deutlich über dem europäischen Niveau zu liegen kommen, wobei auch noch 2050 zwischen rund 3.2 und 3.9 mal höhere Werte erreicht werden.

Um auch eine Abschätzung für die Entwicklung an den schweizweit besten Standorten zu erhalten, wurden die Szenarien zusätzlich berechnet mit den aktuell tiefsten Gestehungskosten von 12 Rp./kWh für die Anlage Mont Crosin Ost (gemäss Angaben BKW; vgl Vollenweider 2002)^b als Ausgangspunkt. Dadurch verkleinert sich zwar der Unterschied zu Europa (Fig. 5.10, gestrichelte Linien). Die entsprechenden Kosten von 8.6 – 9.5 Rp./kWh im Jahr 2020, 8.0 – 9.2 Rp./kWh im Jahr 2035 und 7.8 – 9.2 Rp./kWh im Jahr 2050 liegen jedoch immer noch um mehr als das Doppelte über dem europäischen Durchschnitt.

Die Entwicklung der zukünftigen Stromgestehungskosten wird auch durch Skaleneffekte (sogenannte „economy of scale“) sowohl im R&D Bereich wie auch bei den Komponenten, Herstellungsmengen und Anlagengrössen positiv beeinflusst (IEA 2003). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich jedoch dadurch, da mit zunehmendem Ausbau der Windenergie die Standortsqualität wahrscheinlich abnehmen wird. In (Rehfeldt et al. 2001) wird angegeben, dass die mittlere Windgeschwindigkeit bei geplanten Windparks in Deutschland zwischen 2004 und 2006 von 5.1 m/s auf 4.8 m/s (in 30 m Höhe) abnehmen wird.^c Insgesamt ergibt sich jedoch eine deutliche Verringerung der zukünftigen Gestehungskosten im Vergleich zu heute, die präsentierten Szenarien weisen aufgrund der getroffenen Annahmen nach 2025 aber nur noch ein geringes Kostensenkungspotenzial auf.

^a (Horbaty 2004) gibt für 2004 nur geringfügig tiefere durchschnittliche Gestehungskosten von 17 Rp./kWh an für eine Anlage mit 70 m Nabenhöhe und 1750 kW Nennleistung.

^b Derart tiefe Werte könnten nach (Horbaty 2004) bereits heute an den am besten bewindeten Standorten (6 Standorte bei Szenario mit Nennleistung von 1750 kW) erreicht werden, die im Rahmen des Konzepts Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004a) evaluiert wurden.

^c Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass der Stichprobenumfang der Umfrage von 527 Windkraftanlagen im Jahr 2004 auf 161 WKA im Jahr 2006 abnimmt.

Tab. 5.13 Vergleich der zukünftigen Gestehungskosten für Windenergieanlagen in der Schweiz mit denjenigen im Ausland. Für Vergleichszwecke wurden auch Offshore-Anlagen berücksichtigt. Umrechnungsfaktoren: EUR/CHF 1.55; USD/CHF 1.30; GBP/CHF 2.30

		Onshore Rp./kWh	Offshore Rp./kWh	Quelle
Schweiz	2010 2020	25 21	--	Gantner et al. 2001b
Schweiz	2010 2030	25 – 28 19 – 21	--	Buser et al. 1996
Schweiz	2010	~15	--	SuisseEole 2003a
Schweiz	2020	10	--	Factor & econcept 2003
Schweiz	2015	9 – 20	--	Iten & Oettli 2003b ¹
Schweiz	2010 2025	9 – 25 (Mittel: 16) 13	--	BFE/BUWAL/ARE 2004a; BFE/BUWAL/ARE 2004b
Schweiz	2020	8 – 20 (Mittel: 13)	--	Horbaty 2004 (70 m Nabenhöhe und 2000 kW im Jahr 2020)
Schweiz	2010 2020 2030 2035 2050	14.4 – 15.3 12.9 – 14.3 12.1 – 13.8 12.0 – 13.8 11.6 – 13.8	--	Berechnungen basierend auf Angaben zu Kostenreduktions- potenzialen in Millais & Teske 2004 sowie IEA 2003 (Details siehe Text)
Europa	2010 2020 2030 2035 2050	4.7 (3.03 ct EUR) 3.8 (2.45 ct EUR) 3.5 (2.29 ct EUR) 3.5 (2.29 ct EUR) 3.5 (2.29 ct EUR)	--	Millais & Teske 2004 ²
Europa	2010	4.8 (3.1 ct EUR)	--	EWEA 2004a
Europa	2008	<5.4 (<3.5 ct EUR)	<7.8 (<5.0 ct EUR)	ESTIR 2002
Europa	2010 2020	<4.2 (<2.7 ct EUR) <2.8 (<1.8 ct EUR)		ESTIR 2002
Grossbritannien	2020	7.4 – 11.0 (3.2 – 4.78 Pence)	10.9 – 14.6 (4.76 – 6.34 Pence)	RAE 2004 (Obere Intervallgrenze inklusive Reserveproduktion)
Int. Durchschnitt	2010 tiefe Gestehungskosten hohe Gestehungskosten	2.6 – 5.2 (2 – 4 ct USD) 7.8 – 11.7 (6 – 9 ct USD)		IEA 2003 (keine Unterscheidung Onshore vs Offshore)
Int. Durchschnitt	2010 2020 2050	8.2 – 15.8 (5.3 – 10.2 ct EUR) 7.3 – 14.1 (4.7 – 9.1 ct EUR) 6.4 – 12.3 (4.1 – 7.9 ct EUR)	9.8 – 12.6 (6.3 – 8.1 ct EUR) 6.1 – 7.8 (3.9 – 5.0 ct EUR) 5.6 – 7.1 (3.6 – 4.6 ct EUR)	DLR/IFEU/WI 2004
Internationaler Durschnitt (zukünftige Kosten)		4.7 – 15.5 (3 – 10 ct EUR)		Johansson & Turkenburg 2004 (keine Angaben ob nur On- oder Offshore oder zusammen)
Dänemark (kommende Jahre)		--	6.2 – 6.7 (4 – 4.3 ct EUR)	Morthorst 2004 (3 MW Szenario für Horns Rev)
Europa (kommende Jahre)		--	6.2 – 9.3 (4 – 6 ct EUR)	CA-OWEE 2001

¹ Mittel zwischen 2000 und 2030; Intervall basiert auf Szenario tief und Szenario hoch

² Szenario in Millais & Teske 2004: Windstärke 12 Szenario geht ab 2025 davon aus, dass Kostensenkungsfaktor 100% erreicht.

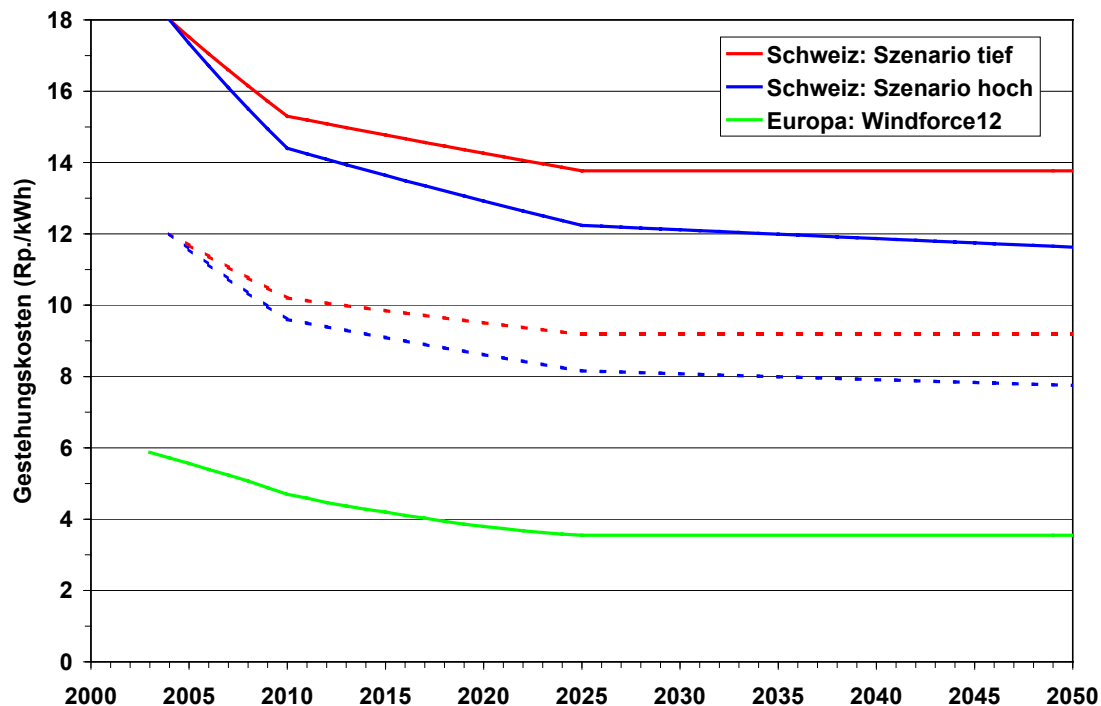


Fig. 5.10 Entwicklung der Gestehungskosten für die Schweiz bis ins Jahr 2050. Für die Definition der Szenarien tief und hoch siehe Text. Zum Vergleich ist auch das entsprechende Szenario „Windforce12“ für Europa aus (Millais & Teske 2004) dargestellt.

Import von Windstrom

Die Studien von Prognos (Hacker 2002) und Infrac (Kessler & Iten 2002) erwarten Kosten zwischen 8 und 12 Rp./kWh für den Windstromimport aus Deutschland im Jahr 2020 (Tab. 5.14, Fig. 5.11). Nach Aussage von B. Pellaud (SVA) sind diese Kostenschätzungen zu tief gegriffen, und ein Preis von 16 Rp./kWh dürfte realistischer sein (Anonymus 2003). In diese Richtung gehen auch die Kostenschätzungen von EON (Schneller 2002) und (Voss 2003), wobei für die Gestehungskosten angenommen wurde, dass für den Export in die Schweiz mindestens die durchschnittlichen garantierten Einspeisetarife für Deutschland im Jahr 2020 berechnet werden (Tab. 5.14, Fig. 5.11).

Sowohl (Hacker 2002) wie auch (Kessler & Iten 2002) weisen höhere Kosten für den Netzausbau & Netzverluste aus als für Reserve- & Regelenergie, was im Gegensatz zu den Angaben von EON (Schneller 2002) und (Voss 2003) steht. Dies wird jedoch durch (RAE 2004) unterstützt, die für Reserve- & Regelenergie mit 3.6 Rp./kWh (1.58 Pence/kWh) einen ähnlichen Wert angibt.

Studien in den USA zeigen ebenfalls ein recht heterogenes Bild. Gemäss (DeCarolis & Keith 2001) belaufen sich die Kosten für Reserveenergie auf ca. 1.3 Rp./kWh (1 US Cent/kWh) und für die Übertragungskosten auf ca. 2 Rp./kWh (1.5 US Cent/kWh) für 2000-km Leitungen, sofern moderne HVDC (high-voltage direct current) Technologie verwendet wird. Demgegenüber veranschlagen (Jacobsen & Masters 2001) die Kosten für Reserveenergie auf 0.005 bis 0.03 US Cent/kWh. Sie halten auch Übertragungskosten von 1.5 US Cent/kWh für nicht gerechtfertigt, da dies durch die aktuellen Kosten für HVDC-Leitungen nicht unterstützt wird und ausserdem solche Leitungen über mehrere Jahrzehnte genutzt werden können.

Die Kosten im Netzgebiet von EON (Boxberger 2003; M. Luther 2003) betrugen im Jahr 2002 2 Mio Euro für den Netzausbau und 100 Mio Euro für Regelenergie. Für 2016 werden entsprechende Ausgaben von 60 Mio Euro und 850 Mio Euro prognostiziert.

Wie und in welchem Umfang ein Netzausbau erforderlich ist für den Windstromimport aus Deutschland wird zum Teil kontrovers beurteilt (Anonymus 2003). Nach (Czisch 2000; Czisch & Giebel 2000) wäre eine Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) gegenüber einer herkömmlichen Drehstrom-Hochspannungsleitung vorzuziehen, da HGÜ-Leitungen eine verlustarme Fernübertragung ermöglichen mit Verlusten von lediglich rund 4%/1000 km bei Vollast. Im Weiteren muss für eine sichere Stromversorgung Reserve- und Regelenergie bereitgehalten werden, wofür sich die Nutzung der Wasserkraft eignet (vgl. Ott et al. 2004). Die bestehenden Speicherkraftwerke in der Schweiz bieten dafür genügend Kapazität, ein Mangel an Spitzenleistung kann jedoch nicht ausgeschlossen werden (Czisch 2002). Weitere Informationen zum Einfluss des Netzausbaus auf die Weiterentwicklung der Windenergie sowie die Rolle der Bereitstellung von Reserve- und Regelenergie finden sich in Kapitel 5.6.

Tab. 5.14 Vergleich der Kosten für Windstromimporte im Jahr 2020. Angaben in Rp./kWh, Originalwährungen in Klammern.

	Prognos	Infras	EON (Schneller 2002)	Voss (2003)
Gestehungskosten	6.5 - 10.0	6 – 7	11.2 ¹	11.2 ¹
Netzausbau & Netzverluste	2	1.2 – 1.4	0.3 (0.2 ct EUR/kWh)	0.3 (0.2 ct EUR/kWh)
Reserve- & Regelenergie	0.3	0.5	3.4 (1.5 + 0.7 ct EUR/kWh)	1.1 – 2.8 (0.7 – 1.8 ct EUR/kWh)
Gesamtkosten	8.8 – 12.3	7.7 – 8.9 (4.8 – 11.9) ²	14.9	12.6 – 14.3

¹ Durchschnittliche Einspeisevergütung in Deutschland im Jahr 2020: 6.8 ct EUR/kWh für Onshore und 7.6 ct EUR/kWh für Offshore (Luther 2003). Annahme für Windstromimport geht von jeweils 50% Onshore und Offshore aus, woraus mittlere Gestehungskosten von 11.2 Rp./kWh (7.2 ct EUR/kWh) resultieren.

² Min-Max gemäss deutlich optimistischerem und pessimistischerem Szenario.

In Fig. 5.11 sind die Kosten für Importstrom aus den diversen Studien grafisch dargestellt.

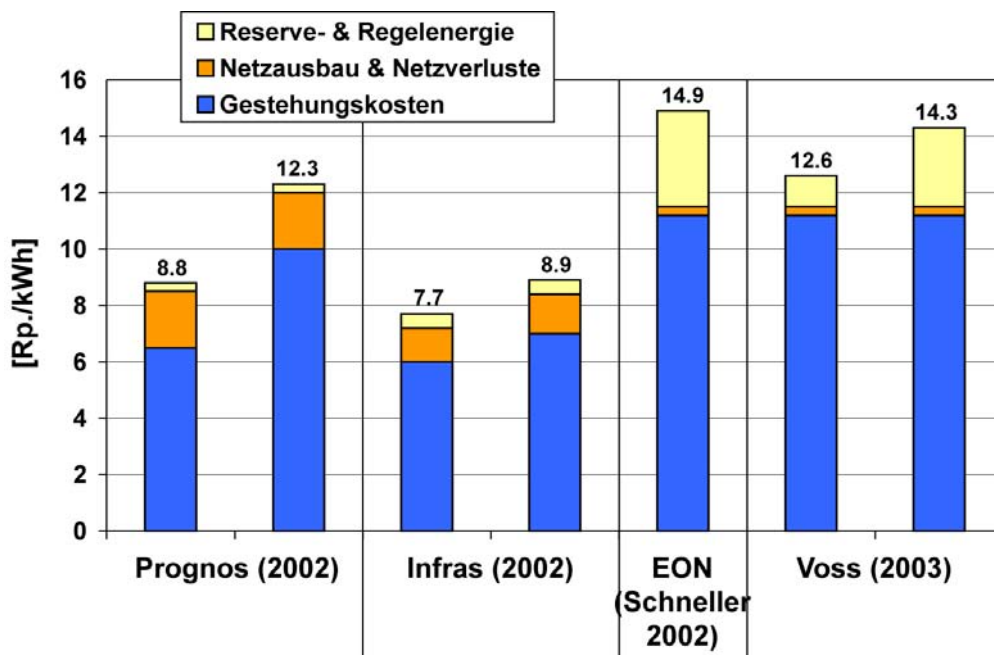


Fig. 5.11 Kosten für Windstromimporte bis zur Schweizer Grenze aus verschiedenen Quellen.

Für das Jahr 2020 kann die Windstromproduktion in Deutschland mit ungefähr 120 TWh/a abgeschätzt werden (basierend auf WindEnergy Studie 2004).^a Das entspricht bei einem prognostizierten Gesamtstromverbrauch von ca. 600 TWh/a im Jahr 2020 (Quaschnig et al. 1999) einem Anteil von ca. 20%. Die Deutsche Bundesregierung hat jedoch das Ziel, bis zum Jahr 2020 20% des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken, wobei auf Windkraft gut 80 TWh/a entfallen werden, da die übrigen Erneuerbaren Energien knapp einen Drittel beisteuern könnten (BEE 2004). Unter diesen Annahmen reduziert sich die theoretische Maximalmenge für den Windstromexport in andere europäische Länder bereits auf 40 TWh/a. Welche Menge davon tatsächlich in die Schweiz importiert werden könnte, hängt im wesentlichen von den politischen Rahmenbedingungen in Deutschland ab und ist im Rahmen dieses Projekts nicht quantifizierbar.

5.5 Umweltauswirkungen

5.5.1 Derzeitige Technologie

Im Folgenden wird zwischen globalen und lokalen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in Windkraftanlagen unterschieden.

Globale Umweltauswirkungen

Darunter sind grossräumig wirksame ökologische Auswirkungen der Nutzung der Windenergie zu verstehen, beispielsweise die aus der Materialproduktion resultierenden Luftemissionen.

Die in Tab. 5.15 dargestellten Luftemissionen stammen aus (B. Burger & Bauer 2004), geben den Stand der Technik um das Jahr 2000 wieder und basieren auf den LCA-Daten von (ecoinventCentre 2004).

Tab. 5.15 Charakteristika beispielhafter Windkraftanlagen und ausgewählte, Lebenszyklusanalyse (LCA) basierte Umweltauswirkungen der Stromerzeugung.

		WKA 600 kW, Onshore	WKA 800 kW, Onshore	WKA 800 kW, Onshore	WKA 2 MW, Offshore
		CH	CH	Europa	Nordsee
Typ		Nordex N43/600	Nordex N50/800	Nordex N50/800	Bonus 2MW
Nennleistung	kW	600	800	800	2000
Kapazitätsfaktor	%	14	14	20	30
Turmhöhe	m	40	50	50	60
Rotordurchmesser	m	43	50	50	76
Lebensdauer	a	40 (Turm, Fundament) 20 (Gondel)	40 (Turm, Fundament) 20 (Gondel)	40 (Turm, Fundament) 20 (Gondel)	20
Treibhausgase	kg (CO ₂ -Äq.)/kWh	0.017	0.015	0.010	0.013
SO ₂	kg/kWh	6.1E-05	5.4E-05	3.8E-05	4.4E-05
NO _x	kg/kWh	6.0E-05	5.5E-05	3.9E-05	5.6E-05
PM ₁₀	kg/kWh	5.2E-05	4.7E-05	3.2E-05	5.4E-05

Die Ergebnisse für die beiden für die Schweiz untersuchten Anlagen sind recht ähnlich, grossteils sind die Emissionen der Stromerzeugung in der 800 kW-Anlage etwas geringer, was auf eine geringere Materialintensität bei höherer Leistung schliessen lässt. Die geringeren Umweltauswirkungen der für Europa bilanzierten Windturbine sind auf den höheren Kapazitätsfaktor zurückzuführen und spiegeln

^a Dabei werden für Onshore 2000 und für Offshore 3500 durchschnittliche Volllaststunden angenommen.

die im Allgemeinen im Vergleich zur Schweiz vorteilhaften Windverhältnisse wieder. Die Emissionen der Offshore-Anlage sind meist höher als jene der europäischen Onshore-Anlage. Die Auslastung auf See ist zwar höher, dieser Vorteil wird aber grossteils durch das materialintensive Fundament sowie die grösseren Montageaufwendungen zunichte gemacht.

Für die beiden bilanzierten Anlagen in der Schweiz wurde die gleiche Auslastung von jährlich etwa 1200 Volllaststunden angenommen, was die Windverhältnisse im Windpark auf dem Mt. Crosin widerspiegelt. Die Daten der europäischen Onshore-Anlage gelten für einen durchschnittlichen Standort mit rund 1750 Volllaststunden pro Jahr. Dies würde einem Onshore-Standorte in Deutschland, wo derzeit der grösste Anteil der Windkrafterzeugung stattfindet, mit einem etwas unterdurchschnittlichen Windangebot entsprechen. An optimalen Standorten kann die Auslastung auch doppelt so hoch sein, was zu einer Halbierung der Emissionen führen würde. Die Auslastung für die Offshore-Anlage ist mit etwa 2600 Volllaststunden wurde aufgrund der für den Dauerbetrieb erwarteten Stromproduktion im Offshore-Park Middelgrunden 3.5 km vor der Küste Dänemarks gewählt.^a An guten Standorten wie bei dem im Jahr 2002 fertig gestellten Windpark Horns Rev^b in der Nordsee vor Dänemark sind Auslastungen von 40% bis 50% und damit geringere Emissionen möglich. Es muss jedoch angemerkt werden, dass die LCA-Ergebnisse auch relativ stark von anderen standortspezifischen Verhältnissen wie der Wassertiefe, dem Fundamentskonzept sowie der Entfernung von der Küste abhängen können und deshalb Extrapolationen der vorhandenen Daten ausschliesslich basierend auf unterschiedlichen Windverhältnissen nicht immer empfehlenswert sind. Für eine detaillierte Analyse der Ergebnisse wird auf (B. Burger & Bauer 2004) verwiesen.

Lokale Umweltauswirkungen

Darunter sind kleinräumig wirksame und standortspezifische ökologische Auswirkungen der Stromerzeugung in Windkraftanlagen zu verstehen, beispielsweise der Einfluss auf das Landschaftsbild oder mögliche Beeinflussungen von Vogelflugrouten.

Flächennutzung

Bei der Errichtung von Onshore-Windkraftanlagen werden üblicherweise nur kleine Flächen direkt verbaut. Es kann aber dennoch zur Überbauung und Zerschneidung von schutzwürdigen Biotopen kommen, was aber durch angepasste Standortwahl leicht vermieden werden kann. Zudem besteht die Möglichkeit, kleinflächige Inanspruchnahme durch Kompensationsmassnahmen auszugleichen (Rehfeldt et al. 2001). Die landwirtschaftliche Nutzung der direkten Umgebung von Windkraftanlagen stellt normalerweise kein Problem dar.

Auf See kann es zu Nutzungskonflikten mit Fischerei, Sportschifffahrt und militärischen Erfordernissen kommen. Diese sollten so weit wie möglich im Vorfeld abgeklärt werden. Vorhandene Flora-Fauna-Habitate und Vogelschutzgebiete müssen berücksichtigt werden. Die Kenntnisse über negative Einflüsse der Windkraftanlagen auf Meeresbewohner sind derzeit jedoch gering und sollten weiter untersucht werden (Rehfeldt et al. 2001). In (Soeker et al. 2000) wird festgestellt, dass der Einfluss von Offshore-Windkraftanlagen auf die maritime Flora und Fauna im Allgemeinen gering sein sollte. Die direkte Flächeninanspruchnahme durch die Fundamente der Anlagen ist gering, es kommt also kaum zu permanentem Verlust von Lebensraum am Meeresboden. Es wird geschätzt, dass das wahrscheinliche Fischereiverbot in der unmittelbaren Umgebung der Anlagen positive Auswirkungen auf den Fischbestand haben wird und der für die Wartung nötige Schiffsverkehr in etwa dem der Fischerei entspricht, wodurch die negativen Effekte auf Meeressäuger und Fische gering bleiben sollten.

Landschaftsbild

^a www.middelgrunden.dk (März 2004).

^b www.hornsrev.dk (März 2004).

Bezüglich der Beeinflussung des Landschaftsbildes lassen sich nur bedingt messbare Kriterien festlegen, wodurch ein deutlich individuelles Bewertungspotenzial besteht (Rehfeldt et al. 2001). Um hier das Konfliktpotenzial möglichst gering zu halten, ist eine sorgfältige Raumplanung nötig. Sollen jedoch Windkraftanlagen einen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten, so kann für die Standortwahl an Land nicht ausschliesslich auf vorbelastete Orte, wie beispielsweise Industriegebiete, zurückgegriffen werden.

Die Beeinflussung des Landschaftsbildes durch Offshore-Anlagen hängt neben der subjektiven Wahrnehmung der Betrachter auch stark von der Entfernung zur Küste ab. In (Rehfeldt et al. 2001) wird davon ausgegangen, dass Windparks in grösserem Umfang nicht in weniger als 30 km Entfernung realisiert werden, womit eine störende Wahrnehmung von Land aus nicht zu befürchten ist. Laut (Soeker et al. 2000) verschwinden Anlagen ab einer Entfernung von 45 km aufgrund der Erdkrümmung hinter dem Horizont.

Auswirkungen auf Vögel

Hier kann zwischen mehreren Arten der Beeinträchtigung unterschieden werden: Vogelschlag, Einflüsse auf den Vogelzug sowie auf Brut- und Rastgebiete. Das Problem der Vogelmortalität als Folge von Kollisionen mit Windkraftanlagen kann im Allgemeinen als vergleichsweise nachrangig betrachtet werden. Beachtung sollte dieser Frage an Einzelstandorten geschenkt werden, etwa in Taleinschnitten oder Meeresengpässen (Rehfeldt et al. 2001). Derzeit stehen keine systematischen Vorher-Nachher-Untersuchungen zur Beeinflussung von Vogelzugrouten zur Verfügung, so dass eine abschliessende Beurteilung hier nicht möglich ist. Der erhöhte Energieaufwand zum Umfliegen der Hindernisse und die möglicherweise auftretende Desorientierung dürften aber zu vernachlässigen sein (Rehfeldt et al. 2001). Die Scheuchwirkung auf rastende und Nahrung suchende Vögel hat sich als grösseres Problem erwiesen. Obwohl das Verhalten sehr artspezifisch ist und nur wenige aussagekräftige Vorher-Nachher-Untersuchungen existieren, kann der Schluss gezogen werden, dass etliche Arten zumindest den Nahbereich meiden, insbesondere Rastvögel, Brutvögel in viel geringerem Ausmass (Rehfeldt et al. 2001; Reichenbach et al. 2004). Eine Errichtung von Windkraftanlagen in Vogelschutzgebieten sollte also vermieden werden. Erickson et al. (2001) geben an, dass die Vogelmortalität in Folge von Kollisionen mit Windkraftanlagen in den USA im Vergleich zu anderen Hindernissen derzeit vernachlässigbar gering sind. Auch bei einer deutlich erhöhten Anzahl an betriebenen Anlagen ist zu erwarten, dass Kollisionen mit Windturbinen nur für einige wenige Prozent der gesamten tödlichen Vogelkollisionen mit vom Menschen errichteten Hindernissen ausmachen.

Der Einfluss von Windkraftanlagen auf Vögel auf See ist weit gehend unerforscht. Nach (Rehfeldt et al. 2001; Soeker et al. 2000) dürfte das Problem der Kollisionen eher gering sein, auch wenn es unter ungünstigen Witterungsbedingungen zu häufigeren Kollisionen kommen kann. Bei grossen Windparks könnte es durchaus zu erheblichen Verlagerungen der Flugrouten kommen, gesicherte Aussagen darüber sind jedoch derzeit nicht möglich. Auch die Beeinflussung des Rastverhaltens ist nicht zuverlässig abzuschätzen und sehr artspezifisch. Auch hier gilt, dass Vogelschutzgebiete wenn möglich nicht durch Windkraftanlagen beeinträchtigt werden sollten. Als vorteilhaft für die Vögel dürfte sich eine grosse Distanz zwischen Küste und Windkraftanlagen erweisen, da üblicherweise die Vogelflugbewegungen mit steigender Distanz zur Küste abnehmen. Zudem sollten innerhalb grossflächiger Windparks einige Kilometer breite Lücken offen gehalten werden, um den Vogelflug hindurch zu ermöglichen.

Lärm

Die Lärmentwicklung moderner Windkraftanlagen ist in der Regel gering und beträgt nach (AWEA 2000) in einer Entfernung von 350 m 35 dB(A) – 45 dB(A), was etwa der Lautstärke eines Kühlschranks entspricht. In (EWEA 2004a) werden für WKA >1 MW in einer Entfernung von 200/300 m Lärmpegel von 49/45 dB(A) angegeben. Mit Ausnahme von speziellen topografischen Verhältnissen sind dadurch keine Beeinträchtigungen der Umwelt zu erwarten. Auch in (Soeker et al. 2000) wird davon ausgegangen, dass die Lärmentwicklung von Offshore-Anlagen keinen bedeutenden negativen Einfluss auf Meeresbewohner hat.

Sonstige

In (Rehfeldt et al. 2001) wird für Onshore-Anlagen zusätzlich noch der Einfluss auf Fledermäuse und Insekten erwähnt. Dazu existieren jedoch keine aussagekräftigen Untersuchungen. Die Problematik des Schattenwurfes dürfte zu vernachlässigen sein, da nicht anzunehmen ist, dass Windkraftanlagen in dicht besiedelten Gebieten errichtet werden.

5.5.2 Zukünftige Technologien

Schlüsselfaktoren für die grossräumigen Umweltauswirkungen sind das standortspezifische Windangebot, die Material- und Energieaufwendungen für die Anlage und deren Lebensdauer. Diese Faktoren sind also auch hauptverantwortlich für die zukünftige Entwicklung der globalen Umweltauswirkungen.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die in Tab. 5.15 für die Stromerzeugung in Windkraftanlagen dargestellten Luftemissionen in Zukunft bei neu errichteten Anlagen eher geringer ausfallen werden. In der Schweiz sollten Neuanlagen eine höhere Leistung aufweisen als die der aktuellen Bilanzierung zu Grunde liegenden Turbinen auf dem Mt. Crosin, was die Materialintensität im Allgemeinen reduziert. Zudem ist anzunehmen, dass nur Standorte mit mindestens gleich gutem Windangebot ausgewählt werden, um eine wirtschaftlich rentable Stromproduktion zu ermöglichen. Auch für zukünftig in Europa installierte Onshore-Anlagen ist mit geringeren als den hier gezeigten Umweltauswirkungen zu rechnen, da sowohl Anlagenkapazität als auch Auslastung derzeitliche Durchschnittsverhältnisse repräsentieren. Wie schon erwähnt, liegt die durchschnittliche Anlagengrösse der heute neu installierten Anlagen in Deutschland über 1 MW, der Trend zu grösseren Anlagen sollte auch in den nächsten Jahren erhalten bleiben und auch für andere Länder gelten. Zudem ist damit zu rechnen, dass neu ausgewählte Standorte mindestens Auslastungen über dem aktuellen Durchschnitt aufweisen werden. Für zukünftige Offshore-Standorte ist es schwierig, verlässliche Prognosen bezüglich Umweltauswirkungen zu treffen. Hier weisen nämlich die Aufwendungen für das Fundament sowie die Installationsarbeiten auf See einen teilweise hohen Einfluss auf und die damit verbundenen Umweltlasten werden bei zunehmender Wassertiefe und Entfernung von der Küste grösser. Auf der anderen Seite werden neue Standorte wahrscheinlich bessere Auslastungen als der hier analysierte Windpark in Middelgrunden aufweisen und auch die Kapazität der Anlagen dürfte zunehmen.

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung lokaler Umweltauswirkungen können keine verlässlichen Vorhersagen getroffen werden, da die derzeitige Situation insbesondere im Offshore-Bereich meist noch ungenügend erforscht ist. Für Onshore-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Auswirkungen in Zukunft etwa die gleichen wie heute sein werden.

5.6 Entwicklung und Markteinführung beeinflussende Faktoren

5.6.1 Begünstigende Faktoren

Kernelement einer erfolgreichen Marktentwicklung der Windenergie sind die finanziellen Rahmenbedingungen im Zuge einer klar definierten nationalen Gesetzgebung, um für Investoren eine langfristige Planung mit möglichst geringem Risiko und einer ausreichenden Rendite zu ermöglichen (Millais & Teske 2004). Solange die externen Kosten der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern nicht berücksichtigt werden, braucht es Impulsprogramme bzw. Unterstützung für eine Weiterentwicklung der Windstrom-Technologie (EWEA 2004a). Eine Möglichkeit zur Internalisierung externer Kosten wäre die Einführung einer Energiesteuer, welche die tatsächlichen Umweltschäden einzelner Technologien berücksichtigt. Beim Fehlen einer solchen Internalisierung stellen Eingriffe in den Elektrizitätsmarkt geeignete Förderungsinstrumente dar, und zwar Festpreissysteme oder Festmengensysteme. Bei einem Festpreissystem schreibt die Regierung die Vergütung vor, welche an den Produzenten zu zahlen ist und lässt den Markt über die Menge entscheiden. Bei Festmengen- oder Quotensystemen bestimmt die Regierung die Menge des Stroms

aus bestimmten Energiequellen und überlässt die Preisgestaltung dem Markt (Millais & Teske 2004). Garantierte Einspeisetarife in geeigneter Höhe, bei welchen alle Steuerzahler oder sämtliche Stromkonsumenten für die zusätzlichen Kosten aufkommen, haben Investitionen in Windkraftanlagen in den grossen europäischen Windkraftmärkten Dänemark, Deutschland^a und Spanien bisher sehr attraktiv gemacht. Dieses Instrument wird auch in Österreich, Frankreich, Griechenland, Luxemburg, den Niederlanden sowie Portugal eingesetzt, während in Australien, Grossbritannien und Irland Mengen festgesetzt werden. In den USA besteht quasi ein Mischsystem aus Steuerfreibetrag auf nationaler Ebene und Quoten für erneuerbare Energie auf bundesstaatlicher Ebene (EWEA 2004a; Millais & Teske 2004).

5.6.2 Hindernisse

Ein für die Schweiz bedeutendes Hindernis stellt die sehr begrenzte Verfügbarkeit von geeigneten Standorten für Windkraftanlagen dar. Ein Grund dafür ist das in Teilen der Schweiz relativ geringe Windangebot, welches die Errichtung von Windkraftanlagen nicht überall als sinnvoll erscheinen lässt. Die alpine Topografie der Schweiz kann jedoch nicht als Grund für geringe Erfolgchancen der Windenergie herangezogen werden, wie der seit Ende des Jahres 2002 erfolgreich betriebene Windpark in den Niederen Tauern in Österreich auf knapp 2000 m Meereshöhe beweist.^b Derzeit kann der Faktor der mangelnden Standorte jedoch kaum als vorrangig bezeichnet werden, da aufgrund der momentan verschwindend geringen Anzahl an Strom liefernden Windkraftanlagen sicher noch genügend attraktive Lagen verfügbar sind. Als viel grösseres Hindernis in diesem Zusammenhang erweisen sich jedoch die regelmässig wiederkehrenden Einsprachen von Gegnern dieser Form der Stromerzeugung, welche nicht immer objektiv begründbare Landschafts- und Umweltschutzaspekte ins Feld führen, wodurch die meisten Projekte, wenn nicht verhindert, so doch zumindest verzögert werden (vergleiche etwa (BFE/BUWAL/ARE 2004a; Horbaty 2002)).

Ein weiteres entscheidendes Hindernis stellt der in der Schweiz für unabhängige Produzenten meist nicht ausreichende Einspeisetarif von 15 Rp./kWh für Windstrom dar (Bächtold 2004). Da es derzeit relativ schwierig ist, hierzulande Windstrom zu konkurrenzfähigen Kosten zu produzieren, ist es absehbar, dass sich ohne entsprechende Einspeiseregulungen nur wenige Investoren finden werden. Wie der Boom der Windkraft in vielen anderen Ländern wie etwa Deutschland, Dänemark, Spanien oder Österreich zeigt, stellt eine solche staatlich verordnete Förderung in ausreichender Höhe eine zumindest zu Beginn der Entwicklung sicherlich sinnvolle Möglichkeit dar, die Technologieentwicklung zu unterstützen.

Für Windkraftanlagen in entlegenen Gebieten, beispielsweise in alpinen Regionen, stellt auch der einzurichtende Netzanschluss einen ungünstigen Faktor dar, weil durch den vergleichsweise grossen Aufwand die Stromgestehungskosten unverhältnismässig ansteigen können.

Da der Windstrom in Abhängigkeit vom Windangebot im Allgemeinen recht unregelmässig anfällt, entsteht bei einer Forcierung der Windkraft auch die Notwendigkeit, die Reservekapazitäten und die Kapazitätsgrenzen der Stromnetze auszubauen. Beim derzeitigen Ausbaustand der Windenergie in der Schweiz kann zwar davon ausgegangen werden, dass diese Umstände noch zu vernachlässigen sind, sie sollten aber für die Zukunft nicht ausser acht gelassen werden. Die wichtigsten Reservekapazitäten würden in der Schweiz wahrscheinlich Pumpspeicherkraftwerke darstellen, welche aus ökologischer Sicht eher unbedenklich sind, in Deutschland beispielsweise jedoch fossil betriebene Kraftwerke, welche die gesamte ökologische Performance des Windstroms deutlich verschlechtern könnten, sofern sie in die Gesamtbetrachtung des Systems mit einbezogen werden. Dieser Faktor sollte bei einem Import von Windstrom berücksichtigt werden. Der Ausbau des Stromnetzes ist nötig, da der

^a Die garantierte Mindest-Einspeisevergütung in Deutschland beträgt beispielsweise 6.8 Eurocent/kWh für Onshore-Anlagen und 7.6 Eurocent/kWh für Offshore-Anlagen bis mindestens zum Jahr 2020 (M. Luther 2003).

^b Nähere Informationen sind unter <http://www.tauernwind.com/> zu finden (23.5.2004).

Windstrom, sofern er im grossen Massstab erzeugt wird, im Allgemeinen nicht im selben Gebiet verbraucht wird. Dies gilt nicht nur etwa in Deutschland für die Küstenregionen, sondern eventuell auch in der Schweiz für alpine Regionen. Bei diesen Überlegungen darf auch der Kostenfaktor nicht vergessen werden: nach (Elsässer 2003) betragen beispielsweise in Deutschland die durch den Ausbau von Stromnetz und Reservekapazitäten verursachten Kosten etwa 0.9 Eurocent/kWh, nach (Voss 2003) zwischen 0.9 Eurocent/kWh und 2.0 Eurocent/kWh (vgl. auch Kapitel 5.4.2, Abschnitt Import von Windstrom). Gemäss dem in (Edwin 2003) dargestellten Szenario können bei einem Zubau von 6.2 GW an Windkraftanlagen lediglich 14% dieser Leistung an konventionellen Kraftwerken abgeschaltet werden. Nach Angaben des VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) in (BFE 2002) wird für jedes Megawatt Windkraftleistung knapp 0.9 MW Reserveleistung benötigt. Die Angaben in (Ott et al. 2004) sind diesbezüglich bedeutend optimistischer. Darin werden zwei Szenarien für den Ausbau des europäischen Windkraftmarktes bis ins Jahr 2040 und der dafür notwendige Ausbau der Regellenergieleistung sowie die Chancen der Schweizer Wasserkraftwerke in diesem Zusammenhang modelliert. Im Minimalszenario wird ein Anstieg der installierten Windenergieleistung auf 65 GW angenommen, im Maximalszenario ein Anstieg auf 115 GW. Durch die zusätzlichen Windkraftanlagen ergibt sich ein notwendiger Ausbau der Reservekapazität von etwa 9-19 GW beim Minimal- und 18-37 GW beim Maximalszenario. Das entspricht einer WKA-bedingten Reservekapazität von 14-29% bzw. 16-32%, wobei hier Tertiärregelreserve benötigt wird, welche üblicherweise mit einer Aktivierungszeit von 10-15 Minuten aktiviert wird. Die Schwankungsbereiche sind durch unterschiedliche Annahmen bezüglich der Genauigkeit der Vorhersagen für die tatsächliche Windkraftleistung bedingt. Das Mass für die Genauigkeit der Vorhersagen stellt die Standardabweichung der Wahrscheinlichkeitsverteilung des Prognosefehlers (Abweichung der aktuellen WKA-Leistungsabgabe von der WKA-Leistungsabgabe des Vortags) dar, welche mit 8-14% angenommen wird. Heute erreichen die Prognosen Werte von 12%. Daraus wird auch der erhebliche Einfluss der Qualität der Windvorhersagen und die Notwendigkeit von möglichst guten Prognosen ersichtlich.

Es ist davon auszugehen, dass die Windenergienutzung in den nächsten Jahrzehnten in ganz Europa erheblich ausgeweitet wird. Dies wird Erweiterungen des europäischen Hochspannungsnetzes erfordern, um die schwankende Verfügbarkeit der Windenergie in Europa ausgleichen zu können. Die Schwankungen sind um so grösser, je kleinräumiger der Verbund der Windenergieanlagen ist. Analysen zur Windenergieverfügbarkeit zeigen, dass eine Verfügbarkeit der Windleistung von unter 20% mit einer Häufigkeit von 37% in einem europäischen Park auftreten (Czisch & Giebel 2000).

Generell stellt auch international die derzeitige Struktur des Strommarktes ein Hindernis für die Entwicklung der Windenergie dar. Die Gesetzgebung ist bezüglich Planung, Zertifizierung und Netzzugang momentan auf grosse zentralisierte Kraftwerke zugeschnitten. Die umfangreichen Genehmigungsverfahren begünstigen die Stromproduktion in grosstechnischem Massstab und stellen für erneuerbare Energien eine nicht zu unterschätzende Hürde dar. Dazu kommen die kurz- und mittelfristigen Überschüsse in der Stromproduktionskapazität Europas. Derzeit ist es billiger, mehr Kohle und Gas in den vorhandenen Kraftwerken zu verbrennen, als eine neue Windkraftanlage zu betreiben. Es werden also entsprechende Investitionen nicht getätigt, auch wenn eine neue Technologie wie die Windenergie durchaus mit neuen Kohle- oder Gaskraftwerken konkurrieren könnte. Als weitere Hindernisse können die mangelnde Planungssicherheit auf nationaler und internationaler Ebene, mangelnde integrierte Netzplanung und Netzmanagement, mangelnde Vorhersagbarkeit und Stabilität der Märkte, das Fehlen gesetzlicher Regelungen für internationale Gewässer, das Fehlen von Netzen im Offshore-Bereich sowie ein Mangel an langfristiger Forschungs- und Entwicklungsförderung (Millais & Teske 2004).

5.6.3 Rahmenbedingungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife

Aus technologischer Sicht bestehen bei Windkraftanlagen heute keine Hindernisse, die eine erfolgreiche Marktentwicklung auch in der Schweiz behindern würden. Wie der Boom der Windenergie in anderen europäischen Ländern zeigt, sind die kommerziell erhältlichen Anlagen ausgereift und zuverlässig. Fundamentale Veränderungen sind in den nächsten Jahren nicht mehr zu

erwarten, technologische Fortschritte werden sich wahrscheinlich auf funktionelle Details und eine Erhöhung der Kapazität sowie auf die Anpassung an Offshore-Bedingungen beschränken. Somit müssten lediglich die richtigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um der Windenergie auch hierzulande zum Durchbruch zu verhelfen.

Darunter ist primär eine staatliche Unterstützung, vorzugsweise in Form einer garantierten Mindesteinspeisevergütung, für den Strom zu verstehen. Wie die Beispiele anderer Länder zeigen, kann eine Realisierung des potenziell zur Verfügung stehenden Ausbaupotenzials auf diese Weise am schnellsten erreicht werden. Ausserdem sollte dafür gesorgt werden, dass Bewilligungs- und Planungsverfahren vereinfacht und beschleunigt werden. Wie die Vergangenheit zeigte, kommt es immer wieder zu Einsprachen gegen die Errichtung von Windkraftanlagen, die zu Verzögerungen führen. Deren aufschiebende Wirkung sollte durch angemessene gesetzliche Regelungen möglichst gering gehalten werden.

Eine Möglichkeit, Windkraftanlagen ökonomisch zu betreiben, stellt auch der Verkauf der Elektrizität als Ökostrom dar, wodurch höhere Preise erzielt werden können. Elektrizitätsversorger bieten heute schon erfolgreich Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu höheren Preisen an, etwa aus Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaikanlagen.^a Es kann davon ausgegangen werden, dass ein ausreichen grosses Marktpotenzial an umweltbewussten Konsumenten, die bereit sind einen etwas höheren Preis für umweltfreundlich erzeugte Elektrizität zu bezahlen, vorhanden ist (Spreng et al. 2001). Mit Hilfe eines entsprechenden Marketings kann sicher auch Windstrom erfolgreich in dieses Segment aufgenommen werden. Damit könnte eventuell auch das Bewusstsein geschaffen werden, dass Windkraftanlagen nicht hauptsächlich die Landschaft verschandeln, sondern vor allem eine ökologisch vorteilhafte Alternative zur Stromerzeugung darstellen.

5.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und –bedarf

In Bezug auf die Windkraft in der Schweiz ist die wichtigste offene Frage, inwieweit der Staat durch die Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen eine Rolle als Initiator einer erfolgreichen Entwicklung der Windenergie übernehmen will.

Im Allgemeinen gibt es insbesondere hinsichtlich des Ausbaus der Offshore-Windkraftanlagen offene Fragen. Da momentan erst aussagekräftige Betriebserfahrungen für relativ küstennahe Windparks mit Anlagen im 2 MW-Bereich vorliegen, besteht noch keine Sicherheit, ob bei der Errichtung und beim Betrieb grösserer Anlagen bei grösserer Meerestiefe und stärkerem Seegang ernsthafte Probleme auftreten. Auch der Einfluss der Offshore-Anlagen auf die lokalen Ökosysteme ist noch nicht ausreichend erforscht, wobei jedoch keine gravierenden Einflüsse, welche heute noch unbekannt sind, erwartet werden können. Für die Schweiz spielen diese Faktoren jedoch lediglich beim Import von Windstrom eine Rolle.

Hinsichtlich dieses Imports bestehen auch noch einige Unklarheiten. Einerseits divergieren die Schätzungen der möglichen Kosten relativ stark, andererseits ist derzeit nicht klar, wie die beste Lösung für den sicherlich nötigen Ausbau des Stromnetzes zwischen den Produktionsgebieten an und auf der Nordsee bzw. den Verbrauchern in der Schweiz aussieht. Hier sind noch weitere Untersuchungen, auch im Hinblick auf die prinzipielle Realisierbarkeit dieser Option notwendig.

Auch bezüglich der optimalen Integration der Windkraftanlagen bei einem hohen Anteil des dezentral erzeugten und zeitlich stark variablen Windstroms an der Gesamtstromproduktion wird momentan geforscht. Auch die Möglichkeiten der kurz- und mittelfristigen Stromspeicherung zum Ausgleich der auftretenden Lastspitzen und zur Gewährleistung der Netzstabilität werden untersucht. Diese Fragen

^a http://www.axpo.ch/prod_dienstleistungen/privatkunde/naturstrom/naturstrom.asp (26.5.2004). Die AXPO bietet beispielsweise drei verschiedene Naturstromprodukte an, welche aus unterschiedlichen Anteilen an Strom aus grossen Wasserkraftwerken, Kleinwasserkraftwerken, Biomasse- und Photovoltaikanlagen zusammengesetzt sind.

sollten jedoch in nächster Zeit in der Schweiz keine Rolle spielen, da die Windenergie nach derzeitigem Stand der Dinge noch längere Zeit keinen allzu grossen Beitrag leisten wird.

5.8 Schlussfolgerungen

Gegenwärtig beträgt der Anteil der Windkraftanlagen an der gesamten Stromerzeugung von gut 950 GWh/a aus erneuerbaren Energien (ohne Kleinwasserkraft) nur ungefähr 0.5%. Verschiedene Studien haben gezeigt, dass in der Schweiz bis 2050 ein realistisches technisches Windkraftpotenzial in der Grössenordnung von etwa 1150 GWh/a aus Windparks vorhanden ist. Dieses verteilt sich auf 96 Standorte, wobei die meisten im Jurabogen sowie in den Voralpen und Alpen identifiziert wurden. Aus Einzelanlagen, welche ebenfalls die Kriterien des Konzepts Windenergie Schweiz erfüllen, könnten zusätzliche 2850 GWh/a Windstrom produziert werden. Um die Zielsetzungen von Energie Schweiz von 50 – 100 GWh/a für 2010 und 200 GWh/a für 2020 zu erreichen, genügt bereits ein teilweiser Ausbau des Potenzials von 316 GWh/a an den 16 kantonalen/kommunalen und 12 „prioritären Standorten. Bis 2035 erscheint eine Zunahme auf rund 600 GWh/a möglich, und bei einem Vollausbau aller Windparkstandorte bis ins Jahr 2050 könnte das Gesamtpotenzial von 1150 GWh/a ausgeschöpft werden.

Was die Gestehungskosten anbelangt, so kann derzeit nur in der Anlage Mont Crosin Ost mit 12 Rp./kWh zu einigermaßen konkurrenzfähigen Preisen Windstrom produziert werden, während die anderen Anlagen zum Teil deutlich über dem Einspeisetarif von 15 Rp./kWh liegen. Obwohl die Windenergie technologisch etabliert ist, besteht ein Potenzial für Verbesserungen sowie Kostenreduktionen, vor allem da in der Schweiz bisher mit Ausnahme des Mont Crosin keine grösseren Anlagen gebaut wurden. Für 2020 können durchschnittliche Gestehungskosten im Bereich von 12.9 – 14.3 Rp./kWh erwartet werden, für 2035 zwischen 12.0 – 13.8 Rp./kWh, während für 2050 nur noch eine geringfügige Reduktion auf etwa 11.6-13.8 Rp./kWh zu erwarten ist. Dies stimmt auch gut überein mit den durchschnittlichen Gestehungskosten von 13 Rp./kWh für 2020 aus dem Konzept Windenergie Schweiz (BFE/BUWAL/ARE 2004b), und trifft sich auch mit der Prognose von (Horbaty 2004), der für 2020 von mittleren Gestehungskosten von 13 Rp./kWh und einer Spannweite von 8 – 20 Rp./kWh ausgeht.

Im Allgemeinen sind jedoch weder ein Mangel an geeigneten Standorten noch die Kosten ein limitierender Faktor betreffend der zukünftigen Entwicklung der Windkraft in der Schweiz. Als ein viel grösseres Hindernis für den weiteren Ausbau haben sich die regelmässig wiederkehrenden Einsprachen von Windkraftgegnern aus Gründen des Landschaftsschutzes und des Naturschutzes erwiesen. Insgesamt sind in der Schweiz zur Zeit Projekte im Umfang von rund 20 MW blockiert (BFE/BUWAL/ARE 2003). Generell können die Umweltauswirkungen bei sorgfältiger Planung jedoch als gering eingestuft werden, insbesondere auch im Vergleich zu fossilen Technologien.

Was schliesslich die zukünftige Verfügbarkeit von Windstromimporten betrifft, so können zwar Szenarien zur Abschätzung dieses Potenzials entwickelt werden, ob und in welchem Umfang ein Import ab dem Jahr 2020 aber eine mögliche Option darstellt, hängt weitgehend von den politischen Rahmenbedingungen ab. Ein weiterer kritischer Faktor ist, dass heutige Abschätzungen darauf hindeuten, dass die Preise für den Windstromimport nicht viel tiefer sein dürften als jene für die Produktion in der Schweiz.

Tab. 5.16 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in Windkraftwerken.

Tab. 5.16 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Windkraftanlagen.

Physikalische und technische Potenziale	Umwandlung von Luftströmung (Wind) in elektrischen Strom; Typischerweise beginnt die Stromproduktion ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3.5-4 m/s
Physikalisches Potenzial	9.2*10 ⁹ GWh/a ¹ (BFE/BUWAL/ARE 2004b)
Integriertes Potenzial in der Schweiz	Nennleistung 5.35 MW; Stromproduktion 5.4 GWh/a (Ende 2003)
Technisch realistisch erschliessbares Potenzial in der Schweiz	<i>Szenario (BFE/BUWAL/ARE 2004a; BFE/BUWAL/ARE 2004b):</i> 1150 GWh/a aus Windparks (728 WKA an 96 Standorten) 2850 GWh/a aus Einzelanlagen (Referenz-WKA mit Nennleistung 1250 kW) <i>Szenario (Horbaty 2004):</i> 1470 GWh/a (Referenz-WKA mit Nennleistung 1750 kW) bis 1680 GWh/a (Referenz-WKA mit Nennleistung 2000 kW) <i>Für detailliertere Angaben vgl. Kap. 5.3.2</i>
Dargebot	Stark standortspezifisch; variiert zwischen ca.750 und 2000 Volllaststunden/a; gute Windbedingungen im Jurabogen und oberhalb von 800 m Seehöhe
Stand der Technik	Horizontalachsige Windturbinen mit 2 oder 3 Rotorblättern mit einer heute kommerziell angebotenen Nennleistung von 600 kW bis 3 MW (Onshore) bzw. bis zu 5 MW (Offshore); Rotordurchmesser Onshore: 40 m – 95 m Turmhöhe Onshore: 40 m – 120 m Rotordurchmesser Offshore: 80 m – 125 m Turmhöhe Offshore: 60 – 100 m
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 5.5 stark ortsabhängig
Technik	Horizontalachsige Windkraftanlage
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung
Wirkungsgrad (zeitliche Entwicklung)	20%-35% (annähernd konstant, ausgereifte Technologie)
Marktreife	Marktreif
Lebensdauer	20 Jahre (Teile 40 Jahre)
Kosten (zeitliche Entwicklung)	Derzeit CH: 12-20 Rp./kWh (Mt. Crosin 600-850 kW) 50-60 Rp./kWh (Grenchenberg 150 kW) bis max. 90 Rp./kWh (Kleinanlage) Zukunft CH² (2020): 12.9-14.3 Rp./kWh (2035): 12.0-13.8 Rp./kWh (2050): 11.6-13.8 Rp./kWh Derzeit DE: Onshore: 7.8-20.2 Rp./kWh Zukunft DE (2020): Onshore: 4.7-12.4 Rp./kWh Derzeit Europa: Onshore: 6.2-7.8 Rp./kWh (sehr gute Standorte) 9.3-12.4 Rp./kWh (durchschnittl. Standorte) Offshore: 7.8-18.6 Rp./kWh Zukunft Europa: Onshore: (2020): 3.8-10.4 Rp./kWh (2035): 3.5-9.0 Rp./kWh Offshore: (2020): 6.1-14.6 Rp./kWh Importkosten (2020): Gesamt 7.7-14.9 Rp./kWh

Periphere Investitionen	Netzanschluss: Onshore: 14% der Investitionskosten (Europa) 20% der Investitionskosten (CH) Offshore: 25% der Investitionskosten(Europa)
Planungskosten	Onshore: 2.5% der Investitionskosten (Europa) Offshore: 4% der Investitionskosten(Europa)
Planungsdauer	Bis 1 Jahr (ohne Einsprachen)
Typische Betriebskosten	Onshore: 2-5% der Anlagekosten Offshore: 5-7.5% der Anlagekosten
Lernkurven	Kostenreduktionspotenziale: bis 2010: 15% 2011-2025: 10% 2026-2050: 0% (Millais & Teske 2004)

¹ Entspricht der Energie der bewegten Luftmasse bis ca. 300 m über Boden über der gesamten Fläche der Schweiz.

² Diese Kosten werden wohl vorrangig an den 16 kantonalen/kommunalen und 12 „prioritären“ Windpark-Standorten erreichbar sein, welche ein Potenzial von ungefähr 316 GWh/a umfassen. Für die „übrigen“ Standorte dürfte diese Schätzung jedoch zu optimistisch sein. Gemäss (Horbaty 2004) liegen die durchschnittlichen Gestehungskosten im Jahr 2020 bei ca. 13 Rp./kWh, also etwa im gleichen Bereich, wenn man annimmt, dass nur Anlagen von 2000 kW Nennleistung gebaut werden, um das Potenzial von rund 1.7 TWh auszuschöpfen. Die Spannweite der Gestehungskosten reicht trotzdem von 8 Rp./kWh an den besten Standorten bis zu 20 Rp./kWh an den weniger geeigneten Standorten.

5.9 Abkürzungsverzeichnis

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
AWEA	American Wind Energy Association
BFE	Bundesamt für Energie
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
BWEA	British Wind Energy Association
CO ₂ -Äq.	Für die Charakterisierung des Treibhauspotenzials (Global Warming Potenzial, GWP) wird CO ₂ als Referenzwert benutzt (=1) und die anderen treibhausrelevanten Gase (z. B. Methan, Kohlenmonoxid, flüchtige organische Verbindungen, Stickoxide) werden nach wissenschaftlich hergeleiteten Umrechnungsfaktoren in CO ₂ -Äquivalente umgerechnet.
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
EWEA	European Wind Energy Association
GIS	Geographisches Informationssystem
GWh, MWh, kWh	Gigawatt-Stunden, Megawatt-Stunden, Kilowatt-Stunden: Masseinheit der produzierten oder verbrauchten Energie. 1 GWh = 1000 MWh = 1'000'000 kWh
IEA	International Energy Agency
kW, MW	Kilowatt, Megawatt: Masseinheit der Leistung. Bei Windkraftanlagen auch für die Angabe der Nennleistung gebräuchlich, das heisst für die Leistungsfähigkeit bei voller Auslastung des Generators.
LCA	Life Cycle Analysis (Lebenszyklusanalyse)
NO _x	Stickoxide
PM ₁₀	Partikel mit einem Durchmesser <10 µm
SO ₂	Schwefeldioxid
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
WKA	Windkraftanlage

5.10 Literaturverzeichnis

- Ancona & McVeigh 2001 Ancona D. and McVeigh J. (2001) Wind Turbine - Materials and Manufacturing Fact Sheet. Office of Industrial Technologies, US Department of Energy, Online-Version unter: http://www.oit.doe.gov/bestpractices/energymatters/emextra/pdfs/wind_materials.pdf.
- Anonymus 2003 Anonymus (2003) Windstrom aus Deutschland für die Schweiz. In: NZZ, Zürich.
- AVES 2003 AVES (2003) Das Bulletin 1/03. Aktion für vernünftige Energiepolitik Schweiz (AVES), Online-Version unter: http://www.aves.ch/download/bulletin_1_2003.pdf.
- AWEA 2000 AWEA (2000) Wind Energy Fact Sheet: Facts about Wind Energy and Noise. American Wind Energy Association (AWEA), Washington, D.C.
- AWEA 2004 AWEA (2004) Global Wind Energy Market Report. Updated March 2004. American Wind Energy Association (AWEA), Washington, D.C., Online-Version unter: <http://www.awea.org/pubs/documents/globalmarket2004.pdf>.
- Bächtold 2004 Bächtold D. (2004) Die Windenergie ist eine Erfolgsstory. Interview mit R. Horbaty, Geschäftsführer der Schweizerischen Vereinigung für Windenergie, Suisse Eole. In: Tages-Anzeiger, 30.4.2004, Zürich.
- BEE 2004 BEE (2004) Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020. Bundesverband Erneuerbare Energien, Berlin, Online-Version unter: <http://www.bee-ev.de/bee-homepage-neu/pdf/Arbeitsplaetze-Deutschland.pdf>.
- BEW 1995 Persönliche Mitteilung von BEW, BEW Prognosen, 5. März 1996
- BFE 1996 BFE (1996) Programm Wind; Windenergie - Potential und Nutzungsmöglichkeiten in der Schweiz. Bundesamt für Energie (BfE), Schweizerische Fachtagung, Olten, 29. November 1996.
- BFE 2002 BFE (2002) CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie. Ausgearbeitet durch Kessler S., Iten R. (Infras) & Hacker K. (Prognos). Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE/BUWAL/ARE 2003 BFE/BUWAL/ARE (2003) Konzept Windenergie Schweiz, Grundlagen für die Standortwahl von Windparks (Fassung für die Vernehmlassung). Bundesamt für Energie; Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft; Bundesamt für Raumentwicklung, Bern.
- BFE/BUWAL/ARE 2004a BFE/BUWAL/ARE (2004a) Konzept Windenergie Schweiz, Grundlagen für die Standortwahl von Windparks. Bundesamt für Energie; Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft; Bundesamt für Raumentwicklung, Bern.
- BFE/BUWAL/ARE 2004b BFE/BUWAL/ARE (2004b) Potenzial der Windenergienutzung in der Schweiz. Präsentationsmaterial vom 18.8.2004. Erhalten von R. Horbaty.
- Bolli 2004a Bolli T. (2004a) ABB lässt den Gütsch fallen. In: Tagesanzeiger, 30.3.2004, Zürich.
- Bolli 2004b Bolli T. (2004b) Das elegante Windkraftwerk im Gotthardgebiet wird wohl abgebaut. In: Tagesanzeiger, 24.3.2004, Zürich.
- Boxberger 2003 Boxberger M. (2003). Windenergie in Deutschland. Stand und Konsequenzen für die Stromnetze. Vortrag SVA/Bern, 17.2.2003. Online-Version unter: http://138.188.193.228/pdf/Boxberger_Bern.pdf

Burger & Bauer 2004	Burger B. and Bauer C. (2004) Windkraft. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch .
Buser 1999	Buser H. (1999) Windenergie in der Schweiz. Die Strategie insbesondere im Bereich Natur und Landschaft. In: DEWI Magazin Nr. 14.
Buser et al. 1996	Buser H., Kunz S. and Horbaty R. (1996) Windkraft und Landschaftsschutz. Schlussbericht. Bundesamt für Energie, Bern.
BWEA 1999	BWEA (1999) Prospects for offshore wind energy. A report written for the EU. British Wind Energy Association (BWEA), Online-Version unter: http://www.bwea.com/pdf/altreport.pdf .
CAN 1995	CAN (1995) In die Zukunft ohne Atomenergie, Ausstieg innert 10 Jahren - Gewinn für Umwelt und Arbeitsplätze. Coalition Anti Nucléaire (CAN), Zürich.
CA-OWEE 2001	CA-OWEE (2001) Offshore wind energy - ready to power a sustainable Europe, Final Report. Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe (CA-OWEE).
Czisch 2000	Czisch G. (2000) Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU-überschreitenden Nutzung von Wind- und Sonnenenergie. Inst. Für Solare Energieversorgungstechnik. (ISET), Kassel.
Czisch 2002	Czisch G. (2002) Vortrag zu Perspektiven der Windenergienutzung für die Schweiz, SES Vorstandstagung vom 13.3.02, Zürich.
Czisch & Giebel 2000	Czisch G. and Giebel G. (2000) A Comparison of intra- and extraeuropean options for an energy supply with wind power. In proceedings from: Wind Power for the 21st Century, EUWEC Special Topic Conference, 25.-27.9.2000, Kassel.
DEA-CADDET 2000	DEA-CADDET (2000) Electricity from offshore wind. A joint report of the Danish Energy Agency and the IEA CADDET Renewable Energy Technologies Programme, Harwell, UK.
DeCarolus & Keith 2001	DeCarolus J. F. and Keith D. W. (2001) The real cost of wind energy. In: Science, 294(5544), pp. 1000-1003.
DEWI 2002	DEWI (2002) Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland. Endfassung, Nr. SO-199. Deutsches Windenergie Institut GmbH (DEWI).
DLR/IFEU/WI 2004	DLR/IFEU/WI (2004) Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Langfassung. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Ausgeführt durch Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.
ecoinventCentre 2004	ecoinventCentre (2004) ecoinvent data v1.1. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Dübendorf, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch .
Edwin 2003	Edwin K. W. (2003) Langfassung: Wieviel Reservekraftwerke werden bei einem starken Ausbau von Wind- und Solaranlagen gebraucht?, Online-Version unter: http://www.energie-fakten.de/PDF/reserve-kw.pdf .
EGES 1987	EGES (1987) Expertengruppe Energieszenarien Dokument Nr. 25., Alpha Real et al., EDMZ. Expertengruppe für Energieszenarien (EGES).

Eicher & Kaufmann 1997	Persönliche Mitteilung von Eicher H. P. and Kaufmann U., Persönliche Einschätzungen der Entwicklung der regenerativen Energien in der Schweiz, März 1997
Elsässer 2003	Elsässer R. F. (2003) Kosten der Windenergienutzung in Deutschland. In proceedings from: Sitzung des Wirtschaftsbeirates der Union am 23.7.2002.
Energieforum 1995	Energieforum (1995) Energie-Nachrichten, Erneuerbare Energien - Möglichkeiten und Grenzen, Bern.
ENET-News 2002	ENET-News (2002) Windenergie - Es dreht sich um Standorte. In: ENET-News Juli 2002.
Erickson et al. 2001	Erickson W., Johnson G., Strickland D., Young D., Sernka K. and Good R. (2001) Avian Collissions with Wind Turbines: A Summar of Existing Studies and Comparison to other sources of Avian Collisoin Mortality in the United States. National Wind Coordinating Committee (NWCC), Washington, D.C., USA.
ESTIR 2002	ESTIR (2002) Working document wind energy technologies. Scientific and technological references, energy technology indicators, Online-Version unter: ftp://ftp.cordis.lu/pub/eesd/docs/indicators_115_wind.pdf .
EWEA 2003	EWEA (2003) Wind power targets for Europe: 75'000 MW by 2010. European Wind Energy Association (EWEA), Brüssel, Online-Version unter: http://www.ewea.org/documents/13190_policy%20briefing_4.pdf .
EWEA 2004a	EWEA (2004a) Wind Energy - The Facts. An analysis of wind energy in the EU-25. Volume I-V. European Wind Energy Association (EWEA); European Commission, Directorate-General for Energy, Brüssel.
EWEA 2004b	EWEA (2004b) Wind power installed in Europe by end of 2003. Bezogen von http://www.ewea.org/documents/europe_windata_jan20041.pdf (April 2004).
EWEA 2004c	EWEA (2004c) The European Wind Industry. Strategic Plan for Research& Development. First Report: Creating the Knowledge Foundation for a clean Energy ERA. The European Wind Energy Association (EWEA) - Renewable Energy House, Brüssel, Online-Version unter: http://www.ewea.org/documents/R&D_first_report_jan04.pdf .
EWEA 2004d	EWEA (2004d) Global wind power growth continues to strengthen. European Wind Energy Association (EWEA), Brüssel, Online-Version unter: http://www.ewea.org/documents/0310%20FINAL3%20%20Global%20Markets%20Release1.pdf .
Factor & econcept 2003	Factor and econcept (2003) Vision 2050: Nachhaltige Energieversorgung und Energienutzung in der Schweiz. Arbeitsgemeinschaft Factor Consulting + Management AG & econcept AG.
Gantner & Hischberg 1997	Gantner U. and Hischberg S. (1997) Entwicklung der Nutzung Regenerativer Energiequellen in der Schweiz. Beitrag zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Schweiz 50%.
Gantner et al. 2001	Gantner U., Jakob M. and Hirschberg S. (2001) Perspektiven der zukünftigen Strom- & Wärmeversorgung für die Schweiz. Ökologische und ökonomische Betrachtungen. PSI-Bericht Nr. 01-12. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
Garrad Hassan et al. 1995	Garrad Hassan, Germanischer Lloyd and Windtest (1995) Study of offshore wind energy in the EC. JOULE I (JOUR 0072).

-
- Gaude & Kunz 2003 Gaude E. and Kunz P. (2003). Windenergie: Erfahrungen im In- und Ausland (Zusammenfassung). Foliensammlung zur Vorlesung Regional- und Stadtökonomie: "Regionen und Städte im Wettbewerb". Online-Version unter: <http://www.unibas.ch/wwz/wipo/>
- Goldemberg 2000 Goldemberg J. (ed.) (2000) World energy assessment: energy and the challenge of sustainability. UNDP, New York.
- Grubb & Meyer 1993 Grubb M. J. and Meyer N. I. (1993) Wind energy: resources, systems, and regional strategies. In: Renewable energy. sources for fuels and electricity (ed. Johanneson T.B. K. H., Reddy A.K.N., Williams R.H.). Island Press, Washington D.C.
- Grud 2000 Grud P. (2000). State of the Art Offshore Wind Technology. Präsentation am Workshop Offshore-Windenergienutzung: Technik, Naturschutz, Planung. Wilhelmshafen, Online-Version unter: www.dewi.de/dewi/download/sonstiges/workshop/03.pdf
- Hacker 2002 Hacker K. (2002) Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom? Prognos; im Auftrag des BfE, Bern.
- Heuck & Dettmann 1999 Heuck K. and Dettmann K. D. (1999) Elektrische Energieversorgung. Vieweg Verlag, Braunschweig, Deutschland.
- Hoogwijk 2004 Hoogwijk M. M. (2004) On the global and regional potential of renewable energy sources. PhD Thesis. University of Utrecht, Utrecht.
- Horbaty 1996 Horbaty R. (1996) Entwurf einer Ideenskizze des Energie 2000 Beschleunigungsprogramms "Wind". ENCO Energie-Consulting, Liestal.
- Horbaty 1999 Horbaty R. (1999) Windenergienutzung in der Schweiz. ENCO Energie-Consulting, Liestal, Online-Version unter: <http://www.enco-gmbh.ch/nachhaltEnergie/Suisse%20Eole.pdf>.
- Horbaty 2002 Horbaty R. (2002) Wind - Überblicksbericht zum P+D-Programm 2002. ENCO Energie-Consulting, Liestal, Online-Version unter: <http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/forschung/jahresbericht2002/19.pdf>.
- Horbaty 2004 Persönliche Mitteilung von Horbaty R., Potenziale und Gestehungskosten 2004 und 2020 der Windenergienutzung in der Schweiz., Mai 2004
- IEA 2003 IEA (2003) Renewables for Power Generation. Status & Prospects. OECD/IEA, Paris.
- IG Windkraft 2003 IG Windkraft (2003) Website der Interessensgemeinschaft Windkraft. Bezogen von <http://www.igwindkraft.at/> (April 2004).
- Iten & Oettli 2003 Iten R. and Oettli B. (2003) Schlussbericht Phase 2. Begleitgruppe erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Entscheidungsgrundlagen zur Stärkung von E&E für Expertenkommission ELWO, Zürich.
- Jacobsen & Masters 2001 Jacobsen M. Z. and Masters G. M. (2001) The real cost of wind energy - response. In: Science, 294(5544), pp. 1000-1003.
- Johansson et al. 2004 Johansson T. B., McCormick K., Neij L. and Turkenburg W. (2004) The potentials of renewable energy. Thematic background paper 10. In proceedings from: International Conference for Renewable Energies, Bonn (Germany), 1-4 June 2004.
- Johansson & Turkenburg 2004 Johansson T. B. and Turkenburg W. (2004) Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview. In: Energy for Sustainable Development, 8(1), pp. 5-24.
-

-
- Kaltschmitt & Fishedick 1995 Kaltschmitt M. and Fishedick M. (1995) Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund. C.F. Müller Verlag, Heidelberg, Deutschland.
- Kaltschmitt et al. 2003 Kaltschmitt M., Wiese A. and Streicher W. (2003) Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 3. vollständig neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Springer Verlag, Berlin.
- Kessler & Iten 2002 Kessler S. and Iten R. (2002) CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie. Inputs zu forcierter Windenergienutzung. Infrac; Bundesamtes für Energie, Bern.
- Kriesi 1995 Kriesi R. (1995) Strategisches Management in der öffentlichen Verwaltung, am Beispiel eines Neukonzeptes für das Energie-Innovationsprogramm des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Universität Zürich, Zürich.
- Lako 2002 Lako P. (2002) Learning and diffusion for wind and solar power technologies. Monograph in the framework of the VLEEM project. ECN-C-02-001.
- Leutz et al. 2001 Leutz R., Ackermann T., Suzuki A., Akisawa A. and Kashiwagi T. (2001) Technical offshore wind energy potentials around the globe. In proceedings from: European Wind Energy Conference and Exhibition, Copenhagen (DK).
- Luther 2003 Luther M. (2003) European Aspects of Wind Energy Integration into Liberalised Markets. In proceedings from: Euro-CASE workshop: "Wind Energy - its Role in European Energy Supply", Düsseldorf, 14.11.2003, Online-Version unter: http://www.euro-case.org/Activities/wind_energy/Luther.pdf.
- Millais & Teske 2004 Millais C. and Teske S. (2004) Windstärke 12. Wie es zu schaffen ist, bis zum Jahr 2020 12% des weltweiten Elektrizitätsbedarfs durch Windenergie zu decken. EWEA & Greenpeace, Brüssel & Hamburg.
- Morthorst 2003 Morthorst P. E. (2003) Status and future perspectives. In proceedings from: Präsentation am Euro-CASE workshop: "Wind Energy - its Role in European Energy Supply", Düsseldorf, 14.11.2003, Online-Version unter: http://www.euro-case.org/Activities/wind_energy/Morthorst.pdf.
- Morthorst 2004 Morthorst P. E. (2004) The economics of wind power. International Association for Energy Economics Newsletter, Fourth Quarter 2004. Online-Version unter <http://www.iaee.org/documents/04fall.pdf>.
- Ott et al. 2004 Ott W., Baur M., Fritz W., Zimmer C., Feldmann J., Haubrich H. J., Dany G., Schmöller H. and Hartmann T. (2004) Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark. im Auftrag des BfE; Arbeitsgemeinschaft e c o n c e p t AG, CONSENTEC und das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) RWTH, Zürich & Aachen.
- Övermöhle & Lehmann 2003 Övermöhle K. and Lehmann K. P. (2003) Fascination offshore - Report 2003.
- Prognos 1994 Prognos (1994) Energieperspektiven 1990-2030 - Szenarien zur Entwicklung des Energiebedarfs und seiner Deckung. Prognos, Basel.
- Quaschnig et al. 1999 Quaschnig V., Blaschke C. and Hanitsch R. (1999) Einsatzmöglichkeiten der Photovoltaik für eine zukunftsfähige Elektrizitätsversorgung in Deutschland. In proceedings from: 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, Deutschland, 10.-13.3.1999.
- RAE 2004 RAE (2004) The costs of generating electricity. Royal Academy of Engineering (RAE), London, Online-Version unter: http://www.raeng.org.uk/news/temp/cost_generation_report.pdf.
- Rehfeldt et al. 2001 Rehfeldt K., Gerdes J. and Schreiber M. (2001) Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil I. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven.
-

Reichenbach et al. 2004	Reichenbach M., Steinborn H., Dietrich K., Schadeck U. and Widelberg K. (2004) Langzeituntersuchungen zum Thema "Windkraft und Vögel". 3. Zwischenbericht. Arbeitsgruppe für regionale Struktur- und Umweltforschung (ARSU GmbH) im Auftrag der MMJ GmbH, Oldenburg, Deutschland.
SATW 1999	SATW (1999) CH50% - Halving Switzerland's fossil fuel consumption. Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW), Online-Version unter: http://www.satw.ch/D/satw/organe/CH50en.pdf .
Schneller 2002	Schneller C. (2002). Windimport: Möglichkeiten und Grenzen des "deutschen Windwunders". Referat anlässlich der Medienkonferenz vom 22. Nov 2002, E.ON AG. 22.11.2002. Online-Version unter:
SGS 2002	SGS (2002) Neue SGS-Energiestudie 1996 bis 2070 - Marktwirtschaft im Schweizer Landschafts- und Gewässerschutz. Schweizerische Greina Stiftung, Zürich.
Soeker et al. 2000	Soeker H., Rehfeldt K., Santer F., Strack M. and Schreiber M. (2000) North Sea Offshore Wind - A Powerhouse for Europe. Technical Possibilities and Ecological Considerations. Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), im Auftrag von Greenpeace e.V., Hamburg.
Spreng et al. 2001	Spreng D., Wüstenhagen R. and Truffer B. (2001) Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Die Chancen des Ökostrommarktes. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, des Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessensgruppe Wasserkraft. CEPE und EAWAG, Zürich & Kastanienbaum.
Staiss 2003	Staiss F. (2003) Jahrbuch erneuerbare Energien 2002/2003. Radebeul, Bieberstein.
SuisseEole 2003a	SuisseEole (2003a) Jahresbericht 2002. Bezogen von http://www.wind-energie.ch/images/Jahresbericht_02_d_030506.pdf (April 2004).
SuisseEole 2003b	SuisseEole (2003b) Schweizer Windenergie 2004. Communiqué Suisse Eole. Suisse Eole, Basel, Online-Version unter: http://www.wind-energie.ch/images/1150/SEOMMPerspektive04.doc .
SuisseEole 2004a	SuisseEole (2004a) Die Schweizer Windenergiestandorte. Bezogen von http://www.wind-energie.ch/power-sitessuisse-d.htm (April 2004).
SuisseEole 2004b	SuisseEole (2004b) Turbine auf dem Gütsch: Abbau, aber kein Abbruch. Bezogen von http://www.wind-energie.ch/images/1140/CH/InfoGutsch.pdf (July 2004).
van Wijk & Coelingh 1993	van Wijk A. J. M. and Coelingh J. P. (1993) Wind potential in the OECD countries. University of Utrecht, Utrecht.
Vollenweider 2002	Vollenweider S. (2002) Technik, Kosten und Markt der Windenergienutzung in der Schweiz am Beispiel des Windkraftwerks Mont-Crosin, Online-Version unter: http://www.elettricità.ch/new/eventi/presentazioni/05-06-02_pdf/Vollenweider_deu.pdf .
Voss 2003	Voss J. (2003) Windenergie - Entwicklungen, Erwartungen und energiewirtschaftliche Einordnung. VDE/VDI - Arbeitskreis Gesellschaft und Technik, Stuttgart.
VSE 1995	VSE (1995) Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030. Eine Diskussions- und Entscheidungsgrundlage der Kommission für energiewirtschaftliche Fragen. Verband Schweizerischer Energieversorger (VSE).

Watson 2000	Watson G. (2000) Structure and Foundations Design of Offshore Wind Installations.
WindEnergy Studie 2004	WindEnergy Studie (2004) Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2008, 2012 und 2030. Studie im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH, durchgeführt von DEWI (Deutsches Windenergie-Institut GmbH).
Windpower 2002	Windpower (2002) Website der dänischen Windenergie-Vereinigung. Bezogen von www.windpower.org (Juni 2002).
Windpower 2003	Windpower (2003) Website der dänischen Windenergie-Vereinigung. Bezogen von www.windpower.org (Juli 2003).
Wokaun 1999	Wokaun A. (1999) Erneuerbare Energien. Teubner Studienbücher Chemie, Stuttgart & Leipzig.
World Energy Council 1994	World Energy Council (1994) New renewable energy resources: a guide to the future. Kogan Page Limited, London.
WSH 2004	WSH (2004) Offshore wind energy, Online-Version unter: http://home.wxs.nl/~windsh/offshore.html .

6 Stromerzeugungspotenzial von Biomasse in der Schweiz

6.1 Einleitung

Im 19. Jahrhundert war Biomasse die Hauptenergiequelle der gesamten Erde. Holz, Torf und Stroh wurden in Europa zum Kochen und Heizen verwendet. Auf Grund der relativ geringen Energiedichte wurde Biomasse im zwanzigsten Jahrhundert zuerst durch Kohle und später durch Öl und Gas substituiert. Fossile Energieträger haben allerdings auf lange Sicht entscheidende Nachteile. Sie sind nur in beschränktem Umfang verfügbar und emittieren bei der Verbrennung sowohl Treibhausgase als auch Verbrennungsschadstoffe.

Biomasse ist einer der Energieträger, die einen reibungsfreieren Übergang weg vom fossilen Zeitalter bieten. Durch eine effiziente energetische Nutzung im Bereich der Stromerzeugung eröffnet Biomasse der Schweiz die Möglichkeit, weiterhin weitgehend unabhängig von Kohle, Öl und Gas zu bleiben und zudem die Treibhausgas- und Schadstoffemissionen gering zu halten. Mit einem ökologischen Biomassepotenzial von 122 PJ im Jahr 2040 kann die heutige Nutzung um das 2.5 bis 3-fache gesteigert werden (BFE 2004). Zudem stellt die energetische Nutzung von Biomasse einen weitgehend geschlossenen CO₂ Kreislauf dar. Der Grund liegt hauptsächlich darin, dass Biomasse während des Pflanzenwachstums so viel CO₂ aus der Luft aufnimmt, wie bei der Verbrennung abgegeben wird. Somit kann Biomasse als CO₂ neutral betrachtet werden.

Biomasse eignet sich im Gegensatz zu anderen Formen erneuerbarer Energie zur Bereitstellung von Treibstoffen und es kann davon ausgegangen werden, dass langfristig Treibstoffe und chemische Grundstoffe wichtige Produkte aus Biomasse sein werden. Die Produktion von Strom aus Biomasse steht in Konkurrenz zur Produktion von Treibstoffen einerseits und Heizwärme aus Holz andererseits. Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschliesslich Optionen zur Gewinnung von Strom aus Biomasse aufgezeigt. Dabei stehen zwei Technologieszenarien im Vordergrund. Zum einen wird eine Verwertung von Biomasse zur reinen Stromerzeugung betrachtet. Dieses Szenario konzentriert sich auf die Effizienzsteigerung bei der Stromerzeugung und resultiert im Bau von Grossanlagen. Zum anderen wird eine Verwertung von Biomasse in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) betrachtet. Dieses Szenario tendiert zu dezentralen Kleinanlagen mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad. In Bezug auf Biomasse werden zwei Arten von Biomasse unterschieden, der traditionelle Holzbrennstoff und nasse Biomasse.

Das Spektrum der Nutzungspfade von der Biomasse bis zu Strom und Wärme als Produkte ist vielfältig und eine vollständige Beschreibung aller Pfade ist sehr aufwändig. Wir haben im vorliegenden Kapitel versucht, technologische Trends in der Verstromung von biogenen Brennstoffen aufzuzeigen und darzustellen. Eine verlässliche Prognose über die zu erwartende Entwicklung der Kapazitäten und Kosten der Stromproduktion aus Biomasse war uns mit den zur Verfügung stehenden Mitteln und Zeit leider nicht möglich.

6.1.1 Definition

Biomasse im Sinne dieser Studie sind pflanzliche und tierische Stoffe, die energetisch genutzt werden können. Die Potenzialstudie des BFE (BFE 2004) unterscheidet Biomassesortimente gemäss ihrer Herkunft. Diese Sortimente sind in Fig. 6.4 und Fig. 6.5 ausgewiesen. Im Folgenden sind wir von einer Technologie-orientierten vereinfachenden Klassifikation in holzartige trockene Biomassen einerseits (Verbrennung, Vergasung) und nasse Biomassesortimente (Vergärung, hydrothermale Umwandlung) ausgegangen. Holzartige Sortimente: Waldholz, Feldgehölze, Hecken, Obstbau, Altholz, Restholz, feste Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten; nasse Biomasse: Schlämme, tierische Exkremente, Ernterückstände, Gras, etc.. Damit ist der grösste Teil der in der Schweiz relevanten Biomassesortimente erfasst. Nicht relevant für die Stromerzeugung sind Energiepflanzen, welche direkt zu Treibstoffen verarbeitet werden, wie z.B. Rapsöl oder zucker- und stärkehaltige

Produkte zur Ethanolherstellung. Energiepflanzen haben in der Schweiz generell eine wenig bedeutsame Rolle.

6.1.2 Schweizer Stromversorgung und Trends für die Biomasseverstromung

Im Jahr 2002 wurde Biogas zur Stromerzeugung in WKK Anlagen in grösseren Mengen eingesetzt. Insgesamt summiert sich die Stromproduktion aus Biogas in der Schweiz auf 153 GWh (dabei stammen 110 GWh aus Abwasserreinigungsanlagen, 14.5 GWh aus Biogasanlagen und 28.5 GWh aus Deponiegasanlagen) und die Wärmeproduktion auf 1061 TJ (BFE 2003). Auch der Anteil an biogenen Stoffen bei der Müllverbrennung ist hoch. Im Jahr 2003 wurden insgesamt 2598 TJ Strom durch Mitverbrennung biogener Materialien in Müllverbrennungsanlagen erzeugt (BFE 2003). Dabei wird davon ausgegangen, dass der biogene Anteil im Hausmüll ca. 50% ausmacht. Die inländische Gewinnung von Brennholz hat sich zwischen 1970 und 2000 von 10'100 TJ auf 20'040 TJ fast verdoppelt (GEST 2000). Der Zuwachs wurde vorwiegend für die Bereitstellung von Wärme verwendet.

Seit Anfang der 1990er Jahre ist die dezentrale Stromerzeugung auf Holzbasis vermehrt in der Diskussion. Die reine Verstromung ohne Wärmenutzung stand bisher in der Schweiz nicht zur Diskussion. Verschiedene WKK Projekte auf Holzbasis wurden in der Zwischenzeit realisiert. Die elektrische Leistung dieser Anlagen liegt im Bereich von 0.3 bis 1 MW_{el}. Die Anlagen werden mit naturbelassenem Holz oder Altholz betrieben. Bei diesen Anlagen, wie auch bei den KVA, kommt zur Stromerzeugung hauptsächlich die Dampfturbine zum Einsatz. In jüngster Zeit kommen anstelle von Wasser auch organische Arbeitsfluide (ORC) im Dampfprozess zum Einsatz. Dampfprozesse mit Wasser als Arbeitsfluid haben einen hohen technischen Entwicklungsstand erreicht. Die grössten Dampfturbinenanlagen werden zur Kohleverstromung und in Kernkraftwerken eingesetzt. Im 1 GW_{th} Massstab werden elektrische Wirkungsgrade von 46% erreicht. Im Vergleich dazu erreichen die verhältnismässig kleinen holzbefeuerten WKK-Anlagen aus thermodynamischen Gründen elektrische Wirkungsgrade im Bereich von 10 bis 15%. Diese WKK-Anlagen sind damit vorwiegend Wärmeproduktionsanlagen. Um den elektrischen Wirkungsgrad wesentlich zu steigern und die Stromgestehungskosten zu senken, müssen deutlich grössere Anlagen gebaut oder neue Technologien eingesetzt werden.

In der Schweiz ist die Umsetzung von grossen Dampfeiszkraftwerken u.a. mit der Schwierigkeit verbunden, dass die Standorte für grosse Anlagen limitiert sind. Das bisher weltweit grösste realisierte Dampfeiszkraftwerk auf Holzbasis ist in Schweden in Betrieb. Die Brennstoffleistung beträgt 150 MW_{th} und ein elektrischer Wirkungsgrad von bis zu 29% wird erreicht. Moderne KVAs haben eine vergleichbare Brennstoffleistung. Eine hohe Wärmenutzung bei den KVAs wird in der Schweiz jedoch nur von Städten wie z.B. von Basel erreicht, die über ein gut ausgebautes Wärmenetz verfügen. Ohne Wärmenutzung sind holzbefeuerte Dampfprozesse in der Regel nicht wirtschaftlich betreibbar.

Mit der Zielsetzung der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades und der Senkung der Stromgestehungskosten haben in den letzten 10 Jahren verschiedene Firmen im In- und Ausland versucht, neue WKK-Systeme auf Holzbasis zu entwickeln. In der Schweiz standen Systeme mit einer Leistung unter 500 kW_{el}, im europäischen Ausland Anlagen zwischen 500 und 2000 kW_{el} im Vordergrund. Bei diesen WKK Technologien kommt die Technik der Holzvergasung zum Einsatz. Das gereinigte Holzgas wird über einen Gasmotor verstromt. Der elektrische Wirkungsgrad solcher Systeme liegt im Bereich von 25%. Gemessen an den eingesetzten Mitteln, ist der erreichte technologische Stand beachtlich. Mit einer Reihe von Pilotanlagen wurden in den letzten Jahren wichtige Betriebserfahrungen gesammelt. Diese Erfahrungen werden in Neuanlagen einfließen und werden zu weiteren Kostenreduktionen führen. Entscheidend ist, dass weitere Anlagen gebaut werden können. Im Gegensatz zur Schweiz wurde im Ausland die reine Verstromung von Biomasse technologisch vorangetrieben. Die Verstromung über Gasturbinen bzw. Kombikraftwerke steht dabei im Vordergrund mit elektrischen Leistungen über 10 MW. Dazu wurden Pilot- und Demonstrationsanlagen gebaut.

Abschliessend kann zur Ausgangslage folgendes gesagt werden: Die nationale und internationale Technologieentwicklung der letzten 10 Jahre zur Verstromung von Holz ist beachtlich und ermutigend. Grosse Unsicherheiten bestehen bei den Marktchancen für Strom aus Holz und holzartigen Biomassen. Die eingesetzten F&E sowie P&D-Mittel waren für die gesteckten Ziele vielfach nicht angemessen. Für die Technologieentwicklung ist die nationale Energie-, Umwelt- und Industriepolitik entscheidend. Heute verfügen diejenigen Länder über die notwendigen Technologien, in welchen frühzeitig entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen wurden. Beispiele dafür sind Österreich, Finnland oder Dänemark.

6.2 Technologiebeschreibung

Die für die Stromerzeugung im Vordergrund stehenden Biomassesortimente sind Holz oder holzähnliche Stoffe („trockene Biomasse“) oder nasse Biomasse (Schlämme, Pflanzenmaterial mit hohem Wassergehalt, wässrige Lösungen von biogenem Material). Für diese beiden Biomassesortimente wird von einer unterschiedlichen Technologieentwicklung ausgegangen, was die primäre Umwandlung und deren Integration in einen Stromerzeugungsprozess betrifft. Nicht berücksichtigt in dieser Studie werden alternative Szenarios der Biomassenutzung, wie z.B. die reine Wärmeproduktion (Holzfeuerungen) oder die Produktion von Treibstoffen aus Holz oder aus speziell angebauten Energiepflanzen. Das bedeutet, dass die Studie keine Aussagen macht über den Anteil des gesamten Biomassepotenzials, der beispielsweise in die Produktion von Treibstoffen, Chemikalien oder Wärme (ohne Strom) geht. Die klassischen Technologien zur Verstromung von Biomasse sind

- a) die Verbrennung von Holz und holzähnlichen Stoffen in einer Rostfeuerung, kombiniert mit einem Dampfprozess, und
- b) die anaerobe Vergärung von Biomasse (meist Abfällen) zu Biogas und dessen Verstromung in Gasmotoren.

Im Hinblick auf hohe energetische Wertschöpfung und geringere spezifische Investitionskosten laufen die Technologie-Entwicklungen generell in Richtung höherer Wirkungsgrade, sowohl für die reine Stromerzeugung, als auch für die gekoppelte Wärmeproduktion (WKK). Wie bei thermischen Anlagen zur Verstromung von fossilen Brennstoffen sind die realisierbaren Wirkungsgrade und spezifischen Investitionskosten abhängig von der Grösse der Anlagen. Thermische Verluste sind grösser, je kleiner die Anlage. Ein wesentlicher Unterschied zwischen Biomasse-Anlagen und fossilen Kraftwerken bzw. WKK-Anlagen liegt in der Logistik. Die ökonomisch und ökologisch noch vertretbaren Transportdistanzen für Biomasse sind umgekehrt proportional zum spezifischen Heizwert der Biomassen. Entsprechend erwarten wir grössere Kraftwerke im Bereich von bsi zu 100 MW_{el} nur mit Holz als Brennstoff, während für Stoffe mit geringer Energiedichte, wie z.B. Gülle, die realisierbaren Anlagengrössen auf ein paar MW beschränkt bleiben werden.

Die Realisierung grosser Anlagen ist andererseits auch beschränkt für WKK-Anlagen. Der Markt für grosse WKK-Anlagen ist im Wesentlichen begrenzt durch die Verfügbarkeit geeigneter grosser Wärmebezugsstandorte. Eine substanzielle Erhöhung der Biomassenutzung über WKK-Anlagen mit optimaler Nutzungseffizienz bedingt, dass die Anlagen den Bedürfnissen des (dezentralen) Wärmemarktes angepasst werden können. Somit sind Technologieentwicklungen stark von der Marktentwicklung abhängig, bzw. mögliche Marktentwicklungen bedingen unterschiedliche Technologieentwicklungen.

Für diese Studie werden für zukünftige Technologieentwicklungen zwei Szenarien für die Entwicklung des Marktes betrachtet.

- a) Klimaschutz, CO₂-Vermeidung und damit höchstmögliche Gesamtwirkungsgrade stehen im Vordergrund. Stromerzeugung mit maximierter Primärenergienutzung (WKK-Szenario): Die Biomassenutzung wird unter dem Gesichtspunkt der optimalen Primärenergienutzung gefördert. Wärmenutzung ist von zentraler Bedeutung und die Stromerzeugung findet bevorzugt in WKK-Anlagen statt.

- b) Substitution und neue Stromerzeugungskapazität stehen im Vordergrund (Stromknappheit): Maximierte Stromerzeugung (Strom-Szenario): Die verfügbare Biomasse wird mit möglichst hohem Wirkungsgrad und möglichst tiefen Kosten verstromt.

Für die Technologieentwicklung wird davon ausgegangen, dass je nach dem Typ der Biomasse für die Stromerzeugung unterschiedliche Technologien für die primäre Umwandlung der Biomasse in einen für die Stromerzeugung einsetzbaren Brennstoff zum Einsatz kommen.

6.2.1 Marktentwicklung und Technologieentwicklung

Fig. 6.1 verdeutlicht die erwartete Entwicklung von Verstromungstechnologien aus Holzbrennstoffen. Die Marktentwicklung (blaue Pfeile) stellt die angenommenen Bedürfnisse des Markts bezogen auf den Wirkungsgrad der Stromerzeugung und die Anlagenkapazität dar. Unterschieden wird dabei die Marktentwicklung von WKK Anlagen und Anlagen zur reinen Stromerzeugung. Unabhängig vom Anlagentyp erwarten wir eine Entwicklung zu höheren elektrischen Wirkungsgraden. Im WKK-Szenario wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung der Technologien im Wesentlichen durch den Wärmemarkt bestimmt wird. Da der Wärmebedarf von Gebäuden ab- und der Strombedarf zunimmt, wird eine Entwicklung zu höheren elektrischen Wirkungsgraden einerseits, und zu geringeren Wärmeleistungen bzw. tendenziell eher kleineren Anlagen angenommen. Für das Strom-Szenario wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung zu grösseren Kraftwerken hin verläuft. Im Stromszenario wird auch davon ausgegangen, dass der hohe Strombedarf zum Bau von Gaskraftwerken in der Schweiz führen wird. Eine kombinierte Verbrennung von Biomasse in fossil beheizten Kraftwerken ist eine mögliche Entwicklung. Diesen erwarteten Marktentwicklungen bzw. diesen Bedürfnissen des Markts wurden in einem zweiten Schritt dann wahrscheinliche Technologieentwicklungen (schwarze Kästen) zugeordnet.

Fig. 6.2 verdeutlicht die zukünftige Technologieentwicklung für die Verstromung von nasser Biomasse. Es wird von grundsätzlich ähnlicher Marktentwicklung für die beiden Szenarien ausgegangen, allerdings sind die erwarteten Anlagen kleiner und damit generell das WKK-Szenario wahrscheinlicher. Dies vor allem wegen der aufwändigeren Logistik und der schlechteren Lagerfähigkeit der nassen Biomasse. Analog zu Fig. 6.1 erwarten wir einen Trend zu höheren Wirkungsgraden. Von der Grösse der Anlagen her werden sich für diese Anlagen wohl kaum unterschiedliche Technologien für reine Stromerzeugungsanlagen und WKK-Anlagen entwickeln. Einspeisung des aus nasser Biomasse produzierten Gases in grosse und effizient zu betreibende GuD-Kraftwerke ist eine Option.

Wir gehen davon aus, dass im Bereich der nassen Biomasse neue Technologien entwickelt werden, welche eine vollständige Mineralisierung des nassen Materials erlauben und somit eine höhere Energieausbeute erwarten lassen als die klassische anaerobe Vergärung, welche jeweils nur einen Teil der Biomasse zu Biogas umsetzt.

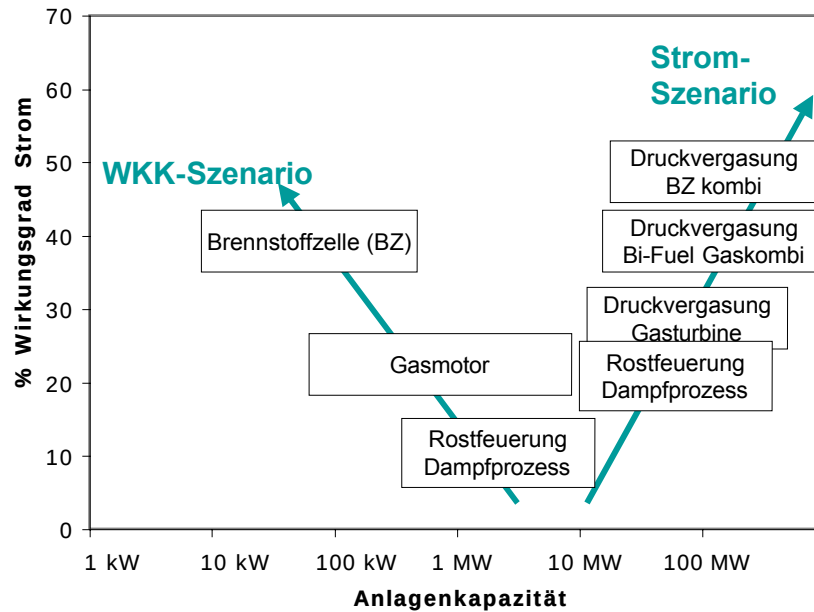


Fig. 6.1 Zukünftige Technologieentwicklung zur Verstromung von Holz. Bi-Fuel Gaskombi-Technik: Koppelung von Druckvergaser mit konventionellem Gaskombi-Kraftwerk.

Stand der Technik heute sind Dampfprozesse, mit oder ohne Wärmeauskoppelung. Es ist zu erwarten, dass sich in Zukunft Prozesse auf der Basis von Vergasung wegen ihrer potenziell höheren Wirkungsgrade durchsetzen werden. Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) entwickelt sich tendenziell zu kleineren Anlagen mit verbessertem elektrischem Wirkungsgrad. Druckvergasung ist Voraussetzung für Gasturbinenprozesse und kommt bei größeren Anlagen zum Tragen. Wirkungsgradverbesserungen von konventionellen Stromerzeugungsmaschinen im Strom-Szenario setzen größere Anlagenkapazitäten voraus.

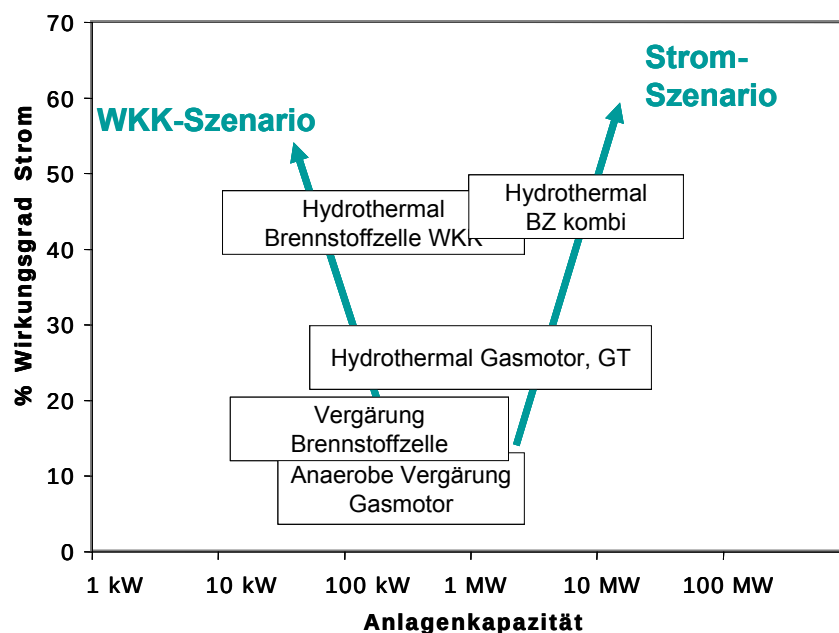


Fig. 6.2 Zukünftige Technologieentwicklung zur Verstromung von nasser Biomasse.

Stand der Technik ist die anaerobe Vergärung von dafür geeigneten Substraten. Wirkungsgradverbesserungen werden erwartet durch den Einsatz von Vergasungsverfahren in überkritischem Wasser (hydrothermale Vergasung). Das Produkt der hydrothermalen Vergasung ist ein Gemisch aus Methan und CO₂ und kann wie Biogas in fortgeschrittenen Stromerzeugungsanlagen umgesetzt werden.

6.2.2 Derzeitige Technologien

Heute sind verschiedene Technologien vorhanden, die eine Verstromung von Biomasse ermöglichen. Im Auftrag vom BFE wurden in den letzten Jahren verschiedene Studien zur Verstromung von Biomasse und Holz durchgeführt. Die Veröffentlichungen von (Nussbaumer 1997) und (Nussbaumer 2001) sind eine gute Zusammenstellung für eingeführte und zukünftige Holzverstromungsverfahren. In Tab. 6.1 sind die heute am Markt eingeführten bzw. demonstrierten WKK- und Stromproduktionsverfahren zusammenstellt. Die Verfahren werden unterteilt in Verfahren, die entweder trockene, holzartige Biomasse (Holz) oder nasse Biomasse verwerten können. Die Verbrennung von Hausmüll in KVA stellt heute die wichtigste Quelle von Strom aus Biomasse dar. Es wird davon ausgegangen, dass ca. 50% des brennbaren Anteils im Hausmüll biogen ist und somit als Biomasse gerechnet werden kann.

Tab. 6.1 **Eingeführte und demonstrierte Biomasse-Technologien.**

	Trockene Biomasse (Holz, etc.)	Nasse Biomasse
WKK	Rostfeuerung mit Dampfprozess (inkl. KVA) Vergasung mit Gasmotor	Anaerobe Vergärung (Biogas, Klärgas, Deponiegas, Kompogas mit Gasmotor)
Reine Stromproduktion	Rostfeuerung mit Dampfprozess (inkl. KVA) Vergasung mit Gas- und Dampfturbine	Anaerobe Vergärung (Biogas, Klärgas, Deponiegas, Kompogas) mit Gasmotor

6.2.3 Zukünftige Technologien

Trockene Biomasse (Holz)

Das technische Entwicklungspotenzial bei der Verstromung von trockenen Biomassen wie Holz ist erheblich. Die Entwicklung von Technologien für die Verstromung von Biomasse ist eng mit der Entwicklung der Technologie für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen gekoppelt (Gas, Öl, Kohle). Insbesondere für die eigentlichen Stromerzeugungstechnologien (Gasmotor, Gas- oder Dampfturbine, Brennstoffzelle) ist die Verstromung fossiler Brennstoffe die treibende Kraft der Entwicklung (und wird es auf absehbare Zeit bleiben). Die Vergasungstechnik wird mit grossem Aufwand für die Kohlevergasung weiterentwickelt. Obwohl Kohlevergasungstechnologie nicht 1:1 auf Biomasse umgesetzt werden kann, bestehen bedeutende Synergien. Zentral für die Weiterentwicklung der Stromerzeugung aus Holz ist die Entwicklung von Vergasungsverfahren im grossen Leistungsbereich (Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser) und im kleinen Leistungsbereich (Festbettvergaser). Druckvergaser sind Voraussetzung für den Einsatz von Gasturbinentechnologie. In den letzten 10 Jahren wurde international die Technologieentwicklung zur Verstromung von Biomasse vorangetrieben. Demonstrationsanlagen mit fortgeschrittenen, und auf den Brennstoff Holz optimierten Technologien, wurden realisiert (z.B. das indirekte Vergasungsverfahren in Güssing, Österreich, oder die Druckvergasung, gekoppelt mit Gasturbine, in Värnamo, Schweden). In Zukunft ist damit zu rechnen, dass einige neue Technologien auf dem Markt erscheinen werden, bzw. dass die demonstrierten Technologien auf dem Markt eingeführt werden. Wirtschaftlich interessante Optionen ergeben sich in Bifuel Systemen, in welchen Biomasse als erneuerbarer Zusatzbrennstoff in einem fossil gefeuerten Kraftwerk mitverbrannt wird. Neben der bereits existierenden Mitverbrennung in Kohlekraftwerken sind solche Bifuel-Varianten auch mit modernen Gas-Kombikraftwerken denkbar (Einspeisung von biogenem Gas in den Prozess und Verstromung mit hohem Wirkungsgrad). Bifuel-

Varianten erlauben, die Vorteile grosser, mit Biomasse allein kaum realisierbarer Anlagen, bezüglich Wirkungsgrad und Kosten auszunutzen (wahrscheinliche Entwicklung im Strom-Szenario).

Tab. 6.2 Zukünftige Biomasse-Technologien mit Schätzung über den Zeitpunkt der Technologieverfügbarkeit.

	Holzbrennstoff		Nasse Biomasse	
	Technologie	Datum	Technologie	Datum
WKK	Gasmotor-Kombi	2008	Hydrothermal Gasmotor Hydrothermal Brennstoffzelle	2020 2030
	Brennstoffzelle	2012		
	Brennstoffzelle-Hybrid	2015		
Reine Stromproduktion	Bi-Fuel Gas-GuD	2010	Hydrothermal Bi-Fuel Gas GuD	2020
	BZ-Hybrid mit 20 MW _{el}	2020	Hydrothermal GT	2020

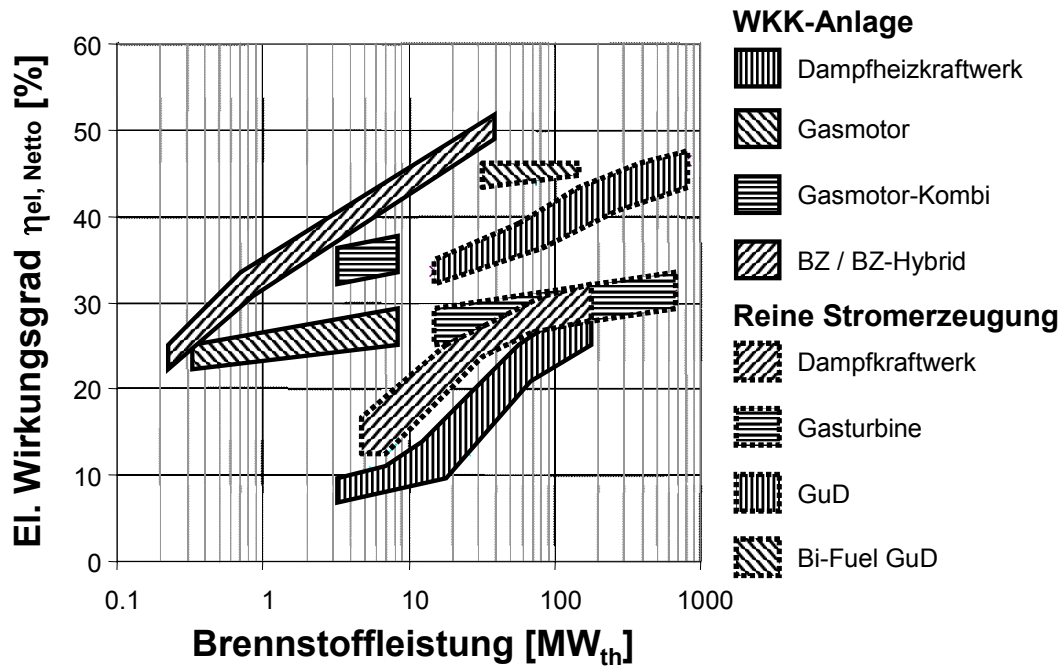


Fig. 6.3 Zusammenfassende Darstellung heutiger und in Zukunft erwarteter elektrischer Wirkungsgrade von mit trockener Biomasse (Holz) gefeuerten Stromerzeugungsanlagen. Die Wirkungsgradangaben stammen aus eigenen Berechnungen und verschiedenen Veröffentlichungen: (Bolhär-Nordenkamp 2004), (BMU 2004), (Dornburg 2001), (Fichtner 2002), (Solantausta 2000), (Veringa 2003).

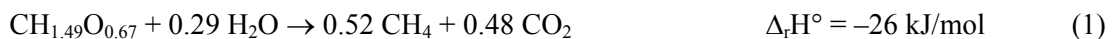
In Fig. 6.3 sind die Wirkungsgradbereiche der Verfahren zur Produktion von Strom aus holzartiger Biomasse zusammengefasst. Die schraffierten Bereiche geben den Streubereich der aus verschiedenen Veröffentlichungen ermittelten Daten. Zweierlei lässt sich unschwer aus der Figur ableiten: Der Wirkungsgrad der Verstromung ist eine Funktion der Anlagengrösse, wobei dies besonders deutlich bei den am breitesten eingeführten Dampfprozessen zum Ausdruck kommt.

Nasse Biomasse

Bei der nassen Biomasse zeichnet sich ein qualitativer Sprung in der Entwicklung ab. Biomasse kann in Wasser in der Nähe des kritischen Punkts verflüssigt und, je nach Betriebsbedingungen zu Methan

oder Wasserstoff vergast werden. Diese Technologie (Hydrothermale Vergasung) ist noch in der Anfangsphase der Entwicklung. Eine Pilotanlage ist in Deutschland realisiert worden. Falls die Technik erfolgreich entwickelt und am Markt eingeführt werden kann, ergibt sich ein erhebliches Potenzial, die heutige anaerobe Vergärung durch ein effizienteres Verfahren zu ersetzen bzw. zu ergänzen. Da das Gas aus einer hydrothermalen Vergasung bei hohem Druck anfällt, sind Prozesse denkbar, die Druckentspannung des Produktgases in einer Turbine ausnutzen.

„Hydrothermal“ bezeichnet ein wässriges System unter Druck und erhöhter Temperatur, typischerweise in der Nähe oder sogar über dem kritischen Punkt von Wasser (374°C, 22.1 MPa). Nahekritisches und überkritisches Wasser bilden ein interessantes Reaktionsmedium, um chemische Reaktionen durchzuführen. Insbesondere eignet sich dieses Medium für die Hydrolyse und die Reformierung von Biomasse zu flüssigen und gasförmigen Produkten. Da der Übergang eines flüssigen Systems unter Druck ins Überkritische keinen echten Phasenübergang darstellt, muss keine Verdampfungsenthalpie aufgewendet werden, im Gegensatz zu Gasphasenprozessen (z.B. atmosphärische Vergasung nasser Biomasse). Daher haben hydrothermale Prozesse das Potenzial für hohe thermische Wirkungsgrade. Die „Traumreaktion“ für die Umwandlung von Biomasse zu Methan kann beispielhaft für Holz (waf^a) mit folgender Stöchiometrie beschrieben werden:



Die theoretisch maximale Methanausbeute beträgt gemäss Reaktion (1) 0.34 kg CH₄/kg Holz(waf). Dieser Wert ergibt als theoretisch maximal möglichen Wirkungsgrad 94% (Heizwert des Methans bezogen auf den Heizwert des Holzes). Gelingt es, diese Reaktion in einem Prozessschritt durchzuführen, kann auch ein hoher praktischer Wirkungsgrad erwartet werden, da Reaktion (1) leicht exotherm ist. Eine von uns durchgeführte Systemanalyse für einen kommerziellen Prozess ergab einen erzielbaren Wirkungsgrad im Bereich von 70-80% für Holz (Vogel & Hildebrand 2002).

Neben diesen neuen Entwicklungen sind Weiterentwicklungen der klassischen Vergasungstechnik zu erwarten.

6.3 Potenzial

Die Biomasse-Potenziale wurden für die Studie aus dem Bericht „Potenzial zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ übernommen (BFE 2004). Dieser Bericht wurde im Rahmen eines Forschungsprogramms des Bundesamts für Energie erarbeitet und ist für eine weitergehende Betrachtungsweise empfohlen. Nachstehend die kurze Zusammenfassung der übernommenen Potenzialschätzungen.

Das Biomassenpotenzial kann in ein theoretisches und ein ökologisches Potenzial eingeteilt werden. Das theoretische Potenzial bezieht sich auf gewachsene Biomasse, auf kulturfähige Landfläche und auf in der Volkswirtschaft anfallende Stoffe aus der Sekundärproduktion. Dieses Potenzial kann auch als physikalisches Potenzial betrachtet werden. Das ökologische oder auch technische Potenzial, wird je nach Biomassekategorie als ökologisches Nettoproduktionspotenzial bzw. als Anteil der Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung ohne stoffliche Verwertung verstanden.

6.3.1 Theoretisches Potenzial

Fig. 6.4 stellt das theoretische Biomassenpotenzial im Jahr 2001 dar. Basierend auf dem Anfall an Biomasse in der Volkswirtschaft und unter Berücksichtigung des zugrunde liegenden Energieinhalts des jeweiligen Biomassegutes wurde der Brennwert des theoretischen Potenzials der Biomasse auf rund 331 PJ geschätzt. Die gesamte Nutzung von Biomasse betrug hingegen nur 38 PJ.

^a wasser- und aschefrei

Die zukünftige Potenzialschätzung geht davon aus, dass, obwohl das theoretische Potenzial bis zum Jahr 2040 konstant bleibt, der Anteil von Holz, Feldgehölz, Hecken und Obstbau mit ca. 2000 ha pro Jahr ansteigt. Dies resultiert in einer Steigerung von Holz, Feldgehölz, Hecken und Obstbau ausgehend von 96 PJ im Jahr 2001 zu 100 PJ im Jahr 2025 und zu 103 PJ im Jahr 2040. Diese Steigerung ist hauptsächlich auf eine rückläufige landwirtschaftliche Bewirtschaftung zurückzuführen. Zudem wird angenommen, dass sich die Waldfläche schwergewichtig zulasten der alpwirtschaftlichen Nutzflächen ausdehnt.

Grundsätzlich sind auch Szenarien vorstellbar, in denen auf landwirtschaftlichen Flächen produzierten nachwachsenden Rohstoffen eine grössere Rolle zukommt. Allerdings ist zu erwarten, dass der Schwerpunkt bei einer verstärkten landwirtschaftlichen Produktion von Energiepflanzen auf die Produktion von Treibstoffen gelegt würde. Aus diesem Grund gehen wir mit (BFE 2004) davon aus, dass für die Stromproduktion diese Sortimente kaum von Bedeutung sind.

6.3.2 Ökologisches Potenzial

Das ökologische Potenzial (ÖP) (Fig. 6.5) kann basierend auf dem theoretischen Potenzial und einem ökologisch nachhaltigen Nutzungsgrad abgeschätzt werden. Für das Jahr 2001 berechnet sich das ökologische Potenzial zu insgesamt 122 PJ, wobei Holz, Feldgehölz, Hecken und Obstbau mit 46 PJ den grössten Anteil beisteuern.

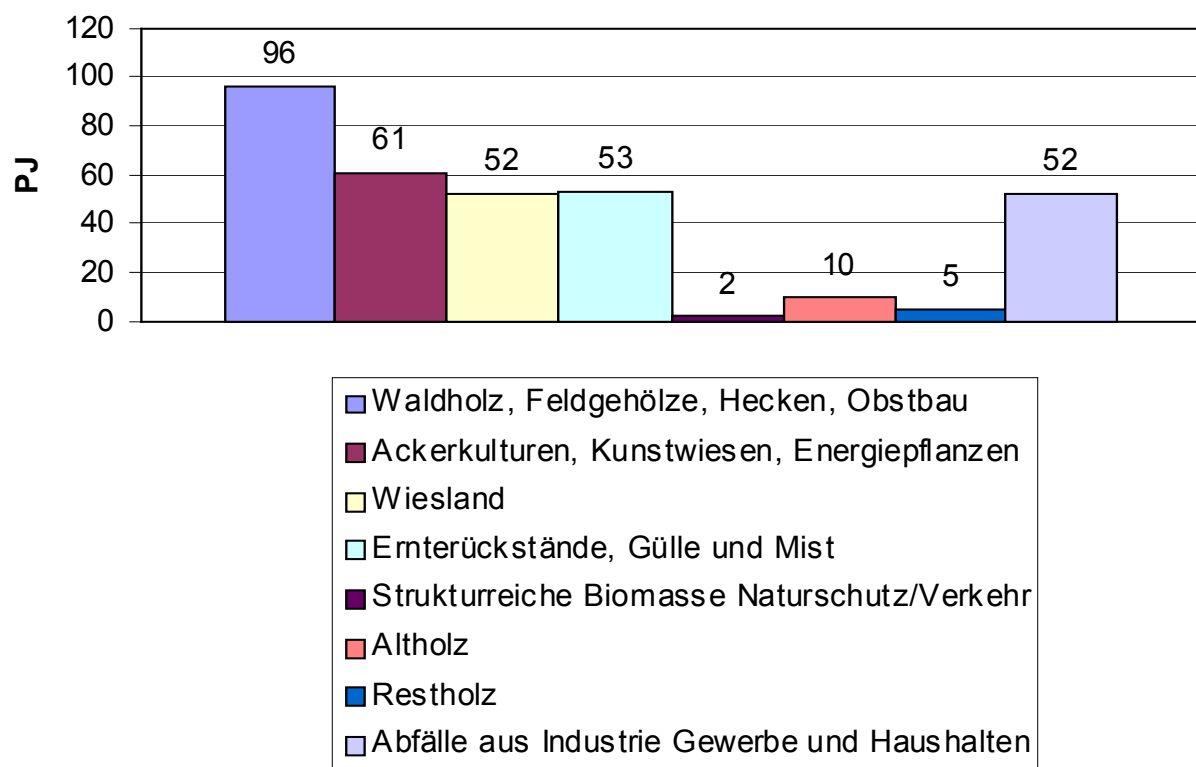


Fig. 6.4 Theoretisches Biomassenpotenzial 2001.

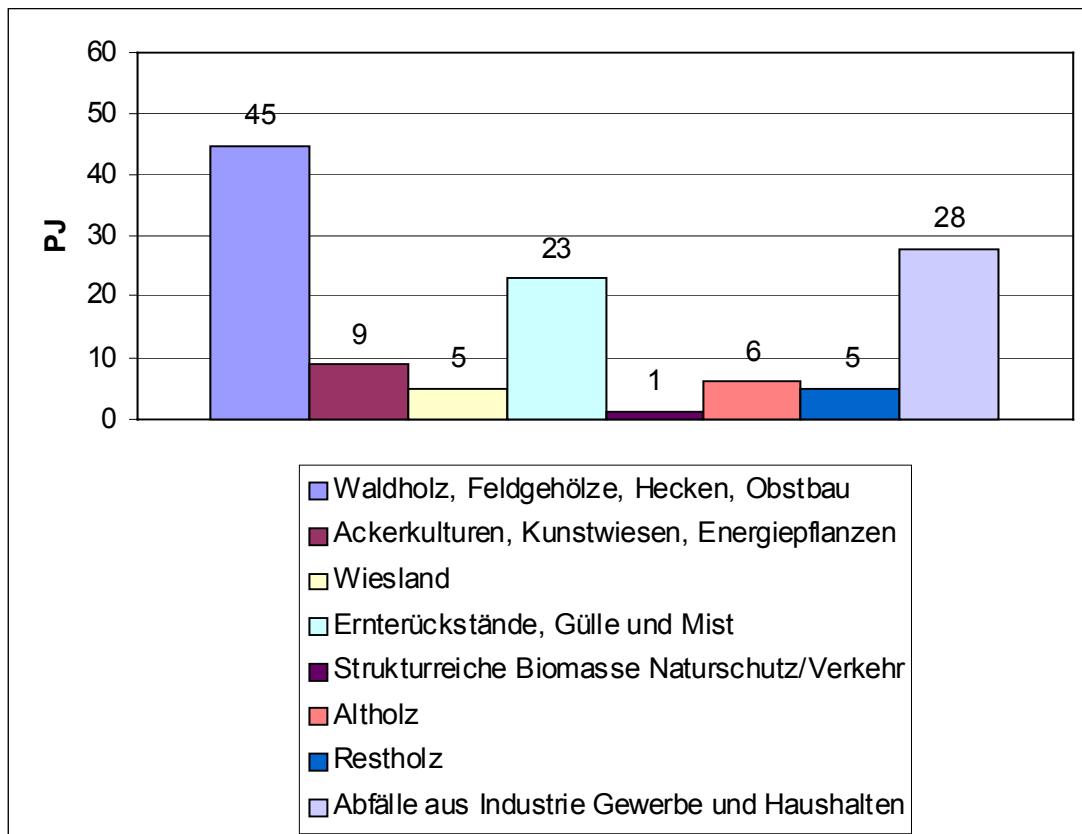


Fig. 6.5 Ökologisches und genutztes Biomassenpotenzial 2001.

Um Aussagen über die zukünftige Entwicklung des ökologischen Potenzials zu machen, müssen im Wesentlichen Annahmen über Zuwachs oder Abnahme der Anbaufläche bzw. Zunahme oder Abnahme der Abfallmenge und über die Entwicklung des potenziellen ökologisch nachhaltigen Nutzungsgrades unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte getroffen werden. Aus diesem Grund wurden zwei Schätzungen über das zukünftige Potenzial vorgenommen, eine konservative und eine optimistische. Die konservative Schätzung ergibt ein Potenzial von ca. 83 PJ im Jahr 2025 und von ca. 98 PJ im Jahr 2040. Hingegen ergibt die optimistische Schätzung einen Wert von ca. 108 PJ im Jahr 2025 und von ca. 120 im Jahr 2040. Zusammenfassend ergibt dies eine potenzielle Nutzungssteigerung im Jahr 2040 um das 2.5 bis 3-fache im Vergleich zur heutigen Nutzung. Obwohl die Schätzungen für das ökologische Potenzial im Jahr 2025 etwas unterhalb den Schätzungen für 2040 liegen, sind insgesamt grosse Steigerungsraten der Nutzung möglich.

Ordnet man die angegebenen ökologischen Potenziale auf in die zwei Technologie-Kategorien „nasse Biomasse“ und „trockene Biomasse“ auf, dann ergeben sich Potenziale von 60-70 PJ/a für trockene Sortimente, welche über die Verbrennung bzw. Vergasung verstromt werden können und 50-60 PJ/a für nasse Sortimente, für welche über die Vergärung bzw. hydrothermale Vergasung genutzt werden können.

6.4 Kosten

Die Kosten für die reine Stromproduktion aus Biomasse sind im Wesentlichen durch den erzielbaren Wirkungsgrad, die spezifischen Investitionskosten und die Brennstoffkosten bestimmt. Bei WKK-Anlagen ist zusätzlich der Wärmepreis von grosser Bedeutung. Abfallstoffe haben in der Regel einen negativen Preis, bzw. erzielen eine Entsorgungsgebühr, erfordern aber entsprechend höheren Aufwand für die umweltgerechte Nutzung; „einfache“ biogene Brennstoffe, wie naturbelassenes Holz andererseits haben einen Preis, welcher durch die Erntekosten und den Marktwert des Brennstoffs

bestimmt ist. Zu den Brennstoffkosten kommen noch Bereitstellungskosten dazu (Transport, Vorbehandlung), welche regional sehr stark variieren können, und bei grösseren Anlagen von Bedeutung sein können.

6.4.1 Kosten ausgeführter Anlagen

Trockene Biomasse (Holz)

Die Kosten für die Konversionstechnologien lassen sich aus einer Analyse realisierter Anlagen ermitteln, bzw. für zukünftige Technologien durch eine Prozessmodellierung mit Annahmen über die Kosten standardisierter Anlagenkomponenten abschätzen. In der deutschen Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ werden Kosten für Strom aus Biomasse und deren zukünftige Entwicklung abgeschätzt (BMU 2004). Der Streubereich der berechneten Gestehungskosten ist sehr gross, z.B. zwischen 1.8 und 18.8 EUR-Ct./kWh für Dampfturbinen-Heizkraftwerke mit Rostfeuerung, je nach Anlagengrösse, erzielbarer Gutschrift für Wärmenutzung, und Brennstoffpreisen. Wir verzichten in der Folge aus diesen Gründen auf die Angabe von Stromgestehungskosten für Holzgefeuerte Kraftwerke, führen aber dafür eine Beispielrechnung durch.

Als Beispiel wurde für eine WKK-Anlage auf der Basis Holzvergasung/Gasmotor die resultierenden Stromgestehungskosten gerechnet, in Abhängigkeit der Brennstoffkosten (Holzpreis), der jährlichen Betriebszeit der Anlage, der für die Wärme erzielbaren Vergütung und der Investitionskosten. In Fig. 6.6 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Die zu Grunde liegenden Parameter sind in Tab. 6.5 zusammengefasst. Die ermittelten Stromgestehungskosten variieren je nach den zu Grunde gelegten Parameterkombinationen zwischen 0 Rp/kWh und mehr als 40 Rp/kWh, je nach den gegebenen Randbedingungen. Die Berechnungen für den Fall 0 Rp/kWh_{Wärme} entsprechen ökonomisch der reinen Stromproduktion. Die angenommenen Variationsbereiche bezüglich Investitionskosten, Betriebsstunden, Vergütung für die produzierte Wärme und die Holzpreise decken die Bandbreite ab, die von verschiedenen Experten diskutiert werden.

Realistischerweise ist in der Schweiz der Holzpreis bei 2 bis 3 Rp/kWh, der Wärmepreis ab Anlage bei 4 Rp/kWh und der Strompreis bei 15 Rp/kWh. Wie aus Fig. 6.6 abzulesen ist, ist bei diesen Rahmenbedingungen kein wirtschaftlicher Betrieb möglich, selbst bei 6000 Betriebsstunden pro Jahr. Bei 4000 Betriebsstunden pro Jahr und einer Halbierung der Investitionskosten wird knapp ein wirtschaftlicher Betrieb nicht erreicht (siehe Fig. 6.6). Nur bei 6000 Betriebsstunden pro Jahr und einer Halbierung der Investitionskosten wird ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht. Vergütungen für den Biostrom von 25 Rp/kWh, wie sie z.B. in Österreich üblich sind, anstelle der 15 Rp/kWh, wie in der Schweiz üblich, verändern die wirtschaftlichen Randbedingungen deutlich. So kann bereits mit heutiger Technologie bei 6000 Betriebsstunden ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden.

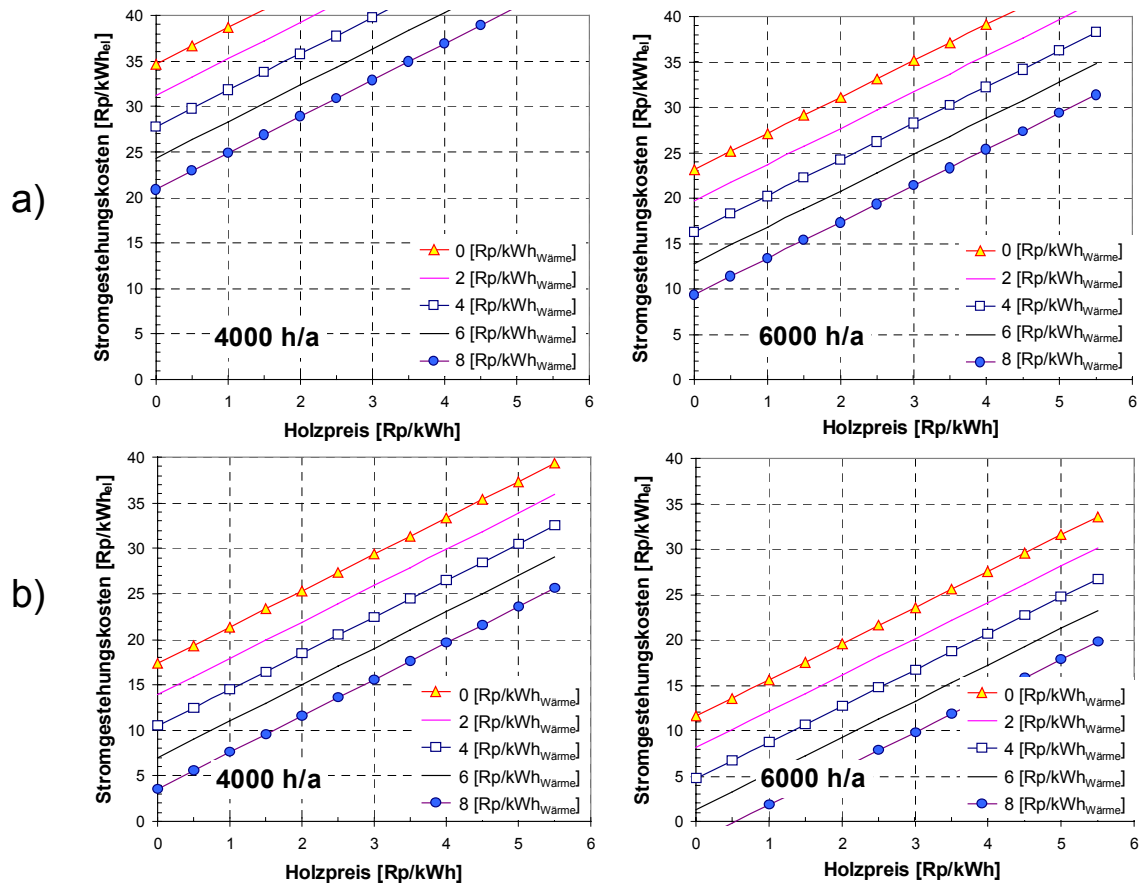


Fig. 6.6 Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Holzpreis, der Jahresbetriebszeit der Anlage und der erzielbare Wärmeabnahmepreis. Als weiterer Parameter wurden die Investitionskosten variiert (a: 100%, b: 50%). Eine Kostenreduktion um 50% wird von verschiedenen Autoren für neue Technologien erwartet.

Tab. 6.3 Parameterannahmen für die Beispielrechnung „Holzvergasung/Gasmotor“. Ausgeführte Anlage „first-of-its-kind“ aus (Bolhar-Nordenkamp 2004).

		Basis-Fall	Variationen
Brennstoffleistung	[MW _{th}]	2.00	
Strom	[MW _{el}]	0.50	
Wärmeleistung	[MW _{th}]	0.86	
Wirkungsgrade			
Strom	[%]	25	
Wärme	[%]	43	
Summe	[%]	68	
Investition			
spezifische Investitionen	[CHF/kW _{el, Nutz}]	9375	4688
Gesamtinvestition	[MCHF]	4.69	2.34
Wirtschaftliche Lebensdauer	[a]	15	
Zinssatz	[%]	6	
Annuität	[%]	10.3	
Betriebsstunden			
Stromproduktion	[h/a]	4000	6000
Wärmeproduktion	[h/a]	4000	6000
Unterhaltskosten % der Investition	[%]	3.0	
Lohnkosten in % der Investition	[%]	1.5	

Die spezifischen Investitionskosten für Kraftwerke und WKK-Anlagen auf der Basis von Holz als Brennstoff sind u.a. eine Funktion der Anlagengrösse (siehe Fig. 6.7). Der Streubereich der verfügbaren Investitionskosten für eine bestimmte Technologie ist vielfach sehr gross. Unterschiede um einen Faktor 2 sind nicht ungewöhnlich. Der grosse Streubereich kommt u.a. daher, dass vielfach nicht klar ist, welche Kosten in der Investitionsrechnung enthalten sind, Kosten von realisierten Anlagen mit geplanten Anlagen verglichen werden und Kostenangaben für Erstanlagen mit Kostenangaben für die entsprechend reife Technologien vermischt werden. Unabhängig von diesen Unsicherheiten und der Technologie kann die „economy of scale“ mit dem Exponent 0.7 angenähert werden. Zusammen mit der umgekehrten Abhängigkeit des erzielbaren elektrischen Wirkungsgrads von der Anlagenleistung (siehe Fig. 6.3) ergeben sich deutliche Vorteile für den Bau von Grossanlagen, d.h. Anlagen mit installierter Leistung von mehreren MW_{th}. Die Unterschiede in den spezifischen Investitionskosten zwischen Dampfprozessen und Vergasungsprozessen sind geringer als der Streubereich. Dies spricht insgesamt für die Anlagen mit Vergasung, die mit höheren elektrischen Wirkungsgraden betrieben werden können.

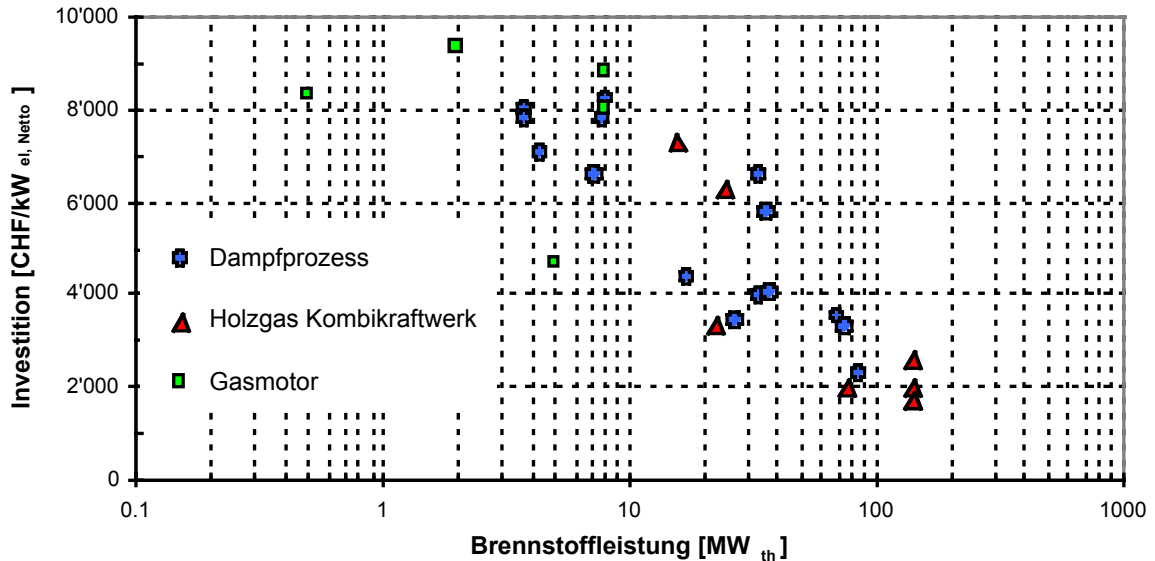


Fig. 6.7 Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten verschiedener Technologien zur Stromerzeugung aus Holz von der elektrischen Anlagenkapazität, zusammengezogen aus verschiedenen Quellen (Bolhar-Nordenkamp 2004, BMU 2004, PSI 2004). Die spezifischen Investitionskosten hängen deutlich von der Anlagenkapazität ab.

Nasse Biomasse

Ähnlich schwierig gestaltet sich die Aufgabe, sich einen Überblick über die Kosten von Stromerzeugungsanlagen zu verschaffen, welche auf Biogas aus unterschiedlichen Vergärungsanlagen basieren. Reine Gülle-Vergärungsanlagen mit Gasmotoren führen zu Stromgestehungskosten von 50 Rp/kWh (BFE 2004). Angesichts dieser hohen Kosten ist die Bedeutung der Vergärung von Hofdünger gering. Die gleiche Studie kommt zum Schluss, dass die Co-Vergärung von Gülle mit anderen Substraten zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führt, vor allem wenn für die zu verwertenden Biomasse-Abfälle Entsorgungsgebühren bezahlt werden.

Weitere Kostendaten für die Stromproduktion aus der Vergärung von landwirtschaftlicher Abfallbiomasse wurden in (BMU 2004) zusammengetragen. Für die dort zu Grunde gelegten Anlagen liegen die Kosten zwischen 16 EUR-Ct./kWh (25 kW_{el}) und 7.5 EUR-Ct./kWh (500 kW_{el}). Die Diskrepanz zu den weiter oben zitierten Kosten von 50 Rp/kWh für eine Biogasanlage von 100 kW_e sind erklärbar mit den unterschiedlichen Annahmen zur jährlichen Nutzungsdauer von 7000h im Falle der BMU-Studie und 1500h im Falle der BFE-Studie.

6.4.2 Erwartete Kostenentwicklung

Die Entwicklung der Technologien zu höheren Wirkungsgraden folgt eng der Entwicklung der Technologien für die Nutzung fossiler Brennstoffe. Dies gilt in besonderem Masse für diejenigen Teile der Technologien, welche sich für fossile und biogene Brennstoffe nur wenig oder gar nicht unterscheiden: Verbrennungsmaschinen, Dampfturbinen, Kessel, Generatoren, Brennstoffzellen etc. In (BMU 2004) wird von einem Reduktionspotenzial für die Investitionskosten der Konversionstechnologien bis zum Jahr 2050 von 10% (Dampf-Prozess) bis 50% (Holzgas-Kraftwerk, bzw. Holzgas-WKK) ausgegangen. Die Unterschiede reflektieren den unterschiedlichen Grad technischer Reife. Wir teilen die in dieser Studie gemachten Annahmen für die klassischen Energiekonversionsverfahren. Eine Abschätzung des Kostenreduktionspotenzials neuer Prozesse, wie z.B. von Brennstoffzellensystemen, ist aus heutiger Sicht noch sehr unsicher. Stationäre Brennstoffzellen-

systeme werden heute zu noch nicht konkurrenzfähigen Preisen auf einem Testmarkt angeboten. Wann die Kostenziele von 400 USD/kW_{el} für stationäre Brennstoffzellensysteme erreicht werden (DOE-Zielsetzung), ist heute noch schwierig abzuschätzen. Wenn sich Brennstoffzellen auf dem Markt für fossil befeuerte WKK behaupten, dann sind wirtschaftlich interessante Anwendungen im Bereich Biomasse zu erwarten.

Die Kosten von Biogasanlagen sind stark beeinflusst durch die langen Verweilzeiten im Vergärungsreaktor und die damit zusammenhängenden grossen spezifischen Anlagenvolumina. Für die Kostenentwicklung von Biogasanlagen wird von geringem Kostenreduktionspotenzial ausgegangen (BMU 2004).

Die hydrothermale Vergasung hat das Potenzial, wesentlich höhere Gesamtwirkungsgrade für die Umsetzung von nasser Biomasse zu Methan und CO₂. Das liegt vor allem daran, dass die Technik die Biomasse vollständig umsetzt, was automatisch zu besseren Energieausbeuten für ein gegebenes Substrat führt. Klassische Vergärungsverfahren setzen je nach Substrat um die 30% des Heizwerts der eingesetzten Biomasse in Methan um. Für die Verstromung resultiert dabei ein Wirkungsgrad von 10%. Die hydrothermale Vergasung lässt demgegenüber einen elektrischen Gesamtwirkungsgrad von bis gegen 30% erwarten. Für die hydrothermalen Verfahren werden teure Hochdruckreaktoren, -pumpen, -leitungen und -armaturen benötigt. Dafür lassen sich solche Anlagen wegen der viel höheren Umsätze kompakt bauen. Ob sich die hydrothermale Vergasung als interessante Alternative zu der klassischen Vergärung durchsetzen wird, ist aus heutiger Sicht nicht vorauszusagen. Die Forschung dazu steht noch im Anfang und es sind ein paar grundsätzliche technologische Fragestellungen zu lösen. Auf Grund einer Prozesssimulation der hydrothermalen Vergasung von Gülle wurde beispielhaft für eine Anlage von 2 MW_{th} eine Kostenrechnung durchgeführt, welche zu den nachstehenden Ergebnissen kommt. Für die Abschätzung der Anlagenkosten wurde auf existierenden Kostendaten aus der Nassoxidation in überkritischem Wasser (SCWO) zurückgegriffen. Die Produktionskosten sind für Stromerzeugung ohne Gutschrift für Wärme.

Tab. 6.4 Kostenschätzung für hydrothermale Vergasung von Gülle im Massstab 2 MW.

Gesamtwirkungsgrad	%	69
Elektrischer Wirkungsgrad	%	27
Thermischer Wirkungsgrad	%	42
Biomasseinput	MW _{Input}	2
Investitionskosten	CHF/kW _{Input}	2000
Betriebskosten fix	CHF/kW _{el} , Nutz/a	200
Betriebsstunden	h/a	6000
Technische Lebensdauer	a	15
Produktionskosten	Rp/kWh	25

Eine deutliche Kostensenkung für die Stromproduktion durch hydrothermale Vergasung ist durch folgende Massnahmen zu erwarten:

- Erhöhung der Betriebsstunden auf min. 7000 h/a.
- Reduktion der Unterhalts- und Lohnkosten
- Einsatz billigerer Katalysatoren
- Bau grösserer Anlagen, was jedoch für Gülle in der Schweiz aus logistischen Gründen als kaum machbar erscheint. Für grössere Anlagen kommen insbesondere Klärschlamm sowie andere organische Abfallschlämme (Papierschlämme) in Frage.
- Kopplung der hydrothermalen Vergasung mit einer Gasturbine (für grosse Anlagen)

Neben der Stromproduktion erlaubt die hydrothermale Vergasung die vollständige Rückgewinnung der Nährsalze in konzentrierter Form. Zudem entsteht kein Restschlamm und folglich keine Deponiekosten. Ein wesentlicher Vorteil der hydrothermalen Vergasung ist die grosse Feedflexibilität für sowohl nasse als auch trockene Biomasse.

6.5 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

Biomasse ist eine Ressource mit limitiertem Potenzial. Der Umgang mit dieser Ressource muss nachhaltig sein, d.h. die Biomasseproduktion muss so erfolgen, dass sie nicht ihre eigenen Produktionsgrundlagen (Boden) irreversibel schädigt. Umweltprobleme, die durch Biomasse-Übernutzung entstanden sind (grossflächige Rodungen, Bodenerosion) sind aus der Geschichte hinreichend bekannt.

Bei der Nutzung von Biomasse ist der grösste Vorteil die weitgehende CO₂-Neutralität. Da während des Pflanzenwachstums die gleiche Menge an CO₂, welche später bei der Verbrennung emittiert wird, der Umgebungsluft entnommen wird, stammen die Netto-CO₂-Emissionen ausschliesslich aus indirekten Quellen der vollständigen Energiekette wie beispielsweise der Holzgewinnung und sind im Allgemeinen im Vergleich zur Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern gering.

6.5.1 Derzeitige Technologien

Trockene Biomasse

Die Motivation für die Nutzung von Holz oder holzähnlichen Stoffen ist die grundsätzliche CO₂-Neutralität unter der Voraussetzung nachhaltiger Nutzung (s.o.). Problematisch bei der Verbrennung von naturbelassenem Holz sind vor allem die NO_x- und Partikelemissionen. Im Unterschied zur Verbrennung fossiler Energieträger resultieren die NO_x-Emissionen bei Holz zu einem grossen Teil aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff. Diese Emissionen lassen sich durch eine Beeinflussung der Verbrennungsbedingungen wie die Trennung in Primär- und Sekundärluftzufuhr in der Praxis nur schwer verringern. Die wirkungsvollste Massnahme stellt die Installation einer DeNO_x-Anlage dar. Dies ist aber oft aus ökonomischen Gründen nicht praktikabel, insbesondere im Fall von Anlagen mit relativ geringer Leistung. Die Partikelemissionen hängen ebenfalls in hohem Mass von den Brennstoffeigenschaften ab. Im Allgemeinen sind die Partikelemissionen aus Holzfeuerungen, die lediglich mit einem Zyklon ausgerüstet sind, höher als jene aus modernen, mit fossilen Brennstoffen betriebenen Grosskraftwerken, da diese mit hoch wirksamer Filtertechnologie ausgestattet sind. Bei der Nutzung von Stroh oder anderen halmgutartigen Brennstoffen sind die Emissionen noch grösser. Dieses Problem liesse sich auch beim Brennstoff Holz durch den Einbau von Partikelfiltern lösen, dagegen sprechen derzeit jedoch wieder ökonomische Aspekte.

In Tab. 1.5 sind ausgewählte Ergebnisse einer Lebenszyklusanalyse der Stromerzeugung in WKK-Anlagen, welche mit naturbelassenen Holzschnitzeln betrieben werden, dargestellt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Anlagen hauptsächlich zur Wärmebereitstellung installiert sind und der elektrische Wirkungsgrad sehr klein ist. Dies hat vor allem Auswirkungen auf den Allokationsschlüssel, d.h. welcher Teil der gesamten Emissionen dem Strom und welcher Teil der Wärme zugeschrieben wird. Die Ergebnisse der Analyse stammen aus (Bauer 2003) und gelten für schweizerische Verhältnisse sowie für die Allokation nach Exergiegehalt. Um konkrete Zahlen für mit Holz betriebene Anlagen, die vorrangig oder ausschliesslich zur Stromproduktion dienen, zu erhalten, sind weitere Studien nötig.

Tab. 6.5 Charakteristika beispielhafter mit naturbelassenen Holzschnitzeln betriebener WKK-Anlagen und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung, Allokation nach Exergie (Bauer 2003).

Anlage		ORC Multi-Zyklon	ORC Gewebefilter DeNO _x	H ₂ O-Kreislauf Multi-Zyklon	H ₂ O-Kreislauf Gewebefilter DeNO _x
Thermische Leistung	kW	1440	1440	6400	6400
Elektrische Leistung	kW	335	306	400	386
Holzverbrauch	t _{atro} /a	2231	2231	3227	3227
Jährliche Wärmeproduktion	MJ/a	3.24*10 ⁷	3.24*10 ⁷	4.68*10 ⁷	4.68*10 ⁷
Jährliche Stromproduktion	kWh/a	3.72*10 ⁵	3.40*10 ⁵	1.40*10 ⁶	1.35*10 ⁶
Thermischer Jahreswirkungsgrad	%	76.8	76.8	76.7	76.7
Elektrischer Jahreswirkungsgrad	%	2.92	3.20	8.28	7.92
Treibhausgase	kg (CO ₂ -Äq.)/kWh	0.164	0.295	0.089	0.152
SO ₂	kg/kWh	1.8*10 ⁻⁴	1.9*10 ⁻⁴	9.1*10 ⁻⁵	9.3*10 ⁻⁵
NO _x	kg/kWh	2.5*10 ⁻³	1.5*10 ⁻³	1.1*10 ⁻³	6.7*10 ⁻⁴
PM ₁₀ (Partikel <10µm)	kg/kWh	2.2*10 ⁻³	3.1*10 ⁻⁴	5.1*10 ⁻⁴	9.8*10 ⁻⁵

Nasse Biomasse

Hier werden beispielhaft für die Nutzung nasser Biomasse die Umweltauswirkungen der Verstromung von Biogas diskutiert. Die folgenden Ergebnisse stammen aus (BMU 2004, siehe auch weitere Details). Darin wird eine Ökobilanz für eine durchschnittliche moderne Biogasanlage, welche Strom aus fermentierter Gülle in einem Motor-BHKW erzeugt, dokumentiert. Die Sachbilanz berücksichtigt die Umweltauswirkungen der gesamten Biogas-Energiekette abzüglich der vermiedenen Umweltwirkungen der reinen Güllelagerung. Ausgewählte Resultate sind in Tab. 6.5 dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die Bilanzen von Einzelanlagen individuell stark von den präsentierten Ergebnissen unterscheiden können. Da für die vorliegenden Ergebnisse keine Allokation durchgeführt wurde, ist es schwierig, einen Vergleich mit den Resultaten für die WKK-Anlagen in Tab. 6. durchzuführen. Eine Möglichkeit wäre, die Wärme der Biogasanlage als Nebenprodukt anzusehen und sämtliche Umweltauswirkungen dem Strom anzurechnen.

Tab. 6.5 Ausgewählte Sachbilanzergebnisse der Ökobilanz für Strom aus Biogas nach (BMU 2004).

		Biogasanlage (ohne Allokation)
Produkt		1 kWh _{el} + 0.39 kWh _{th}
Emissionen	Einheit	
CO ₂	kg	0.011
CH ₄	kg	-19.8*10 ⁻⁶
N ₂ O	kg	-7.4*10 ⁻⁴
SO ₂	kg	3.7*10 ⁻⁴
NO _x	kg	5.8*10 ⁻⁴
Partikel*	kg	3.8*10 ⁻⁵

* keine Größenangabe

In (BMU 2004) werden die bewerteten Sachbilanzergebnisse auch noch mit den Umweltauswirkungen des deutschen Strommix des Jahres 2010 verglichen. Dabei ergibt sich kein eindeutiges Bild. Während die Biogasanlage in den Wirkungskategorien Verbrauch nicht erneuerbarer Ressourcen,

Treibhauseffekt sowie Sommersmog deutliche Vorteile aufweist, schneidet sie bei Versauerung und Eutrophierung deutlich schlechter ab.

Auch in (Edelmann et al. 2001) wurde eine Ökobilanz der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion aus der Vergärung landwirtschaftlicher Abfallbiomasse – Rinder- und Schweinegülle sowie Co-substrate – erstellt. Die Ergebnisse dieser Studie werden jedoch nicht in Form von einzelnen Schadstoffemissionen dargestellt, sondern nur als LCIA-Resultate (Life Cycle Impact Assessment). Somit ist hier ein Vergleich mit (BMU 2004) nicht ohne weiteres möglich. In (Edelmann et al. 2001) wird jedoch auch auf die kritischen Faktoren der Biogasverwertung hinsichtlich ökologischer Qualität dieser Art der Stromerzeugung hingewiesen. Als besonders problematisch erweisen sich die im Vergleich zur reinen Lagerung und Ausbringung der Gülle höheren Ammoniakemissionen, aber auch Methan- und Lachgasemissionen. Diese und weitere gasförmige Emissionen werden durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst, die von Betrieb zu Betrieb sehr unterschiedlich sein können (Betriebstyp, Fütterung, Art der Lagerung, Bodenbeschaffenheit, Bewirtschaftung von Gülle und Wasser, usw.). Es können jedoch geeignete Vorkehrungen getroffen werden, um die Freisetzung dieser Schadstoffe möglichst gering zu halten. Die Methan- und Lachgasemissionen können durch die Nutzung der Nachgärung mittels Überdeckung des Güllelagers verringert werden. Dies hat auch einen positiven Einfluss auf die Ammoniakemissionen. Wichtigster Einflussfaktor ist hier jedoch die Ausbringungsart der Gülle. Wird dabei von der heute üblichen Ausbringung durch Versprühen auf Schleppschlauchverteilung umgestellt, so können die durch die Vergärung höheren Ammoniakemissionen bei weitem kompensiert werden.

6.5.2 Zukünftige Technologien

Konkrete Angaben zu den Umweltauswirkungen zukünftiger Technologien zu machen, ist schwierig. Bei der Verwertung von Biomasse kann von einer Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade in WKK-Anlagen und Biomassekraftwerken ausgegangen werden. Das hätte sinkende Emissionen pro kWh Elektrizität zur Folge. Insbesondere beim Szenario Stromerzeugung kann davon ausgegangen werden, dass effizientere neue Technologien im grösseren Massstab auch bessere Emissionsdaten aufweisen werden. Bei der Nutzung nasser Biomasse wird beispielsweise erwartet, dass die hydrothermale Vergasung von Gülle zu einer besseren und pflanzenverfügbaren Rückgewinnung der in der Gülle enthaltenen Düngestoffe führen wird. Zudem kann durch die hydrothermale Behandlung von nassen Biomasseabfällen ein vollständiger Abbau der Biomasse und damit auch von biologisch aktiven Spurenstoffen gewährleistet werden.

6.6 Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung

6.6.1 Förderfaktoren

Neben den allgemeinen Fördermassnahmen für CO₂-neutrale Energien, (Internalisierung externer Kosten konventioneller Energiesysteme, ökologische Steuerreform, Lenkungsabgabe auf nicht erneuerbaren Energien, bzw. CO₂-Abgabe, etc.) gibt es eine Reihe von spezifischen Massnahmen für die Nutzung von Biomasse:

- Vorgaben über die Nutzung und Entsorgung von biogenen Abfällen (analog der in der Schweiz gültigen Verordnung, wonach brennbare Abfälle verbrannt und energetisch genutzt werden müssen);
- Eine Waldpolitik, welche Instrumente schafft, welche eine wirtschaftliche Nutzung der Wälder erlaubt (Waldprogramm);
- Die Förderung von Wärme-Kraft-Kopplung generell ist ein Förderfaktor für Biomasse-WKK.

Durchbrüche in der Entwicklung sauberer und effizienter Technologien der Verstromung von fossilem Gas (Brennstoffzellen, Gasturbinen, Gasmotoren) wirken sich positiv auf die Konkurrenzfähigkeit von Biomassensystemen aus.

6.6.2 Hindernisse

Ein Hindernis für die Umsetzung von Biomasse-Systemen für die Stromerzeugung ist der Wettbewerb mit anderen Nutzungsszenarien für die gleichen Rohstoffe (Produktion von Wärme, Treibstoff, Chemie...). Das Ausbleiben von politischen Fördermassnahmen (ohne politischen Willen bleibt die Biomasse ungenutzt) stellt einen weiteren Hindernisfaktor dar.

6.6.3 Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife

Wir sind in der vorliegenden Studie von zwei unterschiedlichen Tendenzen im politischen Umfeld ausgegangen. Im WKK-Szenario gehen wir davon aus, dass die politischen Rahmenbedingungen so gewählt werden, dass der Gesamtwirkungsgrad der Biomassenutzung im Sinne maximaler CO₂-Emissionseinsparungen minimiert wird. Dies wird ganz klar auf Kosten der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung gehen, da die Wärmegutschriften bei der Wärme-Kraft Kopplung die erhöhten Kosten, die für eine flächendeckende Verteilung notwendige Beschränkung auf kleine Anlagen in Kauf zu nehmen sind, nicht kompensieren können.

Unter den Rahmenbedingungen, dass für Strom aus erneuerbaren Energien ein attraktiver Markt wird, werden sich Biomassekraftwerke grösserer Bauart durchsetzen (Szenario Strom). Mittelfristig von grosser Bedeutung können dabei Hybrid-Kraftwerke werden; in der Schweiz davon abhängig, ob neue Stromerzeugungskapazität auf der Basis von Erdgas-Kombikraftwerken gebaut wird.

6.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf

A) Technologie-Entwicklung:

- Entwicklung von robusten Vergasungsverfahren für die Produktion eines definierten Gases aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Ausgangsmaterialien
- Gewährleistung der Kompatibilität von biogenen Gasen mit Downstream-Prozessen (Energiekonverter, wie Gasmotoren, Gasturbinen, Hochtemperatur-Brennstoffzellen) durch optimierte Prozessführung und wirksame Gasreinigungsverfahren
- Praxiserprobung von Vergasungssystemen
- Demonstrationsanlagen
- Entwicklung von thermischen Verfahren für die vollständige Vergasung von nassen Biomassen (hydrothermale Verfahren)
- Weiterentwicklung und anwendungsorientierte Optimierung von Vergärungsverfahren

B) Sozio-ökonomische Forschung

- Stoffflüsse erforschen, vergleichen und bewerten
- Identifikation der aus energetischer, ökologischer und wirtschaftlicher Sicht besten Routen für die Nutzung der unterschiedlichen Biomasse-Sortimente
- Biomasse-Nutzung und Nachhaltigkeit

6.8 Schlussfolgerungen

Das ökologische Biomassepotenzial in der Schweiz lässt eine deutliche Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse zu. Einerseits sind Steigerungen der Mengen der für die energetische Nutzung geeigneten Biomassesortimente zu erwarten, andererseits wird die Entwicklung der Umwandlungstechnologien den Verstromungswirkungsgrad um einen Faktor 2 bis 3 steigern können, was das Stromerzeugungspotenzial entsprechend erhöht. Die Kostenentwicklung hängt zum einen von der Kostenentwicklung in der Landwirtschaft bzw. Forstwirtschaft ab, zum anderen von den Entsorgungsgebühren, welche für die Verwertung von Abfällen erhoben werden können. Die Kostenentwicklung für die Umwandlungstechnologien hängt zu einem grossen Teil (mind. 50%) von den Entwicklungen in der Nutzung von fossilen Ressourcen ab. Insbesondere hängen die Einsatzmöglichkeiten der Brennstoffzellentechnologien davon ab, ob sich diese auf dem Markt der fossilen Stromerzeugung bzw. WKK durchsetzen werden.

In der vorliegenden Studie wird von zwei Szenarien für die Markt- bzw. Technologieentwicklung ausgegangen. Im so genannten WKK-Szenario gehen wir davon aus, dass Biomasse schwergewichtig in WKK-Anlagen genutzt wird. Dabei werden die Anlagen wegen dem erwarteten abnehmenden Wärmebedarf tendenziell kleiner und deren elektrischer Wirkungsgrad grösser. Die Stromgestehungskosten in diesem Szenario werden höher sein, als im zweiten untersuchten Szenario, welches die Stromproduktion maximiert. Im so genannten Strom-Szenario wird die Entwicklung in Richtung grössere Anlagen gehen. Die Massstabsvergrösserung und die sich ergebenden Möglichkeiten der Hybridisierung mit fossilen Stromerzeugungsanlagen (z.B. Koppelung mit einem Kombikraftwerk auf der Basis Erdgas) lassen für dieses Szenario stärker sinkende Kosten erwarten.

6.9 Abkürzungsverzeichnis

CC	Gas und Dampf
FC	Brennstoffzelle
FCCC	Gas und Dampf Brennstoffzelle
GT	Gasturbine
GWh	Gigawattstunden
HT	Hochtemperatur
HTFC	Hochtemperatur – Brennstoffzelle
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
ÖK	Ökologisches Potenzial
PJ	Petajoule
TJ	Terajoule
u.ä.	und ähnliches
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
z.B.	zum Beispiel
waf	wasser- und aschefrei

6.10 Literaturverzeichnis

- Bauer 2003 Bauer C. (2003) Holzenergie. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.
- Bolhär-Nordenkamp. 2004 M. Bolhar-Nordenkamp, C. Aichernig, H. Hofbauer, Techno Economic Assessment of Combined Heat and Power Production from Biomass, 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection 10. - 14. May 2004 Rome, Italy.
- BFE 2003 Urs Kaufmann, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2003, Bundesamt für Energie, 2004.
- BFE 2004 Martina Blum, B. O., Othmar Schwank, Denis Bedniaguine, Edgard Gnansounou, Francois Golay, Jean-Louis Hersener, Urs Meier, Konrad Schleiss (2004). Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz. Überarbeitetes und ergänztes zweites Inputpapier, Bundesamt für Energie: 91.
- BMU 2004 Joachim Nitsch, W. K., Michael Nast, Pterer Viebahn, Sven Gärtner, Martin Pehnt, Guido Reinhardt, Regina Schmidt, Andres Uihlein, Karl Scheurlen, Claus Barthel, Manfred Fishedick, Frank Merten (2004). Ökologische optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): 312.
- Dornburg 2001 V. Dornburg, A. P. C. Faaij. (2001), Efficiency and economy of wood-fired biomass energy systems in relation to scale regarding heat and power generation using combustion and gasification technologies." Pergamon/Elsevier (Biomass&Bioenergy 21(2001)91-108): 18.
- ecoinventCentre 2003 ecoinventCentre (2003) ecoinvent data v1.01. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Edelmann et al. 2001 Edelmann W., Schleiss K., Engeli H., Baier U. (2001) Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas. Arbeitsgemeinschaft Bioenergie GmbH, Baar, im Auftrag des BFE, Bern.
- Fichtner 2002 Fichtner (2002). Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Stuttgart, Bundesinitiative BioEnergie: 84.
- GEST 2000 Schweizerische Gesamtenergiestatistik (2000). Bundesamt für Energie. Bezogen im Mai 2004 unter: <http://www.energie-schweiz.ch/internet/00619/?lang=de> am 07.05.2004
- IEA 2002 International Energy Agency (2002). IEA Statistics. Energy Balances of OECD countries 1960-2000. 2002 Edition.
- Inaro 2004 Informationssystem nachwachsende Rohstoffe (20004). Bezogen unter: <http://www.inaro.de/Deutsch/ROHSTOFF/ENERGIE/Biomasse/Definition.html> am 07.05.2004
- Kaltschmitt 2003 M. Kaltschmitt: Einsatzmöglichkeiten von Biomasse in Deutschland - Potenziale und Nutzung. Blickpunkt Energiewirtschaft (2003) 1, S.1
- Nussbaumer 1997 Nussbaumer, Th.; Neuenschwander, P.; Hasler, Ph.; Jenni, A.; Bühler, R.: Energie aus Holz - Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz; im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Bern.

Nussbaumer 2001	Nussbaumer Th., Good J., Jenni A., Bühler R., QS Holzheizung: Grundlagen und Technik; im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Bern.
PSI 2004	PSI Datenbank „Holzenergie“ (unveröffentlicht).
Solantausta 2000	Y. Solantausta, E. P., D. Beckman, A. Östman, R. P. Overend (2000). IEA Bioenergy Task 22: Techno-economic assessment for bioenergy applications 1998-1999. Final report, VTT Technical Research Centre of Finland.
Veringa 2003	H. J. Veringa, H. Boerringer, J. H. A. Kiel; ELECTRICITY FROM BIOMASS - State-of-the-Art co-firing and stand-alone CHP technology development in the Netherlands, ETSF4 Conference, PSI Villigen, Switzerland, 5 December 2003
Vogel & Hildebrand 2002	F. Vogel, F. Hildebrand, Catalytic Hydrothermal Gasification of Woody Biomass at High Feed Concentrations, Chem. Eng. Trans., 2: p.771-777.

7 Photovoltaik

7.1 Einleitung

Die Photovoltaik (PV) ist die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in Elektrizität. Dies ist wohl der physikalisch eleganteste Weg zur Stromerzeugung. Sonnenlicht ist eine höchst wertvolle Form von Energie. Ihr Exergiegehalt beträgt 94.8% (vgl. Anhang, Kap. 7.10.1). Es ist demzufolge physikalisch möglich, Photozellen mit einem Wirkungsgrad von 94.8% herzustellen. Obwohl der photovoltaische Effekt bereits 1839 (Becquerel) entdeckt wurde, dauerte es bis 1954, bis die erste Siliziumsolarzelle von RCA und Bell Labs angekündigt wurde. Heute rangiert die Solarenergie und damit auch die Photovoltaik in vielen Ländern auf Platz eins der Sympathieskala. Viele renommierte Energieexperten halten die Photovoltaik für eine aussichtsreiche Option für die nachfossile Zeit.

In den vergangenen Jahrzehnten erzielte die Photovoltaik beachtliche Fortschritte. So wuchs beispielsweise die weltweite Solarzellen-Produktion seit 1978 mit durchschnittlich 25.5% pro Jahr. Bis Ende des Jahres 2003 wurde weltweit eine kumulierte elektrische Leistung von etwa 3100 MW_p produziert.^a Die weltweite Jahresproduktion von Solarzellen wird noch 2004 oder spätestens im Jahr 2005 die 1000 MW-Grenze überschreiten. Dies wird einem Photovoltaikmarkt von rund 10 Mrd. CHF entsprechen. Die im Labor erreichten Wirkungsgrade stiegen seit 1954 von 3% auf 36.9% (Spectrolab, USA). In der Roadmap von Spectrolab wird bis 2009 eine Zelle mit einem Wirkungsgrad von über 45% anvisiert. Am Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL, wurde eine Mehrband-Legierung hergestellt, mit der Wirkungsgrade bis über 50% erreichbar sein sollen. Dies verdeutlicht, dass das technologische Entwicklungspotenzial noch längst nicht ausgeschöpft ist. Dazu sind aber weitere und erhebliche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen erforderlich, insbesondere um die Stromgestehungskosten zu senken und ökonomische Konkurrenzfähigkeit zu erreichen. Für die Photovoltaik wichtig sind aber auch günstige politische Rahmenbedingungen zur beschleunigten Markteinführung, z.B. zinsgünstige Kredite (soft loans) und erleichterte Bewilligungsverfahren zum Bau von Photovoltaik-Anlagen, sowie erhöhte Akzeptanz durch die Elektrizitätswirtschaft. Wie in zahlreichen EU-Ländern könnte auch in der Schweiz eine gesetzlich verankerte Vergütung für Photovoltaikstrom durch die Elektrizitätswerke den PV-Markt wieder ankurbeln.

Im Jahr 2003 stammten 59% der gesamten Stromerzeugung in der Schweiz oder etwa 30 TWh aus Wasserkraftwerken, rund 19 TWh (37%) aus Kernkraftwerken und etwa 2 TWh (4%) aus konventionell-thermischen und anderen Anlagen (BFE 2003c). Dem gegenüber haben die in der Schweiz installierten Photovoltaikanlagen „nur“ 0.017 TWh bzw. 0.03% der Schweizer Stromproduktion (Jauch & Tschärner 2004) erzeugt.

In der Schweiz werden nach wie vor praktisch keine Solarzellen produziert. Sämtliche bisher in der Schweiz gebauten Photovoltaik-Anlagen basieren auf importierten Photovoltaik-Generatoren (-Modulen). Dennoch wird die Schweiz in der internationalen Photovoltaik-Community immer wieder auf mehreren Gebieten als Pionier bezeichnet. Es betrifft dies z.B. Wechselrichter einschliesslich Messtechnik, Anlagenengineering, Montagesysteme, Gebäudeintegration und Verkabelungstechnik. Die Rahmenbedingungen in der Schweiz haben sich inzwischen aber derart geändert, dass der Photovoltaikmarkt seit fünf Jahren stagniert und die Schweiz seinen Weltrekord in der Pro-Kopf installierten Photovoltaik-Leistung längst verloren hat. Gute Schweizer Photovoltaikfirmen wurden von ausländischen Firmen aufgekauft (z.B. ASP Laupen, AS Engineering, Fabrisolar Küsnacht, Temtec usw.) und gute Schweizer Firmen bauen nun Photovoltaikanlagen in Nachbarländer (z.B. ENECOLO, Mönchaltdorf, 3S Bern, LEC Küsnacht usw.). Natürlich erhebt sich hier die Frage, ob staatliche Fördermassnahmen und die damit verbundene Marktverzerrung sinnvoll sind. Der vieldiskutierte Solarrappen hätte die erwähnte Stagnation jedoch vielleicht abwenden können. Allerdings muss auch festgestellt werden, dass von gewissen PV-Kreisen über lange Zeit hinweg, massiv zu viel versprochen wurde. Dies hat nun möglicherweise zu einer übertriebenen Ernüchterung

^a Davon waren Ende 2003 rund 2.6 GW installiert (Details in Kap. 7.2.3).

geführt. Als sicher für die Photovoltaik gilt hingegen nach wie vor das Motto „kurzfristig überschätzt, langfristig unterschätzt“.

7.1.1 Definition / Funktionsprinzip

Energiequelle Sonne

Die Erde empfängt von der Sonne, nach Abzug atmosphärischer „Verluste“, fortwährend Strahlungsenergie im Umfang von rund 1000 Mrd. GWh/Jahr. Auf die gesamte Erdoberfläche, inkl. Meeresoberflächen (510 Mio. km²) verteilt entspricht das einer mittleren spezifischen Leistung oder mittleren global-horizontalen Einstrahlung von 224 MW/km². Effektiv variiert sie zwischen Null und rund 1000 MW/km², abhängig vom Standort, von der Tages- und Jahreszeit sowie vom Bewölkungszustand. Könnte die intermittierend eingestrahelte Leistung (Mittelwert 224 MW/km²), mittels Photovoltaiksystemen zu 20% in elektrische Leistung umgewandelt werden und würde diese mit verlustlos angenommenen Pumpspeicherwerken geglättet, könnte auf einer Fläche von 8148 km² eine mittlere elektrische Leistung von 365'000 MW kontinuierlich abgeerntet werden. Dies entspricht in etwa der heute weltweit installierten Kernkraftwerkskapazität und die benötigte Fläche stellt 0.09% der Sahara dar. Obwohl der Umwandlungswirkungsgrad von 20% heute für grosse Photovoltaikanlagen noch nicht erreicht ist und Pumpspeicherwerke Verluste bis 30% aufweisen, zeigt das Beispiel, dass Solarenergie im Überfluss vorhanden ist und ihre Nutzung, zumindest weltweit betrachtet, kein Flächenproblem darstellt. In der Schweiz allerdings besteht ein Flächenproblem: Hier stehen nach neueren Studien für die Photovoltaik insgesamt rund 150 km² relativ gut nutzbare Flächen zur Verfügung, davon ca. 138 km² Dachfläche, 52 km² Fassadenfläche^a (Haas et al. 2002) und etwa 13 km² Landfläche in den Alpen und im Jura (Elektrowatt 1991). Während die Dachflächen vollständig mit Photovoltaikmodulen bedeckt werden können, müssen die Module auf Landflächen gestaffelt installiert werden, so dass sie sich gegenseitig nicht beschatten. Das hat zur Folge, dass nur ca. 4 km² Module auf der Landfläche von 13 km² installiert werden könnten. Für die Potenzialabschätzung sollen im Folgenden nur die Dachflächen weiter verfolgt werden, da aus der Landschaftsbewegung und evtl. der Tourismusindustrie grosse Widerstände gegen die Errichtung von Grossanlagen auf Landflächen in hohem Umfang zu erwarten sind. Wie sich zeigen wird, stellt schon der Ausbau der Dachflächen allein eine grosse Herausforderung dar.

Prinzip der Photovoltaik

Die Umwandlung der thermodynamisch hochwertigen Photonenenergie in Elektrizität gelingt über den inneren Photoeffekt in Halbleitersperrschichten. Dabei werden die Photonen im Halbleiter absorbiert, und es werden Elektron/Loch-Paare gebildet, d.h. Elektronen vom energieärmeren Valenz- ins energiereichere Leitungsband „gepumpt“. Die fehlenden Elektronen im Valenzband werden als Löcher bezeichnet und verhalten sich so wie positiv geladene Ladungsträger. Diese Ladungsträger fliessen danach über einen äusseren Stromkreis (Lastkreis) und können Arbeit verrichten. Die Sperrschicht besteht aus zwei aneinandergrenzenden, positiv und negativ dotierten Halbleiterschichten (Fig. 7.1). Die Energie der Photonen muss mindestens so gross sein, wie die Bandlückenenergie.^b Sie beträgt beispielsweise beim Silizium 1.1 eV, d.h., nur Photonen mit Wellenlängen unter 1100 nm vermögen ein Elektron ins Leitungsband zu befördern. Verlustprozesse, wie diffuse Reflexion der Photonen auf der Halbleiteroberfläche, wärmeproduzierende Absorption, Transmission und Rekombination der Ladungsträgerpaare sind Gründe für die heute noch unvollkommene Umwandlung der Photonenenergie in technischen Solarzellen. Neben Silizium findet man in der Literatur noch zahlreiche andere Halbleitermaterialien, die sich für Solarzellen eignen könnten. Für die Energieproduktion in grösserem Umfang ist bisher aber nur Silizium verwendet worden.

^a Details siehe Kap. 7.3.2 und 7.3.3.

^b Bandlücken sind Differenzen von Energieniveaus in den Elektronenschalen von Elementen bzw. Molekülen.

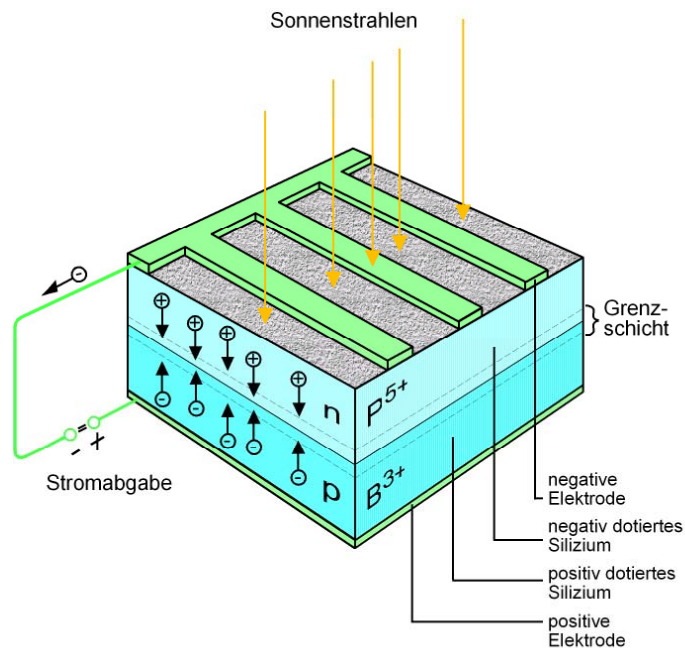


Fig. 7.1 Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle.

Die an Solarzellen abgreifbare Spannung hängt vom Halbleitermaterial ab. Bei Silizium beträgt sie rund 0,5 V. Während die Klemmenspannung nur in geringem Ausmass von der Lichteinstrahlung abhängig ist, steigt die Stromstärke bei höherer Beleuchtungsstärke an. Bei einer 100 cm² grossen Siliziumzelle liegt die maximale Stromstärke unter Bestrahlung von 1000 W/m² bei einem Wert von gut 3 A. Die Leistung einer Solarzelle ist von der Temperatur abhängig. Höhere Zelltemperaturen verursachen niedrigere Leistungen und damit schlechtere Wirkungsgrade. Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel der eingestrahlt Lichtmenge in nutzbare elektrische Energie umgewandelt wird. Die Abhängigkeit des Stroms von der Spannung bei verschiedenen Einstrahlungsintensitäten ist in Fig. 7.2 dargestellt.

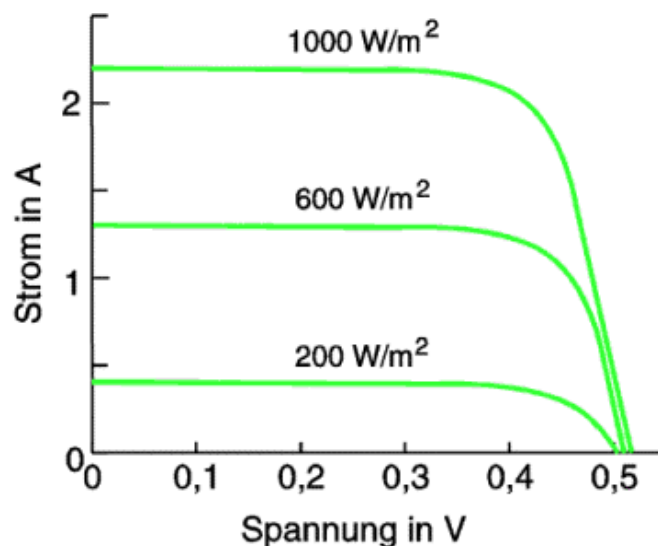


Fig. 7.2 Strom-Spannungs-Kennlinie einer Si-Solarzelle.^a

^a <http://www.solarserver.de/wissen/photovoltaik.html#unt> (25.5.2004).

7.1.2 Globale und europäische Stromversorgung und Trends

Für das Jahr 2001 weist (IEA 2003b) eine PV-Stromerzeugung von 339 GWh in OECD-Ländern aus.^a Seit dem Jahr 1990 – damals betrug die PV-Stromerzeugung 16 GWh – wurde eine durchschnittliche jährliche Steigerungsrate von 32% erreicht. Innerhalb der EU weist Deutschland den grössten Anteil am PV-Strom auf, rund 70% der installierten Leistung befinden sich in Deutschland (Nitsch et al. 2004). Die Stromerzeugung stieg von 1990 bis 2001 von 1 GWh auf 116 GWh. Im Jahr 2003 wurden bei einer installierten Leistung von rund 400 MW_p bereits 332 GWh mit PV-Anlagen erzeugt, was einem Anteil an der gesamten Stromproduktion von 0.06% entspricht.^b Ausserhalb der EU verzeichneten Japan und Korea den deutlichsten Anstieg: in Japan nahm die installierte Leistung von 19'000 kW_p im Jahr 1992 auf über 452'000 kW_p Ende des Jahres 2001 zu (IEA 2002), Ende des Jahres 2002 wurde bereits ein Wert von knapp 637'000 kW_p erreicht^c; in Korea wuchs die Stromproduktion von 15 GWh 1991 auf 75 GWh im Jahr 2001 (IEA 2003b).

Unter der Annahme, dass Ende des Jahres 2003 weltweit rund 2.6 GW_p an PV-Leistung installiert waren (Blanchard 2004, vgl. Kap. 7.2.3) und einem geschätzten mittleren Jahresertrag von 800 kWh/kW_p ergibt sich für diesen Zeitpunkt eine Weltproduktion von Photovoltaikstrom von etwa 2.1 TWh/a.

Fig. 7.3 zeigt die Entwicklung der kumulativ installierten PV-Leistung zwischen 1992 und 2003 in jenen Ländern, die am „Photovoltaic Power Systems Programme“ der IEA teilnehmen. Die bedeutendsten Einzelstaaten darunter sind Japan, Deutschland und die USA, welche zusammen einen Anteil an der installierten Leistung von etwa 85% aufweisen.

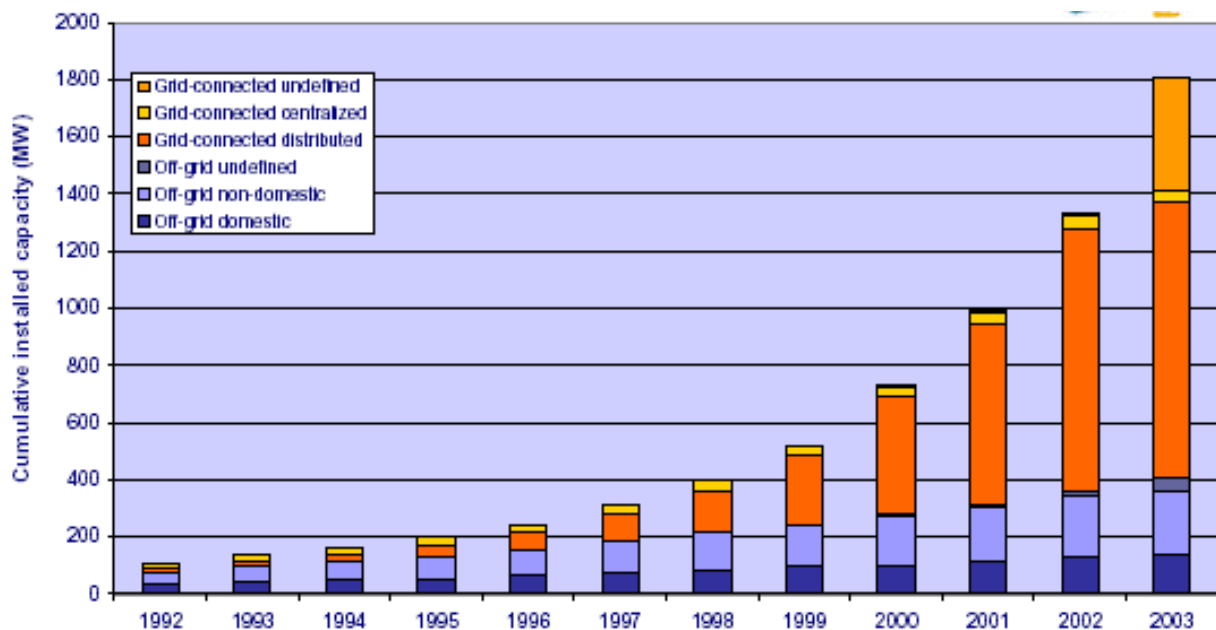


Fig. 7.3 Kumulativ installierte Leistung der am „Photovoltaic Power Systems Programme“ der IEA teilnehmenden Länder.^d

^a Dieser Wert beinhaltet nicht die PV-Stromerzeugung in Japan und einigen anderen bedeutenden Ländern, daher liegt der Wert deutlich unter der kumulierten Weltproduktion.

^b <http://www.bmu.de/files/enteestat.pdf> (8.8.2004).

^c <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/statistics/index.htm> (15.11.2004).

^d <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/isr/download/graph01.pdf> (15.11.2004).

7.1.3 Schweizer Stromversorgung und Trends

Ende des Jahres 2003 waren in der Schweiz 21 MW_p PV-Leistung installiert, womit im Jahr 2003 etwa 16.7 GWh Elektrizität produziert wurden. Davon waren Anlagen mit einer Leistung von 18 MW_p mit einer Produktion von 15.2 GWh ans Stromverbundnetz gekoppelt, der Rest besteht aus Inselanlagen in Berggebieten, Gartenhäusern etc. (Jauch & Tschärner 2004). Das entspricht einem Anteil an der gesamten schweizerischen Stromproduktion (50'673 GWh (BFE 2003c)) von 0.03%. Tab. 7.1 gibt einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung und der Stromproduktion der netzgekoppelten PV-Anlagen in der Schweiz von 1989 bis 2003.

Tab. 7.1 Historische Entwicklung der Photovoltaik in der Schweiz.^a

Jahr	Anzahl neuer Anlagen pro Jahr	Anzahl Anlagen per Ende Jahr kumuliert	ca. Zuwachs Nennleistung pro Jahr [MWp DC]	ca. Nennleistung per Ende Jahr kumuliert [MWp DC]	Solarstromproduktion pro Jahr [MWh]
...1989	60	60	0.3	0.3	100
1990	110	170	0.4	0.7	400
1991	210	380	1.0	1.8	1'000
1992	110	490	1.7	3.5	1'800
1993	110	600	0.9	4.4	3'000
1994	80	680	1.0	5.5	3'500
1995	60	740	0.6	6.1	4'000
1996	80	820	0.7	6.8	4'700
1997	130	950	0.9	7.7	6'000
1998	150	1100	1.9	9.6	7'000
1999	125	1225	1.9	11.5	8'000
2000	100	1325	1.6	13.1	10'000
2001	125	1450	1.9	15.0	11'000
2002	75	1525	1.6	16.6	12'000
2003	75	1600	1.3	17.9	15'100

7.2 Technologiebeschreibung

7.2.1 Allgemeines

In der Photovoltaik wird zwischen Insel- und Netzverbundanlagen unterschieden. Inselanlagen eignen sich vor allem für netzferne Stromversorgungen, wo das Heranführen des Netzes weit teurer wäre, als die Installation einer PV-Anlage. Netzverbundanlagen speisen den mit den PV-Generatoren erzeugten Strom via Inverter ins Verbundnetz ein. So steht er jedermann zur Verfügung. Bei privaten dezentralen Netzverbundanlagen dient er in erster Linie zur Deckung des Eigenbedarfs. Während sonnenlosen Stunden und während der Nacht wird der Bedarf aber wie üblich durch das Elektrizitätswerk, EW, gedeckt. Weil Inselanlagen einen Speicher (Akkumulatoren) und einen Inselinverter benötigen (falls relativ teure Gleichstrom-Verbraucher ausgeschlossen werden), ist Inselstromstrom teurer als netzeingespeister. In der Schweiz werden rund 85% der installierten PV-Generatoren im Netzverbund betrieben (Jauch & Tschärner 2004). Deshalb soll hier auf Inselanlagen nicht weiter eingegangen werden. Vielmehr soll das Schwergewicht auf dezentrale Netzverbund-Anlagen gelegt werden, die bereits anderweitig genutzte Flächen belegen, Fig. 7.4. Dies vor allem deshalb, weil so Bauland und Kosten eingespart werden können. Ebenso wird in der vorliegenden Studie der Import von Photovoltaikstrom aus zentralen Grossanlagen im Sonnengürtel, insbesondere dem Mittelmeerraum,

^a [http://www.solarch.ch/main/Show\\$Id=312.html](http://www.solarch.ch/main/Show$Id=312.html) (11.8.2004).

nicht in Betracht gezogen, obwohl dies langfristig eine interessante Option sein könnte. Denn in Sonnenländer ist die Sonneneinstrahlung mindestens zwei mal so hoch wie im Schweizerischen Mittelland (vgl. Fig. 7.24 und Fig. 7.25). Das bedeutet mindestens zwei mal so hohe Jahresstromerzeugung bei vergleichbaren Investitionen, führt also zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten um mehr als 50%. Damit dürften die Stromkosten franko Schweiz, d.h. unter Berücksichtigung der Transportkosten, tiefer ausfallen als bei einheimischer Produktion. Ein ähnlicher Effekt, wenn auch nicht so gross, wäre beim Übergang von dezentralen Photovoltaik-Anlagen im Mittelland zu zentralen Kraftwerken in den Schweizer Alpen zu erwarten (Durisch & Bulgheroni 1999). Auch diese Option soll hier nicht weiter verfolgt werden.

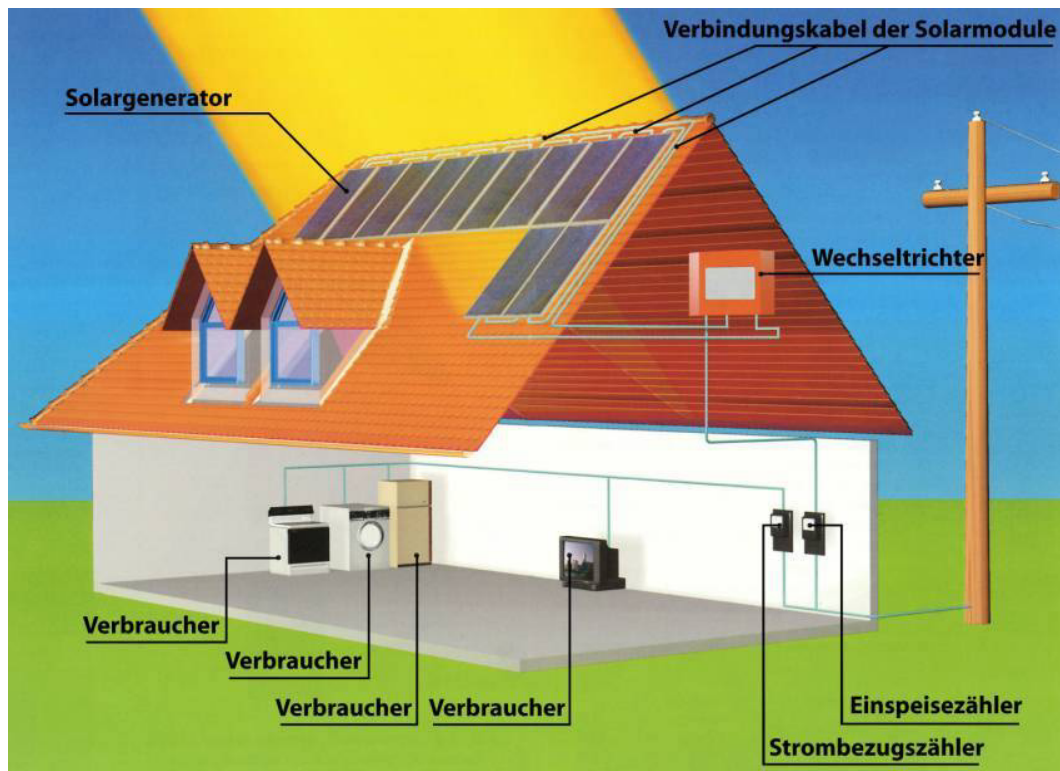


Fig. 7.4 Typischer Aufbau einer Netzverbund-Photovoltaikanlage.

Photovoltaik-Generatoren, z.B. auf Gebäudedächern, wandeln die Sonneneinstrahlung in elektrischen Gleichstrom um. Mittels eines Wechselrichters wird er in netzkonformen Wechselstrom umgewandelt. Dieser wird entweder zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet oder via Verbundnetz anderen Konsumenten zur Verfügung gestellt. Der Einspeisezähler dient dazu, die korrekte Vergütung des rückgespeisten Stroms zu ermöglichen. Derzeit sind die Elektrizitätswerke gesetzlich verpflichtet, für die rückgespeiste kWh 15 Rp. zu vergüten. Es gibt indessen zahlreiche EWs, die zur Förderung der Photovoltaik mehr als 15 Rp. vergüten, z.T. bis über 1 Fr./kWh. Andererseits gibt es Strom-Konsumenten, die keine eigene Photovoltaik-Anlage realisieren können, jedoch bereit sind, für Photovoltaikstrom etwas mehr zu bezahlen als für konventionellen Strom. Ihnen hilft die Solarstrombörse, wo EWs gekauften PV-Strom an interessierte Kunden weiterverkaufen (Beispiel EWZ, Zürich^a).

Vorteile der Photovoltaik

- Keine Brennstoffkosten (PV basiert auf praktisch unerschöpflicher Quelle)
- Einfachster Weg zur Umwandlung von Sonnenstrahlung in hochwertigen Strom

^a http://www3.stzh.ch/internet/ewz/home/produkte/energieprodukte/oekostrom/premium_solar.html (11.8.2004).

- Dezentrale und zentrale Stromerzeugung möglich
- Keine Schadstoffemissionen beim Betrieb
- Modularer Aufbau => Leistungsbereich wählbar, Anlageerweiterung einfach
- Anwendungsbereich mW (Uhren) bis GW (Wüstenkraftwerke)
- Komponenten einfach und robust
- Keine bewegten mechanischen Bauteile erforderlich => kein mechanischer Verschleiss
- Niedrige Betriebs- und Unterhaltskosten
- Wartungsarm
- Geräuschlos
- Sicher und zuverlässig
- Abbruch von Anlagen und Recycling von Wertstoffen einfach

Nachteile

- Intermittierender Anfall des Sonnenlichts => keine garantierte Energie
- Leistungsdichte gering => hoher Material- und Flächenbedarf
- Stromgestehungskosten noch hoch
- Energetische Rückzahlzeit noch hoch
- Inverter für netzkonformen Strom nötig => Verschleiss

7.2.2 Photovoltaikmarkt in der Schweiz

Historische Entwicklung

In der Schweiz hat die Photovoltaik 1979, d.h. vor rund 25 Jahren Einzug gehalten. Damals hat die Firma Fabrimex (heute SunTechnics GmbH) die ersten Photovoltaikmodule von ARCO Solar, USA (heute Shell Solar) importiert (33 W_p pro Modul, heute bis 300 W_p pro Modul). Noch im gleichen Jahr wurde mit der Planung und dem Bau der beiden ersten Demonstrationsanlagen in der Schweiz am EIR (heute PSI) und bei der Elektrowatt in Zürich begonnen (1.2 kW_p bzw. 1.5 kW_p). Es folgte 1981 eine zweite Anlage am TISO (heute SUPSI) in Lugano (3 kW_p). Bei allen Anlagen ging es um den Nachweis der Praxistauglichkeit, Messung des Stromertrags sowie die Untersuchung der Langzeitstabilität bzw. Degradation der Module. Aber auch die Entwicklung der Wechselrichtertechnologie für Insel- und Netzverbundbetrieb hat damals in der Schweiz seinen Anfang genommen. Die beiden ersten Photovoltaikanlagen funktionieren heute, nach 25 Jahren immer noch tadellos, wenn auch der Modulwirkungsgrad infolge leicht photodegradiertem Kleber (damals Polyvinylbutyral PVB, heute Ethylenvinylacetat, EVA) zwischen Zellen und Frontglas etwa um 10% abgenommen hat (browning effect). Damit ist demonstriert, dass PV-Module eine lange Lebensdauer haben, wahrscheinlich bis über 30 Jahre. Mit der Anlage am PSI gelang erstmals in der Schweiz die Demonstration des Netzverbund-Betriebs (Georg von Tobel). Die PSI-Anlage wurde in der Folge für die Inverterentwicklung an der ETH, und später als Stromversorgung für eine meteorologische Messstation in den Alpen verwendet. Heute ist sie auf dem Dach der Kunsteisbahn in Küsnacht in Betrieb. Die Elektrowatt-Anlage dient noch heute als mobile Stromversorgung in der Alpwirtschaft. Auch die SUPSI-Anlage funktioniert immer noch tadellos. Fig. 7.5 zeigt eine typische dachaufgebaute Anlage. 1991 wurde in der Schweiz die bisher grösste Anlage mit einer Leistung von 500 kW_p(ac) am Mt. Soleil in Betrieb genommen.



Fig. 7.5 PV-Dachanlage (Becker 2003).

Ab 1989 wurde in der Schweiz mit der statistischen Erfassung der PV-Anlagen begonnen. Ende des Jahres 2003 waren in der Schweiz Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 21 MW_p installiert (Jauch & Tschärner 2004), davon 18 MW_p im Netzverbund, entsprechend einem Investitionsvolumen von rund 200 Mio. Franken. Fig. 7.6 zeigt die zeitliche Entwicklung der jährlichen Zubaurate und der kumulativen Leistung der im Netzverbund installierten PV-Anlagen.

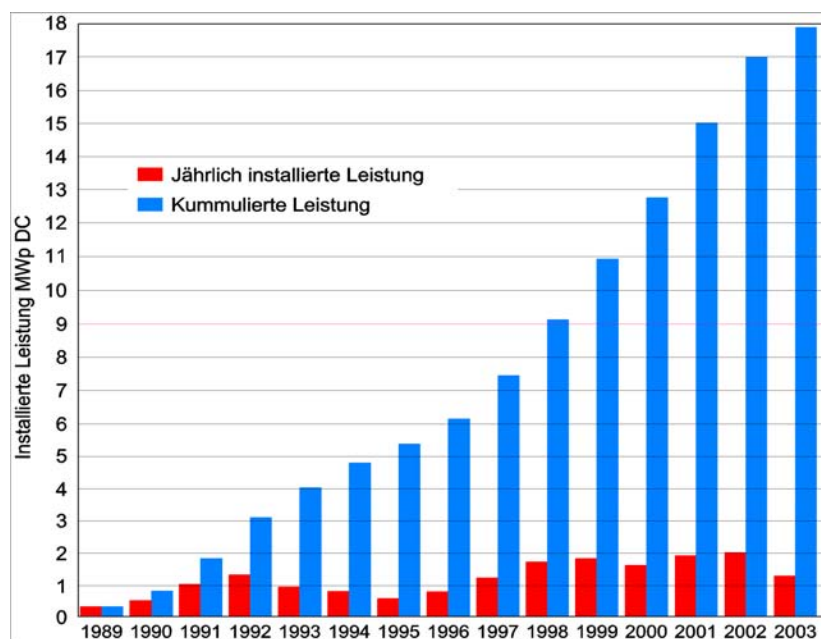


Fig. 7.6 Zeitliche Entwicklung der jährlichen Zubaurate und der kumulativ installierten Leistung von netzgekoppelten PV-Anlagen in der Schweiz.

Strommarkt und Trends

Von einem eigentlichen Photovoltaik-Strommarkt kann angesichts des geringen Anteils im schweizerischen Strommix nicht gesprochen werden. Hingegen bleibt zu erwähnen, dass mehr und mehr Stromkonsumenten erneuerbaren Strom beziehen wollen. Dem Wunsch kommen bereits über 100 Elektrizitätswerke nach, indem sie PV-Strom zu einem erhöhten Tarif anbieten. Sie kaufen ihn von Vertragspartner, meist privaten Kleinproduzenten, aber auch von speziell darauf ausgerichteten Firmen, wie z.B. ENECOLO, Mönchaltorf. Die Produzenten verpflichten sich während der Vertragsdauer jährlich eine festgelegte Strommenge zu liefern. Es gibt aber auch Elektrizitätswerke, welche eigene Produktionsanlagen besitzen, wie z. B. die Bernischen Kraftwerke, BKW, welche das grösste Photovoltaikkraftwerk in der Schweiz betreiben (Mont Soleil, 500 kW_{p(ac)}), durchschnittliche Produktion rund 600'000 kWh/a). Diese Anlage dient jedoch primär als gesamtschweizerische Forschungs- und Demonstrationsanlage für den Bereich der Photovoltaik in unseren Breitengraden. Dies erklärt auch die relativ hohen Stromgestehungskosten von 1-1.2 CHF/kWh.^a

Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, ewz, bietet ökologisch zertifizierten Photovoltaikstrom unter dem Namen „Premium Solar“ zum Selbstkostenpreis von 85 Rp./kWh aus der ewz-Solarstrombörse an. Der Kauf dieses Stroms bewirkt direkt den Bau neuer Photovoltaikanlagen. Zur Förderung privater Photovoltaikanlagen beteiligt sich das ewz zudem an den Investitionskosten (derzeit Fr. 5'000.- pro installiertes kW_p). Damit kann an gut besonnten Standorten nahezu kostendeckend Strom produziert werden. Weitere Elektrizitätswerke, welche die Photovoltaik unterstützen möchten, bezahlen bis zu einem Franken pro kWh (z. B. EW Burgdorf).

7.2.3 Weltmarkt

Die weltweite Produktion von Solarzellen, ausgedrückt in elektrischer Leistung unter Standard-Betriebsbedingungen (Sonnenintensität 1 kW/m², Zelltemperatur 25°C und spektrale Intensitätsverteilung entsprechend Sonnenlicht bei einer Sonnenhöhe von 41.8°) ist in Fig. 7.7 dargestellt.

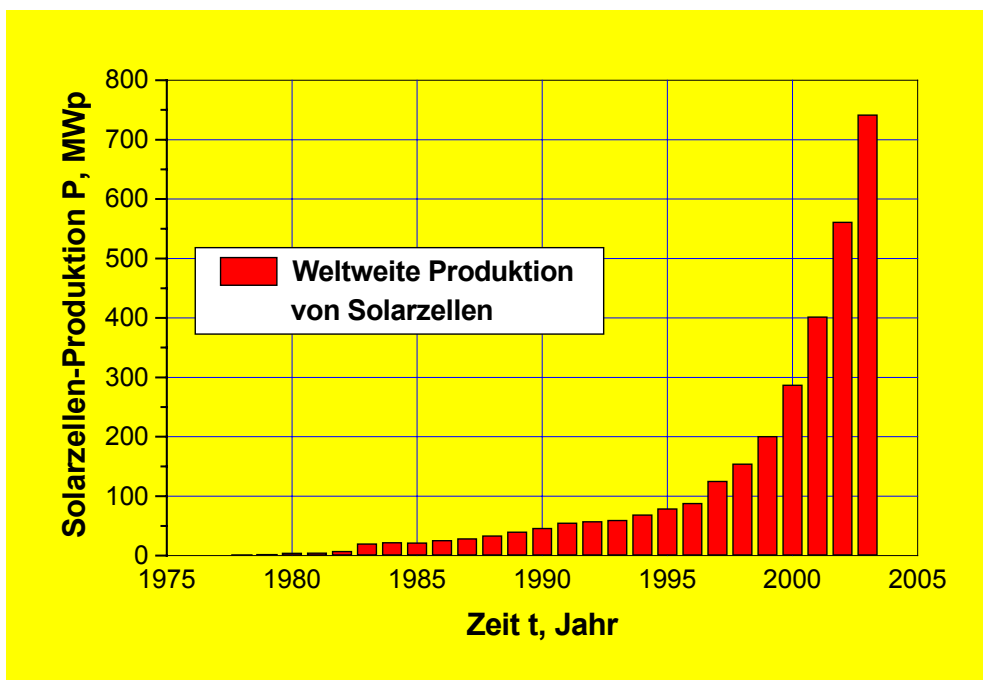


Fig. 7.7 Entwicklung der weltweiten Produktion von Photovoltaikzellen.

^a http://www.bkw-fmb.ch/pubweb/page/bkw-fmb/company/energiequellen/sonne/Sonne_D.html (15.11.2004).

Fig. 7.8 zeigt die kumulierte Leistung der weltweit erzeugten PV-Zellen. Der Anfangswert von 260 MW_p im Jahr 1990 ist eine Schätzung, welche auf der Summe der bis dahin produzierten Leistung abzüglich möglicher rückgebauter Analgen basiert. Von diesen gut 3.1 GW_p waren Ende des Jahres 2003 weltweit rund 2.6 GW_p installiert (Blanchard 2004).^a

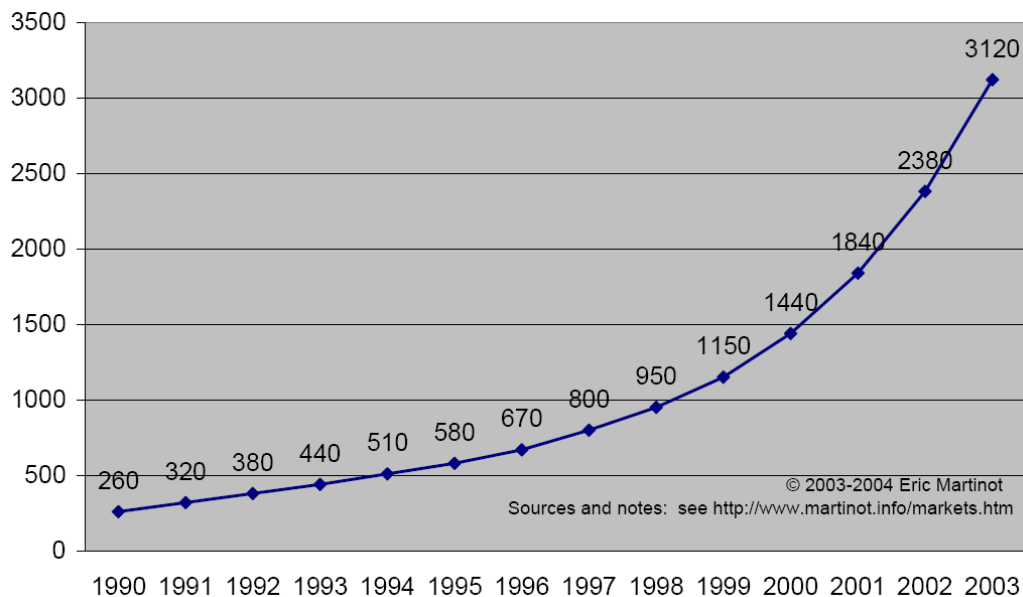


Fig. 7.8 Kumulierte Leistung der weltweit erzeugten PV-Zellen.^b

Fig. 7.9 zeigt die weltweite Solarzellenproduktion von 1995 bis 2003, aufgeteilt auf die wichtigsten Herstellungsregionen. Am grössten ist das Wachstum während der letzten Jahre in Japan und Europa.

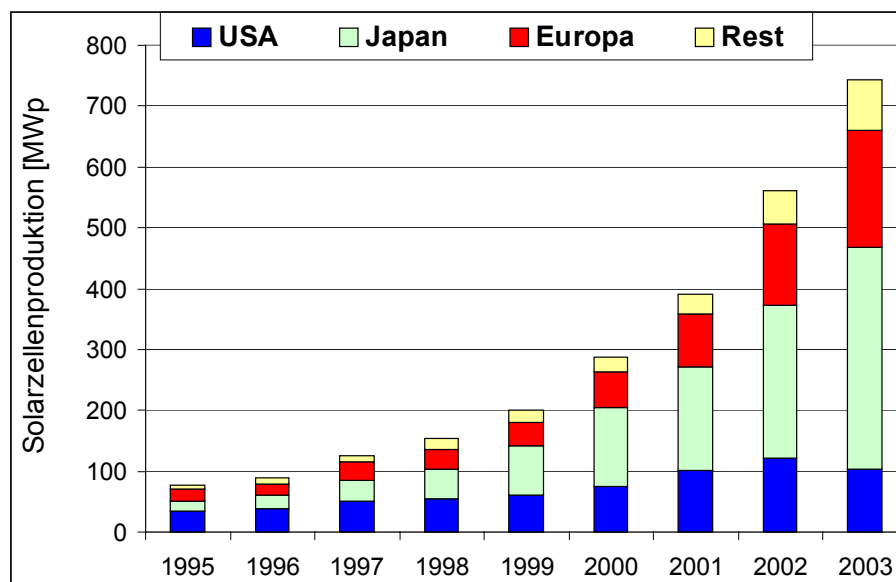


Fig. 7.9 Produktion von Photovoltaikzellen in den USA, Japan, Europa und dem Rest der Welt (Maycook 2004).

^a Nach Angaben von Hr.Nowak, BFE Programmleiter Solarstrom, betrug Ende 2003 die weltweit installierte PV-Leistung rund 2.5 GW_p. Die Diskrepanz zu den in anderen Quellen genannten 3.1 GW_p an erzeugter Leistung lässt sich teilweise durch Doppeltzählung in der Erhebung erklären.

^b <http://www.martinot.info/markets.htm#figure2> (26.11.2004).

Seit 1978 wuchs die Produktion im Durchschnitt mit 25.5% p.a. Im vergangenen Jahr betrug die Produktion 742 MW. Der Zuwachs im vergangenen Jahr betrug 32%. Die derzeit hohe Wachstumsrate ist wohl zum Teil auf staatliche Förderprogramme in mehreren Länder zurückzuführen. Wie stark die Rate bei Ausbleiben der Förderung sinken würde, ist schwer zu prognostizieren.

In Tab. 7.2 ist die Zellproduktion des Jahres 2003 nach Zellentechnologie und Produktionsort aufgegliedert.

Tab. 7.2 Produktion von verschiedenen PV-Zelltechnologien [MW] im Jahr 2003 (Maycock 2004).

Technologie	USA	Japan	Europa	Rest	TOTAL	%
SINGLE CRYSTAL FLAT PLATE	68.0	44.17	71.15	17.15	200.47	26.94
POLYCRYSTAL	13.42	271.23	114.5	60.65	459.80	61.79
SINGLE AND POLYCRYSTAL TOTAL	81.42	313.90	182.65	77.80	658.77	88.73
AMORPHOUS SILICON outside	7.1	0.01	7.7	3.0	17.81	2.4
AMORPHOUS SILICON INDOOR USE	0.0	5.0	0	3.0	8.0	1.0
AMORPHOUS SILICON TOTAL	7.1	5.01	7.7	6.0	25.81	3.4
CRYSTAL SILICON CONCENTRATORS	0.7	--	--	--	0.7	0.1
RIBBON (SILICON)	6.8	--	--	--	6.8	0.9
CADMIUM TELLURIDE INDOOR	0.0	0.0*	--	--		
CADMIUM TELLURIDE OUTDOOR	3.0	-	---	-	3.0	0.4
COPPER INDIUM DISELENIDE	4.0				4.0	0.54
MICROCRYSTAL SI /SINGLE SI	-	13.5			13.5	1.82
SI ON LOW-COST-SUBSTRATE	0				0	0
A-SI ON Cz SLICE		30.0			30.0	4.0
TOTAL	103.02	363.91	193.35	83.80	744.08	99.89
TOTAL Indoor Verwendung 8.0 A-SI +1.5 CdTe					9.6	
TOTAL Weltproduktion					734.48	

* Matsushita gab die Produktion von CdTe für Taschenrechner aus Umweltschutzgründen bez. Cadmium-Emissionen auf.

Fig. 7.10 zeigt eine Extrapolation des Wachstums aus Fig. 7.7 bis ins Jahr 2020. Im Jahr 2020 würden bei Fortschreibung der Kapazitätsentwicklung entsprechend dem durchschnittlichen Wachstum der vergangenen 26 Jahre von 25.5% rund 30 GW_p produziert. Dies deutet darauf hin, dass das hohe Wachstum von 25.5% trotz der vergleichsweise hohen Kosten des PV-Stroms wohl durch staatliche Förderprogramme zustande kam. Bei auslaufender Förderung ist damit zu rechnen, dass die Wachstumsrate auf beispielweise etwa 15% zurückfällt. Die entsprechenden Produktionen von 3.7 bis 10.7 GW_p im Jahr 2020 sind aber immer noch beachtlich.

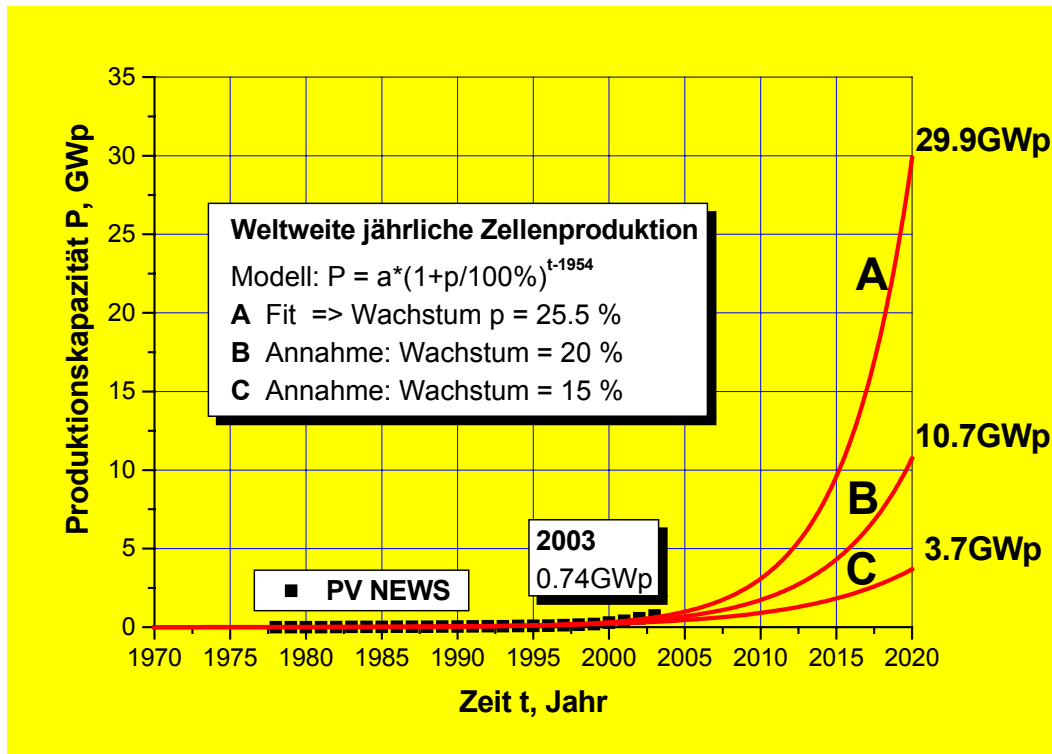


Fig. 7.10 Bisherige Entwicklung der weltweiten jährlichen Zellen-Produktionskapazität und Extrapolation bis 2020.

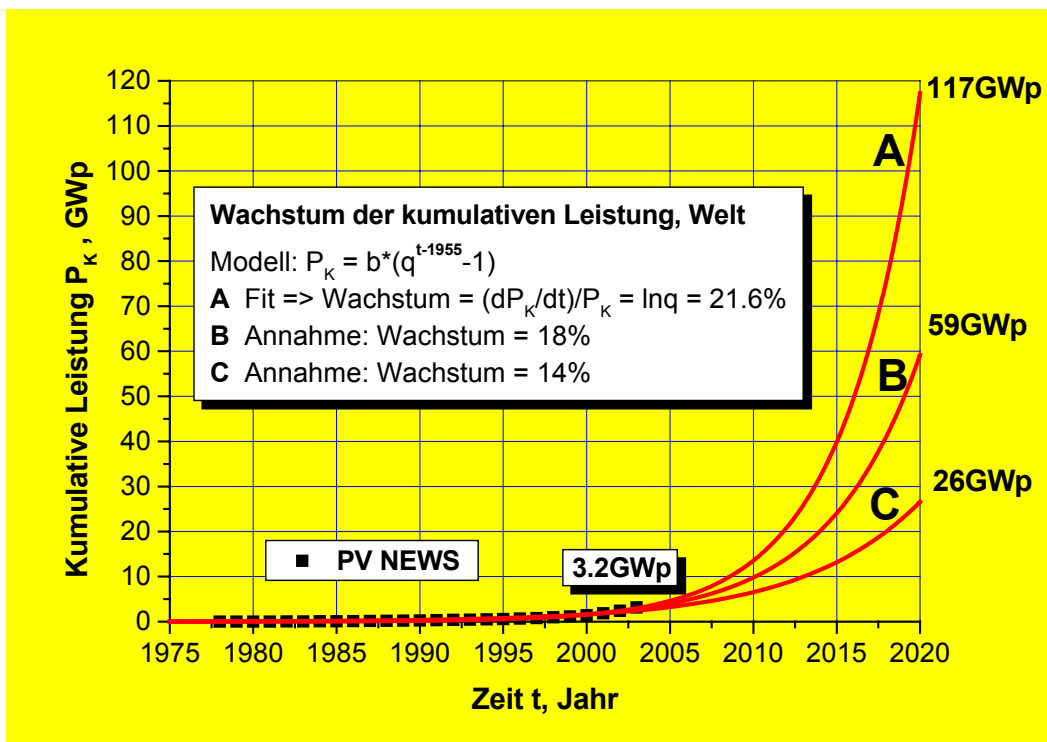


Fig. 7.11 Wachstum der weltweit kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung und mögliche Entwicklung bis 2020.

Fig. 7.11 zeigt die historische Entwicklung der weltweit installierten PV-Leistung und Extrapolationen bis zum Jahr 2020. In den vergangenen vier Jahren trat vermutlich ein durch staatliche Programme überhöhtes Wachstum der kumulativ installierten PV-Leistung auf. Denn es ist kaum vorstellbar, dass

das Wachstum von 21.6% bis 2020 anhält und dann 117 GW_p installiert sein werden. Realistisch dürfte langfristig wohl eher mit einem Wachstum von nicht mehr als 14% zu rechnen sein. Es existieren jedoch auch weit optimistischere Ansichten. Beispielsweise wird in (PV-TRAC 2004) davon ausgegangen, dass im Jahr 2030 weltweit eine kumulierte PV-Leistung von 1000 GW_p erreicht sein wird. Dies würde eine gleich bleibende jährliche Wachstumsrate von rund 24% erforderlich machen.

Fig. 7.12 zeigt die Anteile der wichtigsten Produzenten am PV-Weltmarkt im Jahr 2003, Tab. 7.3 die Marktentwicklung seit 1999.

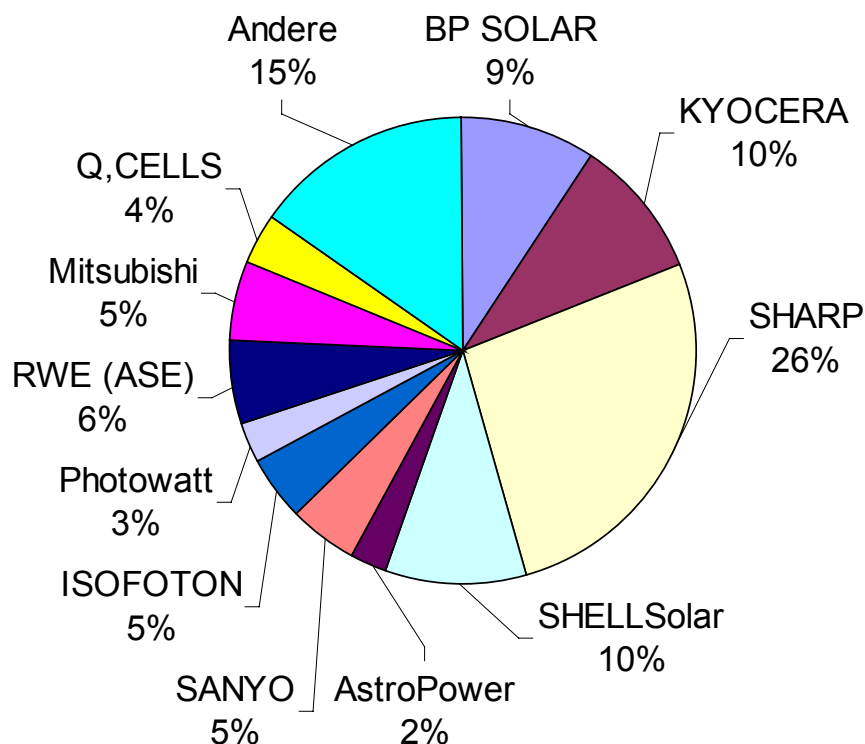


Fig. 7.12 Anteile der wichtigsten Produzenten am PV-Weltmarkt im Jahr 2003 (Maycook 2004).

Tab. 7.3 Entwicklung der PV-Zellen Produktion der bedeutendsten Hersteller (Maycook 2004).

Produzent	1999	Rang 1999	2000	Rang 2000	2001	Rang 2001	2002	Rang 2002	2003	Rang 2003
BP SOLAR	32.5	1	41.9	3	54.2	2	73.8	2	70.2	4
KYOCERA	30.3	2	42	2	54.0	3	60	3	72	3
SHARP	30.0	3	50.4	1	75.0	1	123.1	1	198	1
SHELLSolar	22.2	4	28.0	4	39.0	4	57.5	4	73	2
AstroPower	12.0	6	18.0	5	26.0	5	29.7	6	17	11
SANYO	13.0	5	17.0	6	19.0	7	35	5	35	8
ISO FOTON	6.1		9.5	10	18.0	8	27.4	8	35.2	7
Photowatt	10.0	7	14.0	7	14.0	10	17	10	20	10
RWE (ASE)	10.0	7	14.0	7	23.0	6	29.5	7	44	5
Mitsubishi	???	?	12.0	9	14.0	9	24	9	40	6
Q,CELLS									28	9
TOTAL	160.0		235.3		336.2		476.9		630.4	
Welt gesamt	201.3		287.7		390.5		561.8		744.1	

7.2.4 Solarzellen und deren Wirkungsgrade

Definition

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle oder eines Moduls ist gleich dem Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung zur Strahlungsleistung die auf die Zelle oder das Modul auftrifft.

Heute existieren verschiedene Typen von Solarzellen, wobei laufend Neuentwicklungen stattfinden. Die drei momentan bedeutendsten Zelltypen werden aus Silizium, dem zweithäufigsten Element der Erdkruste, hergestellt.

Monokristalline Zellen (mc-Si)

Das photoaktive Material der gesamten Zelle besteht aus einem durchgehenden Einkristall ohne Korngrenzen. Dieser Zelltyp weist die höchsten Wirkungsgrade auf (etwa 14%-18% bei derzeit kommerziell erhältlichen Zellen; im Labor werden 24% erreicht^a) und wird am häufigsten für Grossanlagen eingesetzt. Zur Herstellung wird hochreines Halbleitermaterial benötigt. Aus einer Siliziumschmelze werden im so genannten Czochralski-Verfahren (Cz-Si) einkristalline Stäbe mit Durchmessern von etwa 15 cm und Längen bis zu einem Meter gezogen und in der Folge in dünne Scheiben („wafer“) gesägt. Dieses Herstellungsverfahren garantiert zwar den höchsten Wirkungsgrad, verursacht jedoch wegen der aufwändigen Technologien des Kristallisierens und Sägens auch die höchsten Kosten.

Polykristalline Zellen (pc-Si)

Das photoaktive Material setzt sich aus mehreren Kristalldomänen unterschiedlicher Orientierung zusammen. Die Wirkungsgrade sind im Vergleich zu den mc-Zellen niedriger (etwa 11% - 16% bei derzeit kommerziell erhältlichen Zellen; 18% bei Laborzellen^b), da an den Domänengrenzen (auch Korngrenzen) Elektron-Loch-Rekombinationsverluste auftreten. Zur Herstellung wird flüssiges Silizium in Blöcke gegossen, welche anschliessend in Scheiben gesägt werden. Bei der Erstarrung des Materials entstehen die unterschiedlich grossen Kristalldomänen. Neben dem Blockgiessen existiert zur Herstellung auch noch das Bandverfahren, wobei die Siliziumbänder dabei auf trickreiche Weise aus der Flüssigphase von Silizium gezogen werden und anschliessend direkt als 100-300 µm dicke Silizium-Folie erstarren, die dann nur noch in meist quadratische Stücke geschnitten werden muss (beispielsweise mit einem Laser). Dieses Verfahren weist offensichtlich ein grosses Kostenreduktionspotenzial im Vergleich zur Waferherstellung aus einem voluminösen Kristall auf, es können bei diesen band-gezogenen Silizium-Folien allerdings auch neue Schwierigkeiten auftreten, wie etwa eine erschwerte Handhabung in der Fertigung aufgrund von höherer Brüchigkeit gegenüber Blockgegossenen Wafern.

Amorphe Zellen (a-Si)

Der photoaktive Teil der Zelle besteht aus einer völlig unstrukturierten, „glasartigen“ Mischphase aus Silizium und Wasserstoff. Während der ersten hundert Betriebsstunden tritt eine deutliche Verminderung des Wirkungsgrads ein (Degradation, Staebler-Wronski-Effekt). Der Initial-Wirkungsgrad beträgt heute etwa 9% - 11%, der langfristig stabile 7% - 9%. Im Labor wird derzeit ein Wirkungsgrad von 13% erreicht.^c Aufgrund dieses geringen Wirkungsgrades kommen amorphe Zellen in Netzanlagen kaum zum Einsatz, eher im Kleinleistungsbereich zur Stromversorgung von Uhren oder Taschenrechnern. Zur Herstellung wird auf Glas oder ein anderes Substratmaterial eine dünne Siliziumschicht abgeschieden. Die Schichtdicke beträgt weniger als 1 µm, man spricht deshalb auch von Dünnschichtzellen. Die Produktionskosten sind alleine wegen der im Vergleich zu den anderen beiden Zelltypen weit kleineren Materialkosten geringer, der Materialverbrauch beträgt im Vergleich

^a <http://www.solarserver.de/wissen/photovoltaik.html#unt> (25.5.2004).

^b <http://www.solarserver.de/wissen/photovoltaik.html#unt> (25.5.2004).

^c <http://www.solarserver.de/wissen/photovoltaik.html#unt> (25.5.2004).

zu kristallinen Zellen lediglich 1/20 bis 1/100 (Harmon 2000). Das Degradationsproblem ist nach wie vor ungelöst. Deshalb hat a-Si bis heute keinen grossen Marktanteil erreicht (ca. 10% vom Weltmarkt). Es wird vor allem für Kleinverbraucher (consumer market) verwendet, wo die Lebensdauer keine grosse Rolle spielt und etwas Degradation ohne weiteres in Kauf genommen werden kann. Eine mögliche Lösung dieses Problems besteht möglicherweise in der an der Universität Neuenburg (Gruppe von Prof. A. Shah) entwickelten mikromorphen Si-Dünnschichtzelle. Sie besteht aus einer mikrokristallinen Basiszelle ($\mu\text{c-Si:H}$), welche eine amorphe Si-Zelle (a-Si:H) trägt (Tandemzelle, siehe Fig. 7.13). Da diese Zellen extrem dünn sind (2-4 μm), besteht erhebliches Kostensenkungspotenzial, eine günstige Realisierung erscheint aussichtsreich. Der Wirkungsgrad nach der Degradation beträgt etwa 10%^a, wodurch der Flächenbedarf im Vergleich zu Zellen mit höheren Wirkungsgraden steigt. Die industrielle Umsetzung dieses Konzepts erfolgt durch unaxis, Balzers, FL (Niederhäusern 2004).

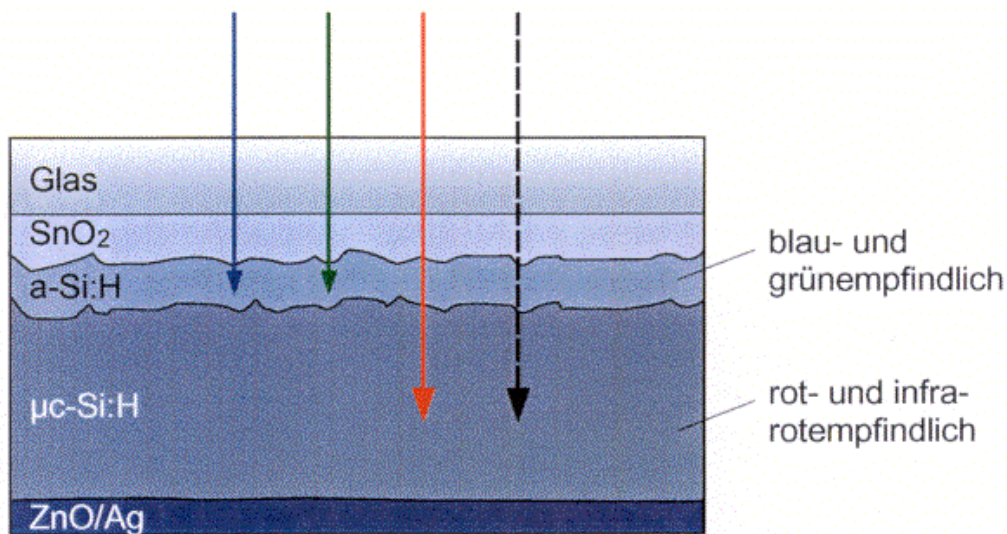


Fig. 7.13 „Mikromorphe“ Tandem-Dünnschichtzelle.

Trends und Entwicklungen

Neben diesen drei wichtigsten auf Silizium basierenden Typen wird auch versucht, mit alternativen Materialien bessere Ergebnisse zu erzielen. Zellen auf Basis von CadmiumTellurid (CdTe), Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) sind in Entwicklung. Fig. 7.14 zeigt den Aufbau einer CIGS-Zelle. Dieser Typ ist die erste industriell erzeugte Zelle ohne Silizium, derzeit werden von Shell Solar etwa 4 MW_p/a hergestellt (Tab. 7.2), was etwa 0.5% der gesamten Weltproduktion darstellt. Die CIGS-Schicht weist eine Dicke von etwa 2-5 μm auf. Die Vorteile liegen in Materialeinsparungen und geringeren Produktionskosten im Vergleich zu Si-Zellen. Der Wirkungsgrad liegt bei etwa 10%. Das Hauptproblem stellt die Degradation dar. Die technische Zukunft dieser Technologie kann mangels Langzeiterfahrung nicht beurteilt werden, insbesondere auch die Degradation, welche am PSI schon nach einem Jahr outdoor-Exposition festgestellt wurde.

^a Eigene Messung am PSI.

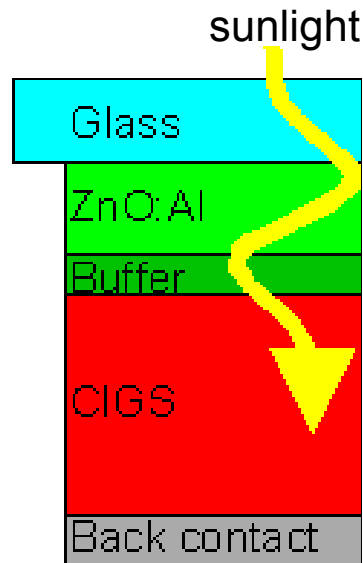


Fig. 7.14 Aufbau einer CIGS-Zelle.

Fig. 7.15 zeigt den schematischen Aufbau einer CIS-Zelle sowie eine Praxisanwendung. Die Zelle ist mit 3-5 μm sehr dünn. Ein weiterer Vorteil ist die einheitlich dunkle Oberfläche, die eine gute Ästhetik bietet. Nachteilig sind die giftigen und schlecht umweltverträglichen Komponenten, zudem ist der Rohstoffvorrat Indium begrenzt (Becker 2003).

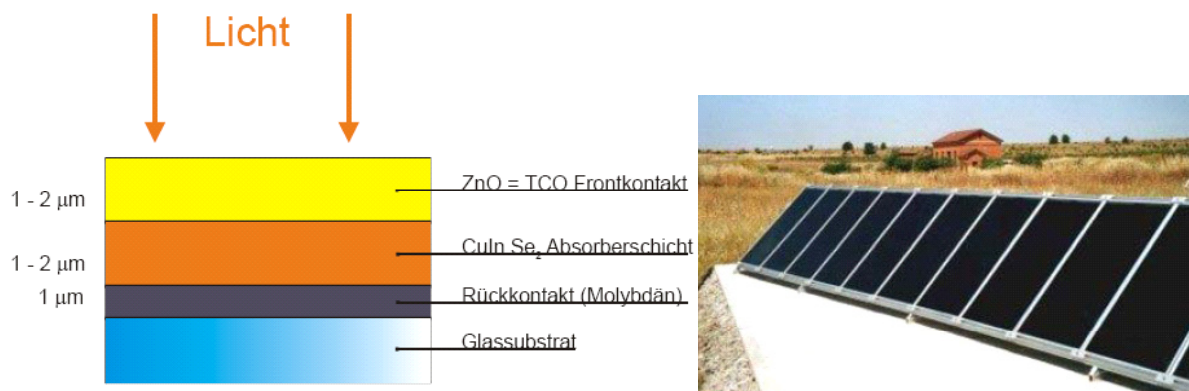


Fig. 7.15 Schematischer Aufbau einer CIS-Zelle und Praxisanwendung (Becker 2003).

Fig. 7.16 zeigt den schematischen Aufbau einer CdTe-Zelle. Dieser Typ verspricht eine kostengünstige Fertigung und ist auf dem Weg zur Produktion in grösserem Massstab. Das enthaltene Cadmium ist allerdings wenig umweltverträglich und die vorhandenen Mengen des Rohstoffs Tellur sind begrenzt (Becker 2003).

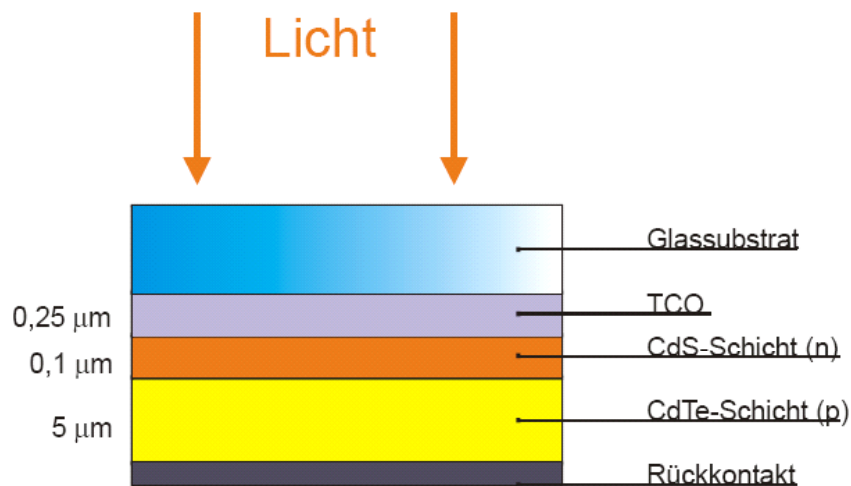


Fig. 7.16 Schematischer Aufbau einer CdTe-Zelle (Becker 2003).

Auch mit Hilfe eines veränderten Zellaufbaus kann die Performance optimiert werden. So wird beispielsweise mit dem Aufbau der Zelloberfläche in Pyramidenstruktur experimentiert, um das einfallende Licht mehrfach auf die Oberfläche treffen zu lassen (Fig. 7.17). Die eingegrabenen Frontseitenkontakte bringen 5% mehr Lichteinfall, der Produktionswirkungsgrad liegt aktuell bei 18.3%. Bei der nächsten Generation soll die Rückseite wie ein Spiegel für Photonen wirken, wodurch eine bessere Nutzung des Rot- und Infrarotbereichs möglich wird (Becker 2003).

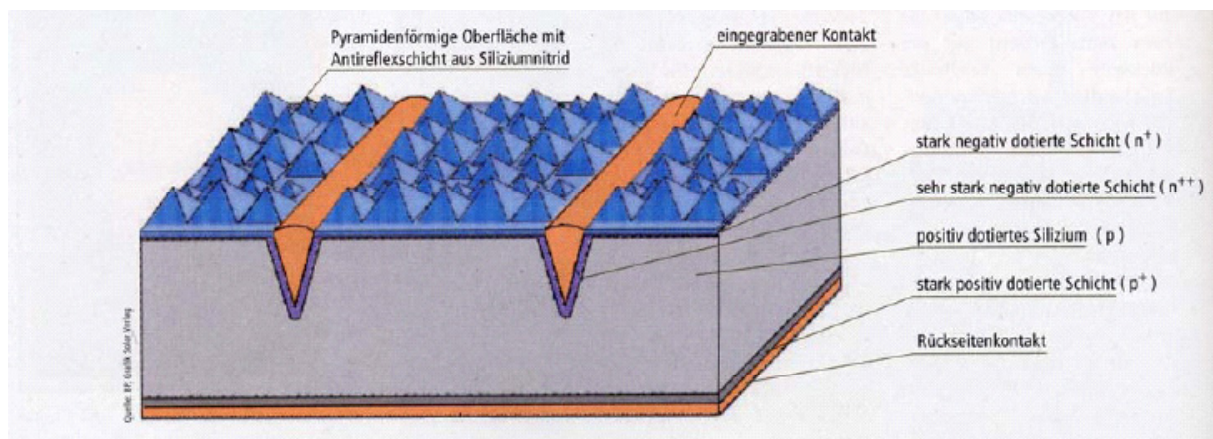


Fig. 7.17 Monokristalline Saturn Zelle von BP (Becker 2003).

Eine weitere Möglichkeit stellen Mehrschichtzellen dar. Sie bestehen aus mehreren übereinander gestapelten Halbleiterschichten mit unterschiedlichen spektralen Empfindlichkeiten, welche die einzelnen Anteile des Spektrums simultan in Strom umwandeln. Das Funktionsprinzip einer solchen Mehrschichtzelle ist in Fig. 7.18 dargestellt. Für einen Stapel von 36 Schichten wird ein Wirkungsgrad von 72% prognostiziert. So gelingt es, das Sonnenlicht weit besser auszunützen, als mit einem einzigen Halbleiter, wie beispielsweise Silizium, welcher nur bis zu einer Wellenlänge von 1100 nm (1.1 eV) empfindlich ist.

Wie jedoch in neueren Arbeiten am PSI gezeigt wurde (Durisch et al. 2004a), sinkt der Wirkungsgrad von Mehrschichtzellen bei Abweichung des Spektrums vom Standardspektrum signifikant ab, insbesondere bei der Rotverschiebung des Spektrums bei abnehmender Sonnenhöhe ab späterem Nachmittag (verlustreicher Strom-mismatch zwischen den einzelnen Zellen). Lösungen zu diesem Problem müssen unbedingt noch gefunden werden, um Mehrschichtzellen für terrestrische Anwendungen wirtschaftlich nutzbar zu machen.

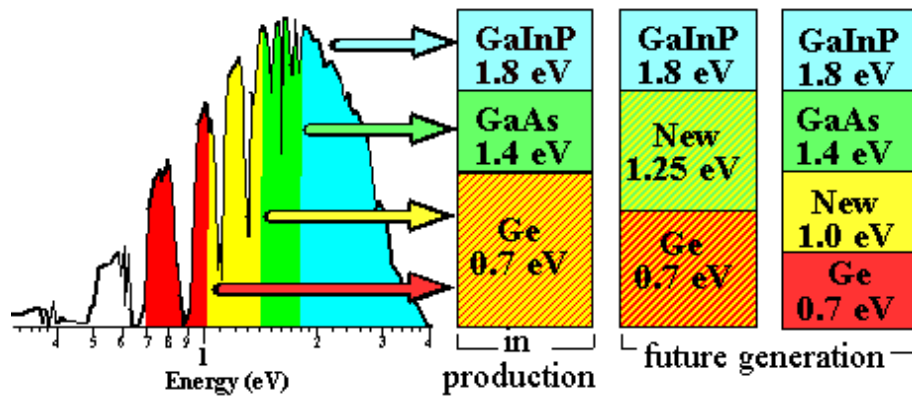


Fig. 7.18 Funktionsprinzip einer Mehrschicht-Zelle (<http://www.nrel.gov/ncpv>).

Bei Konzentratorzellen wird durch die Verwendung von Linsen- oder Spiegelsystemen eine höhere Lichtintensität auf die Zellen fokussiert. So kann teure Zellenfläche eingespart werden. Diese Systeme werden der Sonne nachgeführt, da sie nur die direkte Solarstrahlung nützen können.

Die Farbstoffzelle ist eine elektrochemische Flüssigkeitszelle mit Titanoxid als Halbleiter und einem Farbstoff zur Verbesserung der Lichtabsorption. Deren Prinzip ist in Fig. 7.19 dargestellt. Das Titandioxid TiO_2 wird in Form von Kugeln ($d=10\text{ nm}$), die mit Farbstoffmolekülen bedeckt sind, eingesetzt. Das einfallende Licht ionisiert die Farbstoffmoleküle, Elektronen werden in den Halbleiter injiziert und das Red/Ox-Paar schließt den Stromkreis. Bei diesem Zelltyp vorteilhaft ist der Ersatz von teurem Silizium durch eine dünne Schicht aus billigerem Halbleitermaterial, vorzugsweise TiO_2 . Derzeit werden im Labor Wirkungsgrade von 11% erreicht. Probleme bestehen noch mit der Degradation und dem Einschluss des Elektrolyten.

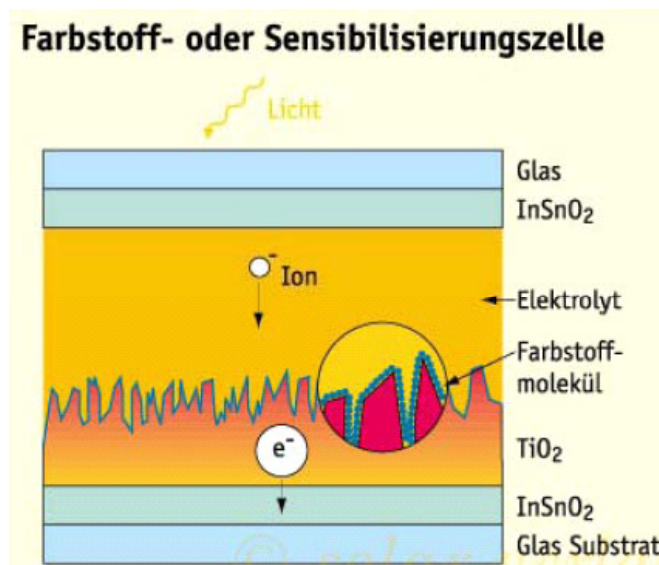


Fig. 7.19 Schematische Darstellung einer Farbstoff-Zelle (Becker 2003).

Im Folgenden werden einige fortschrittliche Entwicklungen der Solarzelle-Technologie der jüngeren Vergangenheit aufgelistet:

Am deutschen Fraunhofer-Institut wurde Ende 2003 eine kristalline Siliziumzelle mit einem Wirkungsgrad von 20.2% präsentiert. Ganz entscheidend für den hohen Wirkungsgrad ist ein patentiertes Verfahren für die Rückseitenkontaktierung der Solarzelle. Die sogenannte LFC-(Laser Fired Contacts)-Technik ermöglicht durch verbesserte Kontakte bei niedrigen Herstellungskosten eine hohe Effizienz. Die bisher notwendigen teuren und langsamen Photolithographie-Schritte entfallen.

Bei dem LFC-Prozess wird die Aluminiumschicht direkt auf die Passivierungsschicht aufgedampft. Der Laserpuls schmilzt dann das Aluminium auf, „schießt“ es durch die passivierende Nitrid-Schicht und erzeugt so die lokalen Kontakte. Dieser Prozess ist kostengünstig, materialschonend und schnell: er benötigt nur eine Sekunde pro Solarzelle und er funktioniert auch bei sehr dünnen Scheiben. Mit diesem Verfahren wurde eine Solarzelle von 37 Mikrometer Dicke hergestellt. In der Luft- und Raumfahrt gibt es einen Nischenmarkt für superdünne Hochleistungszellen. Für den terrestrischen Massenmarkt müssen noch Verfahren entwickelt werden um die ultradünnen Scheiben kostengünstig herzustellen. Mit konventionellem Schneiden sind etwa 150 Mikrometer Schichtdicke zu erreichen.^a

Eine weitere Möglichkeit, dünne Siliziumzellen herzustellen, besteht im so genannten „EFG-Verfahren“ (edge defined film-fed growth), bei dem Oktagon-Rohre aus flüssigem Silizium gezogen werden (Eberl 2004).

Die Entwicklung des Wirkungsgrades verschiedener Zelltypen in den vergangenen rund 50 Jahren ist in Fig. 7.20 dargestellt.

In den vergangenen 25 Jahren hat der Wirkungsgrad durchschnittlich um 0.25 Prozentpunkte pro Jahr zugenommen. Bei den Zellen aus Silizium, Si und Galliumarsenid, GaAs wurde der maximal mögliche Wirkungsgrad von rund 28% bzw. 29% im Labor annähernd erreicht. Da eine weitere Steigerung mit unverhältnismässig hohen Kosten verbunden wäre, ist hier die Entwicklung als weit gehend abgeschlossen zu betrachten. GaAs-Zellen werden ihres hohen Preises wegen ausschliesslich in der Raumfahrt verwendet. Das Ziel bei den Si-Zellen besteht darin, die im Labor erzielten Ergebnisse in die Praxis umzusetzen, d.h. die Herstellungsprozesse zu vereinfachen und damit die Kosten zu senken und dies bei akzeptablen Wirkungsgradeinbussen. So ist es beispielsweise der Firma SunPower in den USA neuerdings gelungen, grossflächige Si-Zellen mit Wirkungsgraden um die 20% zu konkurrenzfähigen Preisen herzustellen.

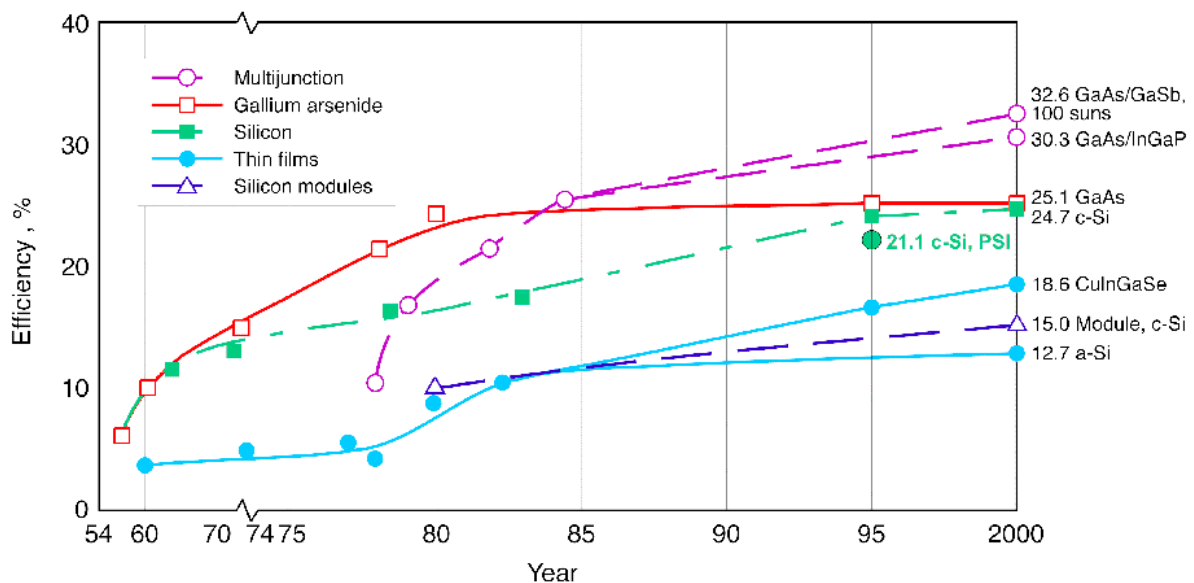


Fig. 7.20 Historische Entwicklung des Wirkungsgrades verschiedener Solarzellen (Labor) und von Siliziummodulen.^b

Der Wirkungsgrad von Si-Zellen aus kristallinem Silizium (c-Si) in handelsüblichen Modulen hat von 1980 bis 2000 von etwa 10 auf 15% zugenommen. In den vergangenen 4 Jahren ist es der Firma SunPower gelungen, bis 19% zu erreichen (Messungen am PSI).

^a <http://www.stp-gateway.de/Archiv/archiv850.html> (25.5.2004).

^b Darstellung basierend auf (Green 1993-2000), (SERI 1985) und (MRS-Bulletin 1993), ergänzt durch eigene Messungen.

Dünnschichtzellen aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CuInGaSe_2), auch unter dem Kürzel CIGS-Zellen bekannt, haben das Potenzial für grostechnische Anwendungen. Shell Solar und die Würth Solar haben die grosstechnische Modulproduktion aufgenommen. Sie leiden allerdings, wie die a-Si-Zellen, unter Degradationserscheinungen (Messungen am PSI an einem CIGS-Modul ST 40 von Shell).

Mit Tandemzellen aus Galliumarsenid, GaAs und Gallium-Antimonid (GaSb) bzw. aus GaAs und Indium-Gallium-Phosphid (InGaP) konnten im Jahr 2000 erstmals Wirkungsgrade über 30% erzielt werden. Sie werden derzeit, wie die GaAs-Zellen, ausschliesslich in der Raumfahrt verwendet. So wie Si-Zellen anfänglich auch nur in der Raumfahrt verwendet wurden, heute jedoch dominieren, könnten Mehrschichtzellen dereinst auch für terrestrische Anwendungen zum Einsatz gelangen. Auch bei den Mehrschichtzellen sind in den vergangenen Jahren enorme Fortschritte erzielt worden. Die aktuellen Wirkungsgrade aller Technologien für Labor und Praxisbetrieb sind in Tab. 7.4 zusammengestellt.

Tab. 7.4 Übersicht über die Wirkungsgrade von verschiedenen Zelltypen, Labor- und Praxiswerte.

Laborzellen			
Zelltyp		Hersteller	Wirkungsgrad
Dreischichtzellen		Sharp	39.2% ^{1), 3), a)}
	GaInP/GaAs/Ge	Spectrolab	36.9% ^{1), d)}
	GaInP/GaAs/Ge	Spectrolab	32.0% ^{d)}
Galliumarsenid		Kopin	25.1% ^{d)}
Silizium	mono	UNSW	24.7% ^{d)}
	poly	UNSW	19.8% ^{d)}
	dünnsfilm	FhG ISE	16.6% ^{d)}
	amorph	Uni Toledo	12.5% ²⁾
	tripel	United Solar	15.2% ²⁾
	hybrid	Uni Neuburg	11.9%
CIGS	Auf Glas	NREL	18.4% ^{2), d)}
	Auf Polymer	ETHZ	12.8% ²⁾
Farbstoffzelle		EPFL	11% ^{2), d)}
		ISE	8% ^{e)}
Organische Zelle		Siemens	ca. 5%
Zellen in handelsüblichen Modulen			
Silizium	mono	Sun Power	18-19% ^{b)}
		BP Solar	15-16% ^{b)}
		Shell Solar	14-15% ^{b)}
	poly	Kyocera	13-14% ^{b)}
		Sharp	14-15% ^{b)}
	amorph	Sanyo	8-9% ^{c)}
	tripel	United Solar	7-8% ^{b)}
CIGS	Auf Glas	Shell Solar	10-11% ^{b)}

1) Unter konzentriertem Sonnenlicht (200 bzw. 310x).

2) Vor Degradation.

3) Bestätigung durch unabhängiges Labor steht noch aus.

a) Quelle: (EC 2004).

b) Eigene Messungen am PSI.

c) Quelle: www.sonnenseite.com (2003).

d) Quelle: (Green et al. 2003).

e) weitgehend stabil; Quelle: (Luther 2002).

Der Wirkungsgrad herkömmlicher kristalliner Si-Zellen, Si-Mehrschichtzellen, CIGS-Zellen und neuester Si-Zellen (SunPower) hängt in komplexer Weise von den klimatischen Parametern Einstrahlungsintensität, Umgebungstemperatur und Luftmasse (Engl. Air mass, AM^a) ab. Am PSI wurden dazu eingehende experimentelle Arbeiten durchgeführt. Um die bestgeeignete Technologie für vorgegebene Standorte evaluieren zu können, wurden am PSI Wirkungsgradmodelle entwickelt, welche für entsprechende klimatische Bedingungen eine genaue Prognose der jährlichen Stromproduktion ermöglichen (Durisch et al. 2004a). Dies ist unabdingbare Voraussetzung zur möglichst wirtschaftlichen Produktwahl.

7.2.5 Zukünftige Technologieentwicklung

Hauptziel der zukünftigen Technologieentwicklung ist die Verbilligung der PV-Stromproduktion, um mit anderen Stromerzeugungsalternativen konkurrieren zu können. Nur auf diesem Weg kann die Photovoltaik den Durchbruch hin zur breiten Anwendung schaffen.

Einerseits muss die Herstellung der PV-Zellen verbilligt werden. Gefragt sind also kostengünstige Herstellungsverfahren, die Entwicklung hin zur industriellen Massenproduktion sowie die Verwendung alternativer, billiger Materialien. Nach (Keshner & Arya 2004) könnte beispielsweise eine deutliche Kostenreduktion bei der Herstellung von Dünnschicht-PV-Systemen allein durch die Errichtung von Produktionsanlagen in ausreichender Grösse erreicht werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der zukünftigen Entwicklung wird die Erhöhung der Wirkungsgrade sein. Dabei sind jedoch durch unterschiedliche Verlustmechanismen Grenzen gesetzt. Grundsätzlich können mit einzelnen Halbleitermaterialien nur bestimmte Spektralbereiche des Lichts genutzt werden. Ein bestimmter Anteil der Strahlungsenergie bleibt also ungenutzt, da die Lichtquanten nicht über ausreichend Energie verfügen, um die Ladungsträger zu aktivieren. Die Überschussenergie der Photonen wird nicht in Strom, sondern in Wärme umgewandelt. Zudem spielen optische Verluste, wie etwa die Abschattung der Zelloberfläche durch die Kontaktierung oder die Reflexion einfallender Strahlung an der Zelloberfläche, sowie elektrische Widerstandsverluste im Halbleiter und dem metallischen Stromabnehmer eine Rolle. Einzelne Verlustmechanismen können aus physikalischen Gründen nicht weiter optimiert werden, da sie durch das verwendete Material vorgegeben sind. So liegt etwa der theoretisch maximale Wirkungsgrad von kristallinem Silizium bei 28%. In Fig. 7.21 sind die theoretisch maximalen Wirkungsgrade anderer Zellenmaterialien bei Standardbedingungen dargestellt.^b

^a Der Faktor der Luftmasse [m/m] entspricht dem realen Weg des Sonnenlichts durch die Atmosphäre, der länger ist als der vertikale Weg.

^b <http://www.solarserver.de/wissen/photovoltaik.html#unt> (25.5.2004).

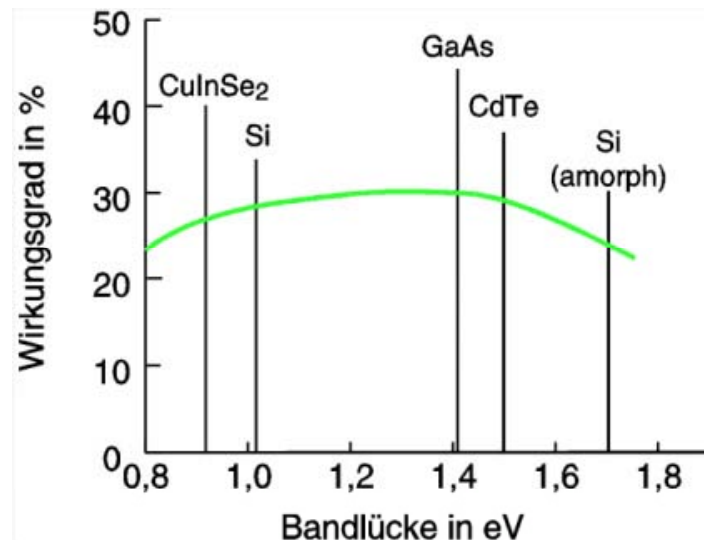


Fig. 7.21 Maximale theoretische Wirkungsgrade einiger Solarzellenmaterialien bei Standardbedingungen.

Durch den Einsatz alternativer Zellmaterialien oder die intelligente Verwendung von Materialkombinationen können diese systematischen Beschränkungen jedoch umgangen werden. So ist das Wirkungsgradpotenzial von Solarzellen in handelsüblichen Modulen noch längst nicht ausgeschöpft (die theoretische Obergrenze liegt bei 94.8%). Heutige kommerziell erhältliche Produkte haben Wirkungsgrade im Bereich von 8-16%. In den vergangenen 25 Jahren nahm der Wirkungsgrad mit durchschnittlich 0.25 Prozentpunkten pro Jahr zu. In Anbetracht der noch enormen Entwicklungsmöglichkeiten dürfte eine lineare Extrapolation wohl die sinnvollste Annahme sein. Somit ergeben sich für das Jahr 2035 technische Wirkungsgrade im Bereich von 16 bis 24% und im Jahr 2050 von 20 bis 28%. Im Labor dürften dann 40-56% erreicht sein, bei quantensprungartigen Entwicklungen, wie bei den HT-Supraleiter sogar noch höhere Werte. Quantensprungartige Entwicklungen sind aber derart spekulativ, dass 2035 für Massenprodukte realistischerweise von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 20% ausgegangen werden darf und von 24% im Jahr 2050. Bei einem Durchbruch in der Technologieentwicklung könnten aber auch deutlich höhere Werte resultieren.

Diese Schätzungen decken sich auch in etwa mit den in Fig. 7.22 gezeigten historischen und für die Zukunft prognostizierten Entwicklungen der Wirkungsgrade verschiedener Zelltypen, jeweils für die höchsten Laborwirkungsgrade nach (Goetzberger 2001). Die Kurve für die dritte PV-Generation ist rein hypothetisch.^a Die Kurven zeigen, dass die maximal möglichen Wirkungsgrade im Jahr 2050 annähernd erreicht sein werden. Der Wert solcher Prognosen kann jedoch zumindest in Frage gestellt werden, da schon heutige Laborwirkungsgrade (vgl. Tab. 7.4) teilweise deutlich von den Prognosekurven abweichen.

^a Der Grossteil der heute verwendeten Solarzellen basiert auf wafern aus Silizium, der so genannten „ersten Generation“ der Photovoltaik. Hier bestimmen die Materialkosten, insbesondere die Kosten der Si-wafer die Investitionskosten. Als „zweite Generation“ werden Dünnschichttechnologien bezeichnet. Vorteilhaft ist hier, dass keine Si-wafer benötigt werden, was zu deutlichen Kosteneinsparungen führen kann. Derzeit sind die Wirkungsgrade jedoch noch deutlich unterhalb jener der ersten Generation.

Als „dritte Generation“ werden schliesslich Technologien bezeichnet, welche der Dünnschichttechnologie nachfolgen werden und deren Wirkungsgrad nicht dem thermodynamischen Limit des Quantenumwandlungsprozess der heutigen Zellen unterworfen ist. Es kann erwartet werden, dass die Wirkungsgrade der dritten Generation zwischen dem thermodynamischen Limit von 31% für einen einzelnen Übergang und dem maximalen Canot'schen Umwandlungswirkungsgrad von Sonnenlicht in Strom von rund 95% liegen wird (Green 2002). Diese dritte Generation wird auf Dünnschichttechnologie mit höherem potenziellen Wirkungsgrad (mehr als ein Elektronenübergang) sowie der Verwendung reichlich vorhandener, nicht toxischer Materialien basieren und soll zudem keine Degradationserscheinungen aufweisen (Green 2003, Green 2004).

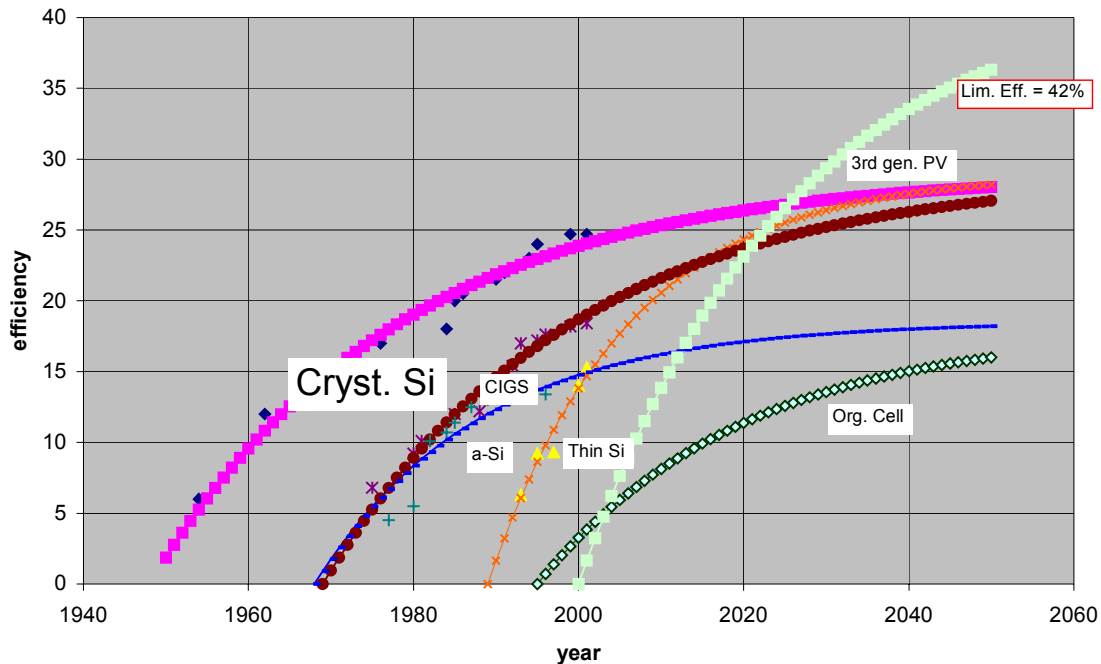


Fig. 7.22 Historische und prognostizierte Entwicklungen der Wirkungsgrade verschiedener Zelltypen, jeweils für die höchsten Laborwirkungsgrade (Goetzberger 2001).

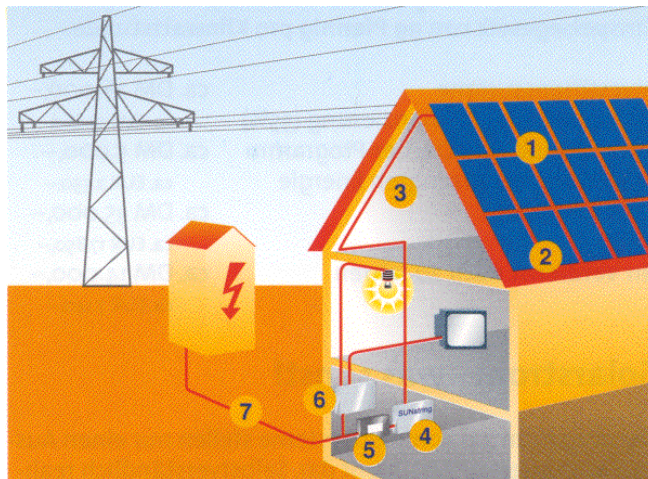
Tab. 7.5 bietet einen zusammenfassenden Überblick über verschiedenen PV-Systeme, deren Vor- und Nachteile sowie deren Verbesserungspotenzial.

Tab. 7.5 Überblick über verschiedene Photovoltaik-Optionen nach (Energie-Spiegel 2001).

Materialsystem	Vorteile	Nachteile	Verbesserungspotenzial
Kristallines Silizium (c-Si)	Bewährt, stabil, in beliebigen Mengen und überall verfügbar, umweltfreundliches Material, hoher Wirkungsgrad 15-20%	Geringe Absorption bedingt grosse Dicke (200-400 µm), grosser Materialbedarf, verlangt hochwertiges Si, hoher Energieverbrauch bei Herstellung	Abscheidetechnik, Dünnschichttechnik, Wirkungsgrad, Lichteinfang, Mehrfachzellen, Quanten-Strukturen
Amorphes Silizium (a-Si)	Hohe Absorption, geringer Materialbedarf, Abscheiden auf billige Substrate	Wirkungsgrad gering (7-10%), nimmt unter Lichteinstrahlung ab	Stabiler Wirkungsgrad, Tandemzellen aus mikrokristallinem Si und amorphem Si
Konzentrator-technik (Si, GaAs, InP)	Geringer Materialbedarf, hoher Wirkungsgrad 25-30%	Nutzt nur direkt eingestrahktes Licht, Zelle muss stets auf Sonne gerichtet sein	Konzentrator, Mehrfachzellen, Wirkungsgrad >35%
Verbindungshalbleiter (CIS, CIGS, CdTe)	Kostengünstige Abscheidetechnik, sehr hohe Absorption, sehr dünne Schichten	Seltene Elemente (In, Te), benötigt geringe Mengen toxisches Cd, Te	Wirkungsgrad, Mehrfachzellen, Anpassung an Spektrum, billige Substrate
Elektrochemische Zellen	Billige Halbleiter (z. B. TiO ₂)	Einschluss des chemischen Systems (Elektrolyt), Degradation	Neuartige Elektrolyten, Halbleiter und Farbstoffe, Nanostrukturen, Wirkungsgrad

7.2.6 Systeme und Anlagen

Einzelne Solarzellen, etwa in der Grösse von 10 cm mal 10 cm und einer Leistung von rund 1.5 W_p, können zu so genannten PV-Modulen kombiniert werden, welche üblicherweise eine Leistung von 10 W_p bis 300 W_p aufweisen. Einzelne Module können wiederum zu Generatorarrays zusammengesetzt werden, um eine dem Anwendungszweck entsprechende Leistung zu erreichen. Diese Generatorarrays können auf Dächer und Fassaden aufgesetzt oder integriert werden, wobei zur Stromgewinnung natürlich auch noch Elektroinstallationen nötig sind. Fig. 7.23 zeigt eine schematische Darstellung einer netzverbundenen PV-Dachanlage mit den notwendigen Elektroinstallationen. Die Panele sind fix ausgerichtet.



- 1 Photovoltaikgeneratoren
- 2 Unterkonstruktion
- 3 Gleichstromleitung
- 4 Netzeinspeise-Wechselrichter
- 5 Produktionszähler
- 6 Verteilerkasten
- 7 Einspeisung des Stromüberschusses ins EW-Netz

Fig. 7.23 Schematische Darstellung einer ans Stromnetz angebundenen PV-Dachanlage.

Erste Anwendungen fand die Photovoltaik in der Raumfahrt. Dort spielten die Kosten keine Rolle. Danach folgten die ersten terrestrischen Anlagen. Heute sind es vor allem dach- und fassadenintegrierte Netzverbund-Anlagen im Bereich von 1-10 kW, die im Rahmen von staatlichen Programmen gefördert werden (z.B. in Deutschland, Japan, USA usw.). Bereits anfangs der Achtzigerjahre wurden in den USA zwei grosse Freiland-Kraftwerke gebaut. Die derzeit grössten Anlagen stehen in Hemau bei Regensburg (4 MW), Rancho Seco in Kalifornien (3.9 MW), Tuscon in Arizona (3.78 MW) und in Serre bei Salerno in Italien (3.3 MW).^a Im deutschen Saarland entsteht derzeit die weltweit grösste Anlage mit einer Leistung von 8.2 MW_p. Auf einer Fläche von 165'000 m² werden etwa 50'000 Solarmodule installiert, welche 8 GWh/a Strom für 3500 Haushalte liefern werden.^b Mehrere weitere Grossanlagen im Bereich von 2-18 MW sind in Deutschland in Planung.

Langfristig werden sonnenreiche Wüstengebiete von Interesse sein. Dort sind nutzbare Flächen im Überschuss vorhanden und das Angebot an Sonnenenergie mindestens zwei mal so hoch wie in unseren nördlichen Breiten (vgl. Fig. 7.24 und Fig. 7.25). Visionen für Grosskraftwerke im Bereich von 100 bis 1000 MW wurden im Rahmen des IEA-Programms „Photovoltaik Power Systems“, Task 8 „Very Large Scale Photovoltaic Systems“ erarbeitet. Das dort für Wüstengebiete abgeschätzte PV-Potenzial übersteigt die heutige weltweite Elektrizitätsproduktion um mehr als zwei Grössenordnungen. Für Europa ist vor allem Nordafrika interessant.

^a <http://www.zdf.de/ZDFde/inhalt/14/0,1872,2138062,00.html> (11.8.2004).

^b <http://www.umwelt.saarland.de/11949.htm> (11.8.2004).

7.2.7 Entsorgung und Recycling

Ganze PV-Anlagen mussten bisher noch nie entsorgt werden. Vor allem die Entsorgung der Photovoltaikmodule ist noch nicht abschliessend geklärt. Kleine Mengen defekter Module fallen aus der Endkontrolle der Produktion an und werden heute als Industrieabfall (KVA oder Deponie) entsorgt. Methoden für das Recycling von PV-Modulen sind in Entwicklung. Modulrahmen (Stahl oder Aluminium) können als rezyklierbar eingestuft werden, da sie in massiver Form mechanisch vom Modul getrennt werden können.

Der eigentliche PV-Generator bzw. das Laminat ist aufgrund der Betriebs-Anforderungen ein hochstabiler Verbund aus Glas, Kleber, Siliziumzellen und einer wetterfesten Schutzfolie aus Kunststoff. Das Rezyklieren dieser Wertstoffe ist erstrebenswert, da das Laminat Materialien in höchsten Reinheiten enthält. Drei Lösungswege des Recyclings sind denkbar:

- trennen des Laminatverbundes (mechanisch, chemisch oder thermisch)
- recyclinggerechte Panelkonstruktion
- reparaturgerechte Panelkonstruktionen (Ersatz von defekten Komponenten)

Der Laminat-Verbund kann mechanisch nur schwer gelöst werden. Allenfalls können Glasscheibe und Rückseitenfolie mechanisch getrennt werden. Thermische Verfahren zur Auftrennung sind für Verbundglasscheiben in Erprobung. Dabei werden die nicht chemischen Flächenhaftungen bzw. Adhäsion der unvernetzten Polymere durch Abkühlung herabgesetzt. Zur Trennung des vernetzten Kleber/Zellen-Verbundes ist dieses Verfahren jedoch kaum praktikabel, da dieser Verbund besonders stabil ist und gutes Tieftemperaturverhalten aufweist. Als vernetztes Polymer ist ein Recycling des Klebers kaum möglich. Eine thermische Verwertung ist hingegen möglich. Recycling- oder reparaturgerechte Konstruktionen sind noch nicht erhältlich, sind jedoch in Erprobung.

Die Entsorgung in einer KVA ist wegen der zu erwartenden Emissionen nachteilig. Der hauptsächliche Nutzen bei einer Verbrennung der Lamine wäre die Volumenreduktion durch Verbrennung der Kunststoffteile (Kleber- und Rückseitenfolie). Wichtige Emissionen sind aus der Rückseitenfolie (HF aus PVF) und z.T. aus den elektrischen Verbindungselementen (flüchtigere Metalle wie Kupfer, Silber, Zinn, Blei) sowie sehr geringe Mengen von Phosphor- und Borverbindungen aus den Zellendotierungen zu erwarten. Die Volumenreduktion beträgt durch vollständige Kunststoffverbrennung lediglich ca. 10%. Die Entsorgung in der KVA sollte deshalb nicht in Betracht gezogen werden.

Materialien, die in Inertstoffdeponien gelagert werden, dürfen nicht mehr als 5 Gewichtsprozent organisches Material enthalten. Die direkte Deponierung von Laminaten als Inertstoff ist deshalb in einigen Fällen erst nach Entfernung der Rückseitenfolie und evtl. des Klebers zwischen den Zellen und der Folie möglich. Weil die Lamine zum grossen Teil aus Glas und hochreinem Silizium bestehen, stellen sie relativ harmlosen Müll dar.

Als problematisch können sich einerseits die Kosten des Recyclings, andererseits die Entsorgung geringer toxischer Bestandteile erweisen. Nach (Fthenakis & Moskowitz 2000) ist das Recycling technologisch und ökonomisch machbar, es müssen jedoch einige spezifische Faktoren berücksichtigt werden. So stellt beispielsweise der Transport bei der Entsorgung weit verstreuter Kleinanlagen einen bedeutenden Kostenfaktor dar. Mit den heute möglichen Verfahren kann der Grossteil der Metalle recycelt werden. Der verbleibende Anteil liegt in Form eines Schlammes vor, welcher entweder entsorgt oder einer weiteren Verwertung zugeführt wird. In Frage kommt z.B. die Nutzung des Cadmiums im Schlamm aus dem Recycling von CdTe als Grundstoff für NiCd-Batterien (Fthenakis & Moskowitz 2000).

In (Sander et al. 2004) wurde die Entsorgung von Photovoltaikanlagen angesichts des boomenden Marktes in Deutschland und der EU analysiert, um Empfehlungen hinsichtlich eines optimalen Stoffstrommanagements aussprechen zu können. Die Ergebnisse zeigen, dass für kristalline Module eine möglichst vollständige getrennte Erfassung und ein zerstörungsfreier Transport sicherzustellen

sind, während bei amorphen Zellen diese Notwendigkeit nicht besteht. Bei kristallinen Zellen ist deren Abtrennung anzustreben, da dadurch eine Wiederverwertung des teuren Materials ermöglicht wird. Bei Cadmiumhaltigen Modulen muss das Hauptaugenmerk auf die Abtrennung des Schwermetalls gelegt werden, um es aus dem Abfallstrom zu entfernen. Bei Modulen mit amorphen Zellen besteht das Ziel lediglich in der getrennten Sammlung und anschliessenden Wiederverwertung von Glas und Metall. Tab. 7.6 gibt einen aktuellen Überblick über Verfahrenstypen zur Behandlung von PV-Modulen.

Tab. 7.6 Merkmale von Verfahrenstypen zur Behandlung von PV-Modulen (Sander et al. 2004).

Verfahren	Fractionen Output	Stärken	Schwächen	Status
Chemisch	Silizium-Wafer; Glas; gebrauchte Chemikalien; Halbleiter (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Gewinnung von Silizium für Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung Rückgewinnung von Halbleitern	Menge verbrauchter Chemikalien zur Beseitigung	Für die Auflösung des Verbunds „kristallines Si-EVA-Glas“ als nicht durchführbar erachtet. Für cadmiumhaltige Dünnschichtmodule z. Zt. in USA im Pilotbetrieb (First Solar GmbH)
Thermisch	Silizium-Wafer; Glas (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Gewinnung von Silizium für Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung	Energiebedarf; Emissionspotential im Abgaspfad; Abgasbehandlung; Abfälle aus der Abgasbehandlung	Zur Zeit eine Pilot-Anlage in Freiberg (Sachsen) im Versuchsbetrieb für Trennung kristalline Module (Deutsche Solar AG)
Mechanisch (für Dünnschicht-Module)	Halbleiter; Glas; Kunststoffe (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Rückgewinnung von Halbleitern; kein Einsatz von Chemikalien	Kontaminierter Sand; gefährliche Stäube während des Prozesses	Pilotverfahren der BAM
Trennung mit anschließendem Einsatz des Glases im Verbundglasrecycling	Glas (einschließlich Si); (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Mechanische Trenntechnik ohne Nebenprodukte, die zusätzlich entsorgt werden müssen	Downcycling; Si-Einschluss führt zu Glasfehler; Gehalte an Si, Cu, Pb + Kunststoff problematisch für Recycleinsatz in Glasproduktion	abgeschlossene Versuche mit kristallinen Modulen in einer Verbundglas-Recyclinganlage; für große Mengen nicht geeignet

Vorteilhaft wirkt sich auch die relativ grosse Reduktion des Energieverbrauchs zur Herstellung der PV-Anlagen durch die Wiederverwertung der Zellmaterialien aus. Nach (Frisson et al. 2000) kann der Energieinput pro erzeugter Kilowattstunde durch die Verwendung von recycelten polykristallinen wafern in PV-Modulen um rund 75% gesenkt werden.

7.2.8 Produktionscharakteristik

Infolge winterlicher Hochnebellagen ist die PV-Stromproduktion im Mittelland nur beschränkt möglich, wogegen sie bei gleichzeitiger Hochdrucklage in den Alpen durchaus Sinn macht. Dies wird auch, wie später in Fig. 7.32 und Fig. 7.33 gezeigt, aus der monatlichen Stromproduktion im Mittelland bzw. in den Alpen deutlich.

7.3 Potenzial

7.3.1 Einstrahlungspotenzial

Das Stromerzeugungspotenzial mit PV-Anlagen ist sehr stark von der Sonneneinstrahlung abhängig. Fig. 7.24 zeigt die durchschnittliche globale Einstrahlung auf horizontale Flächen für die Schweiz.^a Bei Dachanlagen sind die Module meist geneigt. Die Neigung für maximalen Jahresertrag beträgt in der Schweiz bei Südausrichtung etwa 35°. Nach Meteonorm beträgt die Einstrahlung bei dieser Ausrichtung in Würenlingen, einem Ort im Mittelland, 1220 kWh/m², in Chur 1468 kWh/m² und in St. Moritz 1795 kWh/m². Es wird also deutlich, dass die Einstrahlung in Abhängigkeit vom Standort stark variiert.

^a Die globale Einstrahlung ist die gesamte Sonneneinstrahlung, die auf einen ebenen Empfänger trifft. Sie schliesst die reflektierte und gestreute Strahlung ein, welche aus dem Halbraum vor der Empfängerebene auf den Empfänger trifft. Für die herkömmliche Photovoltaik wichtig ist die Einstrahlung in geneigte, nach Süden ausgerichtete Flächen, wie sie in der Studie zur Berechnung der Stromgestehungskosten verwendet wird.

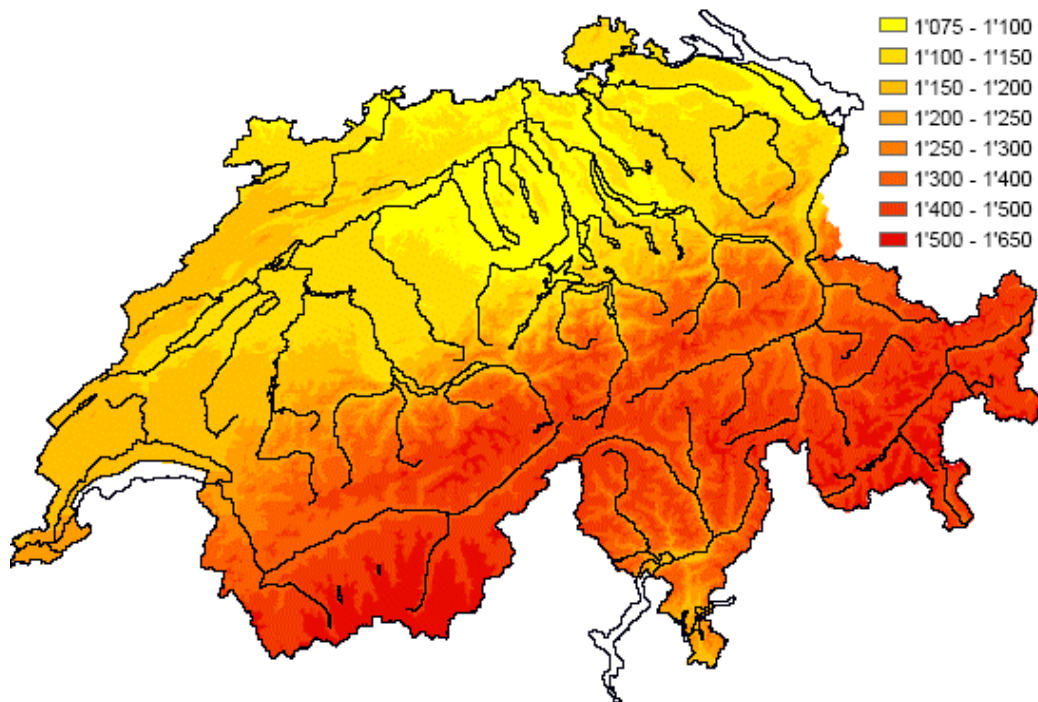


Fig. 7.24 Jährliche Sonneneinstrahlung auf horizontale Flächen in der Schweiz [kWh/m²] nach Meteotest.^a

Im Schweizer Mittelland sind die Verhältnisse vergleichsweise ungünstig. In den Alpen ist etwa 1.5 mal mehr Globalstrahlung verfügbar als im Schweizer Mittelland, in einem Sonnenland wie Jordanien mindestens 2 mal mehr (Durisch et al. 1995). Fig. 7.25 veranschaulicht die Strahlungsverhältnisse weltweit.

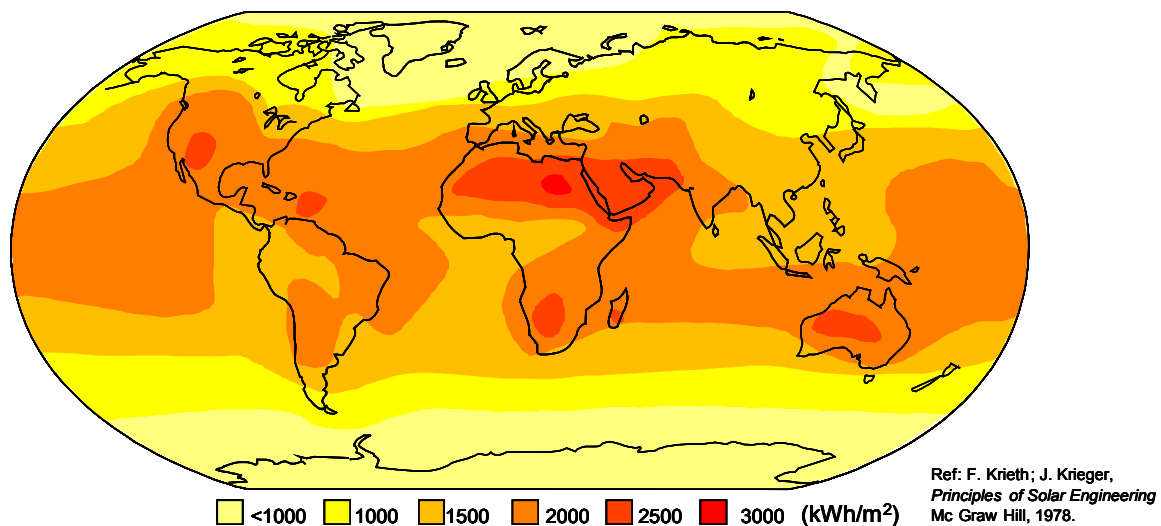


Fig. 7.25 Jährliche solare Einstrahlung auf horizontale Flächen weltweit (Krieth & Krieger 1978).

^a [http://www.solarch.ch/main/Show\\$Id=452\\$LoName=solar_frames_right.html](http://www.solarch.ch/main/Show$Id=452$LoName=solar_frames_right.html) (3.2.2005).

7.3.2 Flächenpotenzial

Das Potenzial der für die Installation von PV-Anlagen geeigneten Gebäudeflächen in der Schweiz wurde in (Gutschner 1996, Haas et al. 2002) abgeschätzt. Die darin enthaltenen Zahlen dienen als Basis für die im Folgenden vorgenommenen Abschätzungen für Leistungs- und Energiepotenzial (Kap. 7.3.3 und Kap. 7.3.4). Nach (Gutschner 1996) beträgt die nutzbare Fläche in Abhängigkeit von der Flächengüte (entspricht dem Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) zwischen geschätzten 46 km² und 303 km². Bei einer Fläche von 46 km² werden lediglich Dachflächen mit einer Güte von mehr als 90% berücksichtigt. Berücksichtigt man Flächen mit einer Güte von mindestens 80%, so ergeben sich Potenziale von 138 km² für Dächer und 52 km² für Fassaden (Haas et al. 2002). Der Wert von 303 km² entspricht Gebäudeflächen mit einer Güte von mehr als 50%.

7.3.3 Leistungspotenzial

Um das künftige Energiepotenzial abzuschätzen zu können, muss zunächst bekannt sein, mit welcher kumulativ installierten Leistung künftig zu rechnen ist. Dazu wird durch die bisherige Entwicklung der kumulativen Leistung ein Modell gelegt, siehe Fig. 7.26. Es ist jedoch zu beachten, dass diese Extrapolationen von einem sehr niedrigen Niveau ausgehen und die zukünftige Entwicklung als relativ unsicher angesehen werden muss. Die reale Entwicklung wird sehr stark von den tatsächlichen Investitionskosten für die PV-Anlagen abhängen.

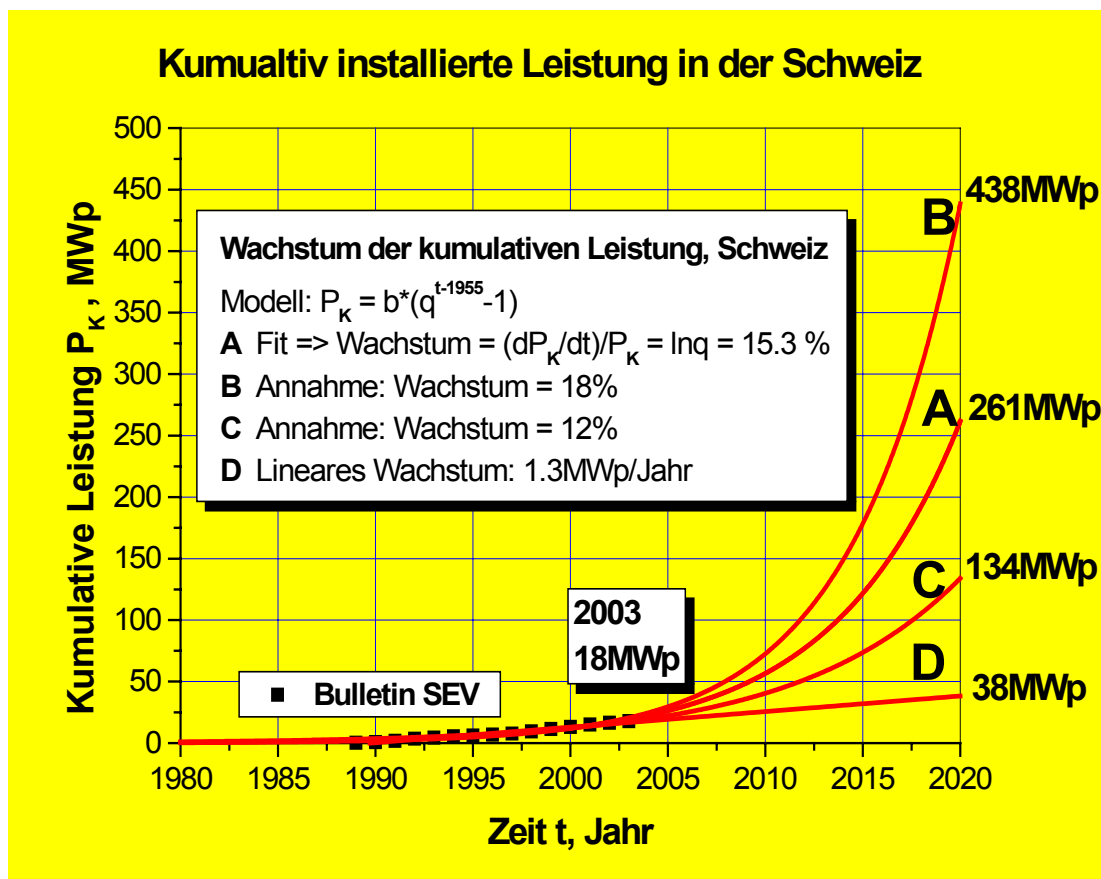


Fig. 7.26 Wachstum der kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung in der Schweiz und mögliche künftige Entwicklungen.

Die Szenarien A, B, C und D stellen Varianten dar, wie die Entwicklung unter bestimmten Voraussetzungen verlaufen könnte.

Das Modell für die kumulative Leistung wurde aus der Analyse der weltweiten Zellen-Produktionskapazität sowie der weltweit kumulativ installierten Leistung entwickelt und auf den Fall Schweiz übertragen. Es lässt die Extrapolation über einen nicht allzu grossen Zeitraum zu. Das Szenario A würde gelten bei Fortschreibung des Wachstums in der Schweiz während der vergangenen 15 Jahre. Szenario B setzt eine fortschrittliche Förderung voraus, wie z.B. in Deutschland und Japan, d. h. z.B. eine garantierte kostendeckende Vergütung während einer nicht allzu kurzen Zeit. Das Szenario C trifft zu, falls es mit dem mittleren Wachstum der letzten 5 Jahre von 12% weiter ginge. Im Szenario D wird ein linearer Zuwachs mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate der letzten Jahre unterstellt. Das Modell zeigt die beachtliche Ungewissheit über die im Jahr 2020 installierte Leistung (38 bis 438 MW_p).

Für längere Zeiträume ist das in Fig. 7.26 verwendete Modell nicht geeignet. Hier bietet sich ein logistisches Modell an (Marchetti 1997), siehe Fig. 7.27. Dieses berücksichtigt die Dynamik der Markteinführung neuer Energieträger. Zu seiner Anwendung wird Kenntnis des langfristig installierbaren Leistungspotenzials vorausgesetzt. In der Schweiz ist dieses Potenzial gegeben durch die für die Photovoltaik zur Verfügung stehende Fläche. Nach (Gutschner 1996) beträgt sie je nach Flächengüte (Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) zwischen 46 km² und 303 km². Bei den 46 km² werden nur Flächen mit einer Güte grösser als 90% berücksichtigt, bei den 303 km² jene mit Güte über 50%. Daraus lässt sich die installierbare STC-Leistung, d.h. die Modul-Leistung bei Einstrahlung 1000 W/m², Zelltemperatur 25°C und air mass 1.5 abschätzen. Dazu wird mit einem bis 2040 erreichbaren Modulwirkungsgrad von 25% gerechnet. Bei Berücksichtigung eines Inverterwirkungsgrad von 95% ergibt sich die installierbare Wechselstromleistung P_o zu 10.9 GW_p bis 72.0 GW_p. In Fig. 7.27 ist der zeitliche Verlauf der kumulativen Leistung über einen langen Zeitraum dargestellt und zwar für den unteren Wert der verfügbare Fläche von 46 km². Das Szenario B wurde hier weggelassen, weil die finanzielle Förderung über Jahrzehnte nicht sinnvoll ist.

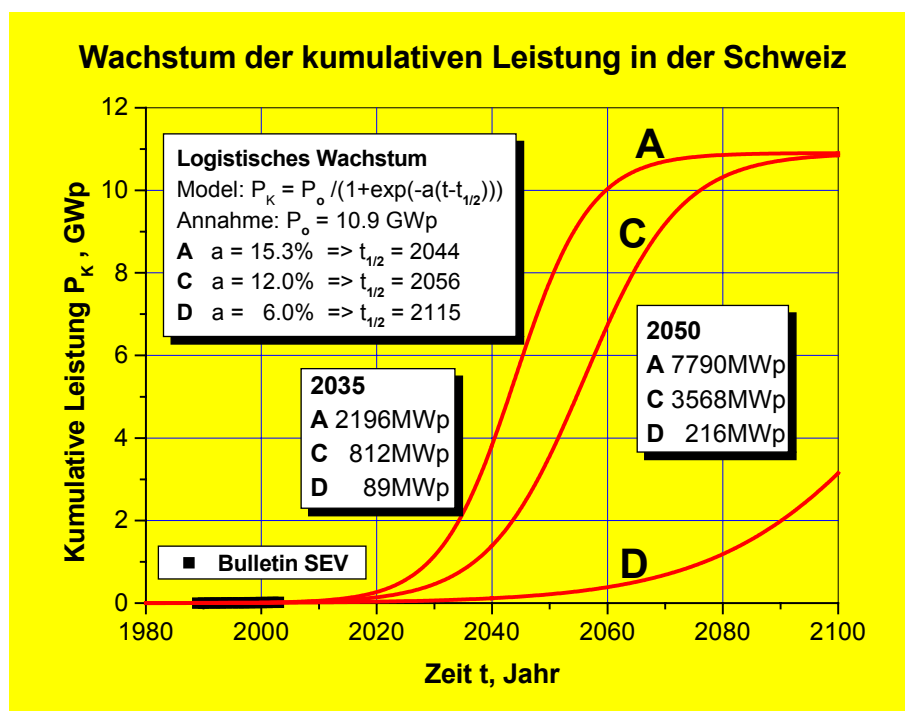


Fig. 7.27 Wachstum der kumulativ installierten Photovoltaik-Leistung in der Schweiz über einen langen Zeitraum.

Die Szenarien A, C und D stellen Varianten dar, wie die Entwicklung unter bestimmten Voraussetzungen verlaufen könnte. Szenario A bedeutet die Fortschreibung des mittleren Wachstums während der vergangenen 15 Jahre, Szenario C jenes der vergangenen 5 Jahre. In Szenario D wird bis zum Jahr 2020 ein lineares Wachstum um $1.3 \text{ MW}_p/\text{a}$ angenommen, danach ein moderates jährliches Wachstum von 6%.

Für das Jahr 2020 liefert das logistische Modell gemäss Fig. 7.27 für die beiden Szenarien A und C installierte Leistungen von 270 MW_p bzw. 143 MW_p . Sie schliessen gut an das Modell gemäss Fig. 7.26 an. Beim Szenario D wird im Jahr 2020 eine kumulierte Leistung von 38 MW_p erreicht. Für 2035 liefert das logistische Modell 2196 bzw. 812 MW_p für die Szenarien A und C sowie 89 MW_p für Szenario D. Auch hier zeigt sich wieder die grosse Unsicherheit über die 2020 und später installierte Leistung. Fig. 7.27 zeigt, dass der Vollausbau der oben erwähnten 46 km^2 erst um die Jahrhundertwende oder abhängig von den Rahmenbedingungen eventuell auch deutlich später abgeschlossen sein wird.

7.3.4 Energiepotenzial

Produktionscharakteristik - Tagesverlauf

Die Stromproduktion von PV-Anlagen ist in grober Approximation proportional zur Intensität der Sonneneinstrahlung. Deshalb fällt der meiste Strom um die Mittagszeit an, koinzidiert also gut mit einer der täglichen Strombedarfsspitzen. Weil PV-Strom aber nicht garantiert abrufbar ist, wird er auch als Pseudo-Spitzenstrom bezeichnet.

Die folgenden Figuren zeigen typische Tagesverläufe der Sonneneinstrahlung in eine nach Süden orientierte Dachfläche mit einer Neigung von 30° .^a

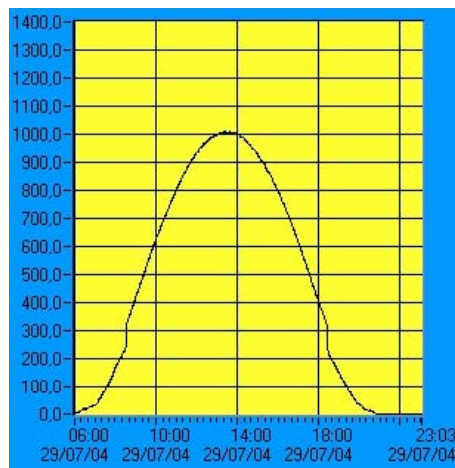


Fig. 7.28 Globale Einstrahlung in W/m^2 in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche bei wolkenlosem Himmel.

Der Intensitätsverlauf in Fig. 7.28 ist typisch für wolkenlose Tage. Um die Mittagszeit werden bis über 1000 W/m^2 erreicht. Die beiden vertikalen Kurvenstücke entsprechen dem Auf- und Untergang der Sonne in der geneigten südorientierten Fläche. Der Intensitätsverlauf in Fig. 7.29 ist typisch für bewölkte Tage mit kurzen sonnigen Abschnitten. Dabei kann die Intensität infolge Reflexion an Wolken kurzzeitig bis auf über 1300 W/m^2 ansteigen (in den Alpen bis auf über 1800 W/m^2). Solche Einstrahlungsspitzen können zur Überlastung von Invertern führen.

^a Siehe auch <http://grid-pv.web.psi.ch/> (19.8.2004).

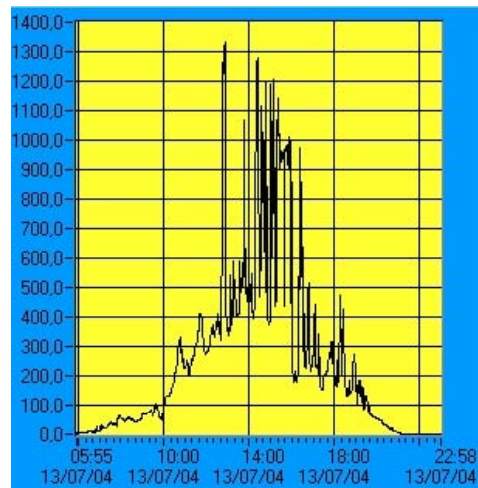


Fig. 7.29 Globale Einstrahlung in W/m^2 in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem bewölktem Tag mit kurzen sonnigen Abschnitten.

Der Intensitätsverlauf in Fig. 7.30 entspricht leicht bis stark bewölkten Tagen ohne Sonnenschein. Die tägliche Stromproduktion beträgt etwa 30% jener von wolkenlosen Tagen.

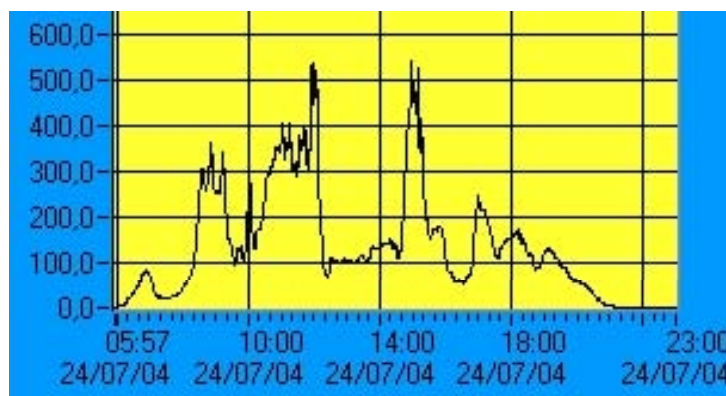


Fig. 7.30 Globale Einstrahlung in W/m^2 in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem bewölktem Tag ohne Sonnenschein.

Der Intensitätsverlauf in Fig. 7.31 entspricht Hochnebeltagen, wie sie im Winter im Mittelland in wochenlangen Perioden auftreten können. In den Alpen, oberhalb der Hochnebelgrenze, ist es dann bei Hochdrucklagen sonnig. Die Intensität steigt an diesen Hochnebeltagen im Mittelland bis auf knapp 100 W/m^2 an, und die Stromproduktion beträgt noch rund 5% jener eines sonnigen Sommertages, während sie in den Alpen 100% des theoretisch möglichen Wertes beträgt.

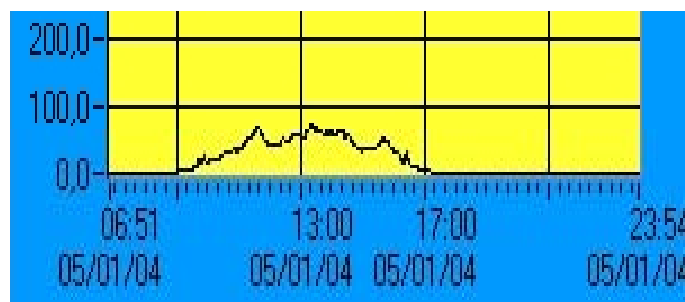


Fig. 7.31 Globale Einstrahlung in W/m^2 in eine 30° geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche an einem Tag mit Hochnebel.

Produktionscharakteristik - Jahresverlauf

Im Mittelland beträgt die Jahreseinstrahlung auf ein nach Süden orientiertes, 30° geneigtes Dach typischerweise 1100 kWh/m², in den Alpen rund 1400 kWh/m² (bis zu 1800 kWh/m²) (Durisch & Bulgheroni 1999). Der Winteranteil an der Jahreseinstrahlung beträgt im Mittelland rund 30%, in den Alpen rund 50%. Daraus kann gefolgert werden, dass PV-Anlagen vor allem in den Alpen interessant sind. Via Verbundnetz kann Winterstrom aus den Alpen und sonnigen Regionen der Südschweiz ins Mittelland transportiert werden und so der dortige Standortnachteil etwas entschärft werden. Die winterliche Minderproduktion im Mittelland hat aber auch eine verminderte Jahresproduktion zur Folge und damit höhere Strom-Gestehungskosten.

Die Monatsproduktion einer 2 kW-PV-Anlage im Mittelland in kWh(ac) ist in Fig. 7.32 dargestellt. Daraus ist die Minderproduktion im Winter infolge von Hochnebel klar ersichtlich. Wesentlich ausgeglichener ist die Produktion einer 2.4 kW-PV-Anlage in den Alpen, Fig. 7.33. Diese jahreszeitlichen Schwankungen werden jedoch in den folgenden Potenzialabschätzungen nicht weiter betrachtet.

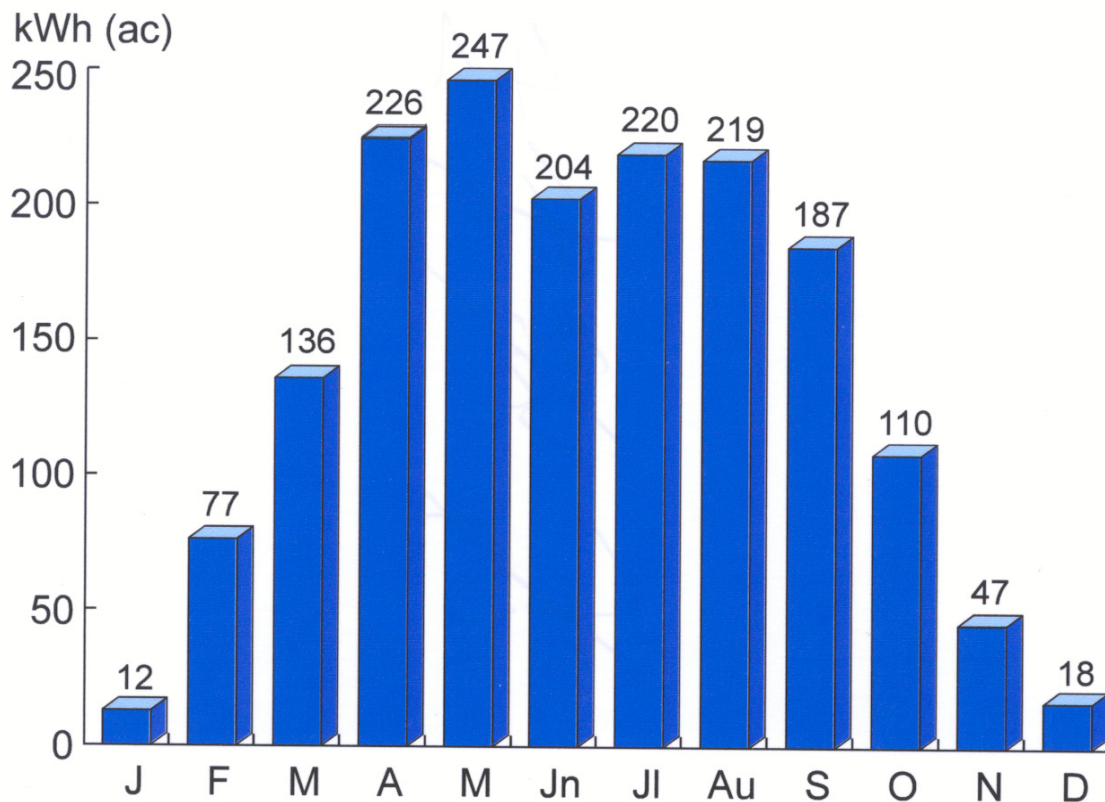


Fig. 7.32 Monatliche Stromproduktion einer 2 kW PV-Anlage im Schweizer Mittelland im Jahr 1997.

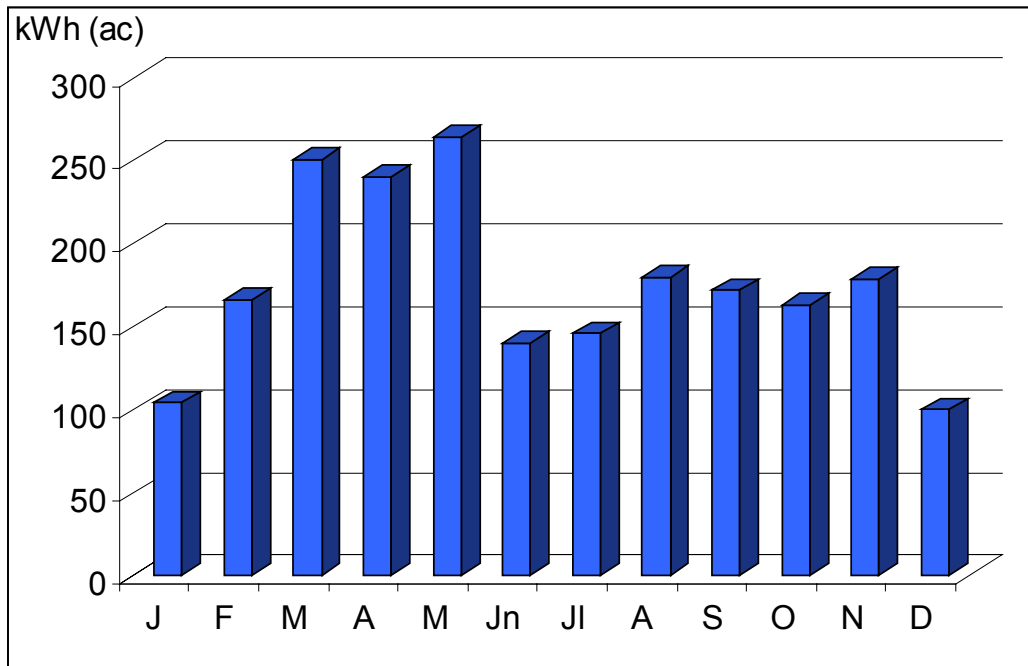


Fig. 7.33 Monatliche Stromproduktion einer 2.4 kW PV-Anlage in den Schweizer Alpen im Jahr 1993.

Jahresproduktion

Der leistungsspezifische Jahresertrag p von Photovoltaikanlagen kann wie folgt abgeschätzt werden:

$$p = \eta_{WR} \int \eta_m(t) A_m G(t) dt / P_{STC} \quad (1)$$

p spezifischer Jahresertrag, kWh/kW_{p,STC}

η_{WR} Jahresmittelwert des Inverterwirkungsgrades

$\eta_m(t)$ zeitliche Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades

A_m Modulfläche, m²

$G(t)$ zeitliche Abhängigkeit der solaren Einstrahlung in die Modulfläche, W/m²

P_{STC} elektrische Gleichstromleistung der Anlage unter Standardbedingungen^a, W

Die Integration in (1) ist über ein ganzes Jahr vorzunehmen. Für den zeitlichen Verlauf der Einstrahlung G ist das langjährige Durchschnittsjahr des betrachteten Standorts zu verwenden. P_{STC} ist die Leistung einer Photovoltaik-Anlage, wenn sie bei Standardbedingungen betrieben würde, d.h. bei einer Einstrahlungsintensität in die Modulebene von $G_o = 1000 \text{ W/m}^2$, bei einer Zelltemperatur von 25°C und einer relativen atmosphärischen Luftmasse (air mass) von $AM = 1.5$ (entspricht einer Sonnenhöhe von 41.8°). Wie in mehreren Arbeiten (Durisch et al. 1988a, Durisch et al. 1988) gezeigt wurde, ist der Modulwirkungsgrad η_m in komplexer Weise abhängig von der Einstrahlungsintensität G , der Modultemperatur (genauer Zelltemperatur) und der Luftmasse AM .

Für P_{STC} gilt:

$$P_{STC} = \eta_{mSTC} A_m G_o \quad (2)$$

Es wird angenommen, dass gilt:

$$\eta_m = c \eta_{mSTC} \quad (3)$$

^a Standard Test Conditions (Einstrahlung 1000 W/m², $AM = 1.5$, Zelltemperatur = 25 °C).

Die Konstante c in (3) ist technologieabhängig und beträgt nach einer neuesten Arbeit (Durisch et al. 2004) zwischen 0.89 und 0.98. Im Folgenden soll mit einem Wert von 0.94 gerechnet werden. Aus den Gleichungen (1) bis (3) folgt:

$$p = \eta_{\text{WR}} c [G(t) dt / G_0] \quad (4)$$

Heutige Wechselrichter haben einen Jahresmittelwert des Wirkungsgrades von rund 90%. Er dürfte innerhalb des hier betrachteten Zeitrahmens auf etwa 95% steigen. Mit diesem Wert soll im Folgenden gerechnet werden.

Das Integral in (4) entspricht der Jahressumme der in die Modulebene eingestrahlt Energie. Sie ist vom Standort, Modulausrichtung und Betriebsweise der Module (fest installiert oder sonnennachgeführt) abhängig. Bis anhin sind praktisch keine sonnennachgeführte Module in der Schweiz installiert worden. Es wird angenommen, dass dies weiterhin so bleibt, zumindest solange die Photovoltaik nur auf überbauten Flächen zur Anwendung kommt. In diesem Fall betragen die Jahressummen der Einstrahlung in die Modulebene im Mittelland und in den Alpentälern zwischen 1000 kWh/m^2 und 1400 kWh/m^2 . Dabei wurde angenommen, dass bis 2020 nur optimale Flächen, d.h. mit guter Südausrichtung und einer Neigung zwischen 15° und 40° genutzt werden. Damit ergibt sich nun der spezifische Jahresertrag zu:

$$p = 0.95 \cdot 0.94 \cdot (1000 \text{ bis } 1400 \text{ kWh/m}^2) / G_0 = 893 \text{ bis } 1250 \text{ kWh/kWh}_{\text{p,STC}} \quad (5)$$

Diese Werte stimmen mit den Produktionsdaten neuerer Anlagen gut überein (Meier et al. 2004). Zum Vergleich betrug der durchschnittliche Jahresertrag aller Anlagen in der Schweiz im Zeitraum von 1990-2002 etwa 800 kWh/kW_p , im sonnenreichen Jahr 2003 wurden 875 kWh/kW_p erreicht (Jauch & Tschärner 2004). Fig. 7.34 zeigt die spezifischen Jahreserträge der installierten Einzelanlagen im Jahr 2003, unterteilt in Klassen.

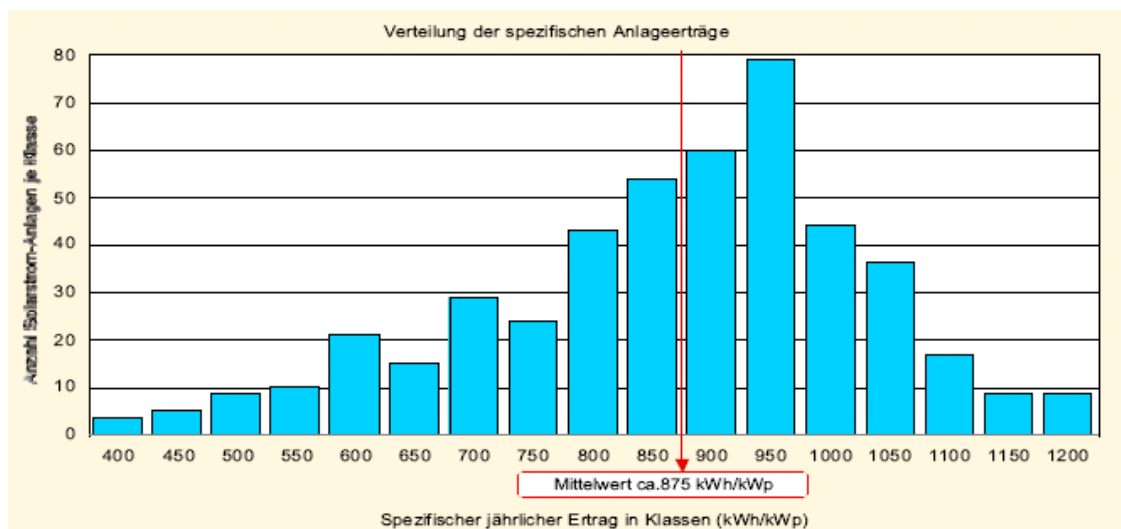


Fig. 7.34 Jahresertrag der PV-Anlagen in der Schweiz (Meier et al. 2004).

In (5) wird vorausgesetzt, dass keine Produktionseinbussen, z.B. durch Beschattung, Schneebedeckung usw. der Module auftreten. Ebenso keine Betriebsunterbrüche durch defekte Wechselrichter.

Mit (5) kann nun die jährliche Energieproduktion berechnet werden:

$$E_{\text{PV}} = p \cdot PK \quad (6)$$

Wobei PK die kumulativ installierte Leistung bedeutet.

Aus den im Kapitel 7.3 aufgezeigten Szenarien ergibt sich nun der im Jahr 2020 produzierbare Photovoltaikstrom wie in Tab. 7.7 dargestellt.

Tab. 7.7 Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2020, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.26).

Szenario	Leistung [MW _p]	Wechselstrom-Produktion [TWh]
A hoch	261	0.234 bis 0.350
B sehr hoch	438	0.395 bis 0.555
C moderat	134	0.120 bis 0.168
D linear	38	0.034 bis 0.048

Würden die selben Leistungen im Alpenraum als zentrale Kraftwerke installiert, ergäben sich infolge erhöhter Einstrahlung rund 1.5 mal höhere Stromausbeuten.

Aus dem logistischen Wachstum der installierten Photovoltaikleistung, siehe Fig. 7.27, sowie den Gleichungen (5) und (6) ergibt sich die Stromproduktion für das Jahr 2035 wie in Tab. 7.8 dargestellt. Das Szenario B gemäss Fig. 7.26 mit dem hohen Wachstum von 18% wird als unrealistisch angesehen und daher nicht weiter verfolgt.

Tab. 7.8 Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2035, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.27).

Szenario	Leistung [MW _p]	Wechselstrom-Produktion [TWh]
A hoch	2196	1.84 bis 2.76
C moderat	812	0.73 bis 1.02
D linear	89	0.080 bis 0.112

Für 2050 ergibt sich, je nach angenommenem Szenario, die in Tab. 7.9 dargestellte Stromproduktion.

Tab. 7.9 Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen im Jahr 2050, verschiedene Szenarien (siehe Fig. 7.27).

Szenario	Leistung [MW _p]	Wechselstrom-Produktion [TWh]
A hoch	7790	6.96 bis 9.78
C moderat	3568	3.19 bis 4.48
D linear	216	0.194 bis 0.272

Bei Vollausbau der sehr gut geeigneten Flächen (Gütefaktor $\geq 90\%$) von insgesamt 46 km² würde die PV-Stromproduktion schliesslich 9.4 bis 13.7 TWh ausmachen.

In der Praxis werden nicht ausschliesslich auf sehr gut geeigneten Gebäudeflächen PV-Anlagen errichtet. Es ist allerdings deutlich ersichtlich, dass selbst zum Bebau der sehr gut geeigneten Flächen, wie Fig. 7.27 zeigt, 60 bis 80 Jahre erforderlich sind. Für Gebäudeflächen mit einer Güte von mindestens 80% werden deshalb hier keine Szenarien zum zeitlichen Verlauf der Stromproduktion berechnet, sondern nur die Maximalerträge angegeben. Die potenzielle Stromerzeugung mit PV-Dachanlagen beträgt für Dachflächen dieser Güte 15 TWh/a, für Fassadenflächen 3 TWh/a (Haas et al. 2002).

Es ist ferner zu beachten, dass die in Fig. 7.27 angenommenen Wachstumsraten von 12 und 15.3% vergleichsweise hoch sind. Das Szenario mit der linearen Wachstumskurve stellt eine eher konservative Schätzung dar und entspricht wahrscheinlich der unteren Grenze des möglichen Ausbaus ohne starke Fördermassnahmen.

7.3.5 Einführungsgeschwindigkeit

Die Einführungsgeschwindigkeit für PV-Anlagen ist wegen der momentan nicht konkurrenzfähigen Stromgestehungskosten sehr stark von der öffentlichen Unterstützung abhängig. Wie das Beispiel

Deutschland mit dem überaus erfolgreichen „100'000-Dächer-Programm“ beweist, ermöglicht staatliche Unterstützung in Form von zinsvergünstigten Darlehen einen raschen Ausbau der PV-Anlagen.^a Einen weiteren begünstigenden Faktor stellt das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dar, welches eine Mindestvergütung für Solarstrom von derzeit 45.7 Eurocent/kWh garantiert.^b Mithilfe dieser beiden Instrumente konnte die PV-Stromerzeugung zwischen 2001 und 2003 beinahe verdreifacht werden. Andere Staaten haben dieses erfolgreiche Beispiel identisch oder geringfügig modifiziert übernommen. Auch hier ist in den nächsten Jahren wahrscheinlich ein Boom der Photovoltaik zu erwarten. Dies könnte zur Folge haben, dass die Modulpreise infolge anhaltender Verknappung am Markt nicht so schnell fallen wie erwartet.

Das Beispiel Schweiz hingegen zeigt, wie schleppend sich die Photovoltaik entwickelt, wenn keine starken Förderinstrumente zur Verfügung stehen. Wie aus Fig. 7.6 ersichtlich, ist der Zuwachs hierzulande sehr gering, die jährlich hinzukommenden Installationen stagnieren oder nehmen sogar leicht ab. Die über Solar- oder Ökostrombörsen zu kostendeckenden Preisen absetzbare Menge an Solarstrom ist wahrscheinlich nicht gross genug, um ein schnelleres Wachstum des PV-Marktes zu erlauben.

7.4 Kosten

7.4.1 Derzeitige Kosten

Fig. 7.35 zeigt den zeitlichen Verlauf der Kosten (Preise ab Fabrik) von mono- und polykristallinen PV-Modulen über der weltweit kumulativ installierten Leistung. In den drei Kurven wird die Preisentwicklung seit 1989 mit unterschiedlichen Werten für die heutigen Kosten bis 2020 extrapoliert, und zwar mit 2.6 USD/W_p, 3.3 USD/W_p und 3.5 USD/W_p.^c

Eine weltweit kumulativ produzierte Leistung von etwa 25'000 MW_p und damit Modulkosten von rund 2.4 USD/W_p werden gemäss Fig. 7.11, Kurve C, bei einem jährlichen Wachstum von ca. 14% und einer „progress ratio (PR)“ von 0.91^d im Jahr 2020 erreicht werden, wie auch in der roten Kurve in Fig. 7.35 dargestellt. Die beiden schwarzen Kurven, die im Jahr 2020 Modulkosten von etwa 2.0 USD/W_p bzw. 2.9 USD/W_p ergeben, grenzen die Unsicherheit ein. Sollte im Jahr 2020, Fig. 7.11, Kurve A, eine kumulative Leistung von 117 GW_p erreicht werden, würde der mittlere Modulpreis beim gleichen PR-Faktor noch 1.95 USD/W_p betragen.

^a <http://www.100000daecher.de/index.php?id=7> (8.8.2004).

^b <http://www.solarserver.de/100.000daecher.html> (8.8.2004).

^c Nach Angaben von Hr. Nowak, BFE Programmleiter Solarstrom, betragen im Jahr 2003 die Modulkosten in sehr kompetitiven Märkten annähernd 2.6 USD/W_p. Laut Dan Shugar, Präsident einer namhaften US-PV-Firma, betragen die Kosten für PV-Module am Weltmarkt heute rund 3.5 USD/W_p.

(http://www.powerlight.com/company/media/2004/04.13.04_SFChronicle_FirmShowsFlairforSolarPower.shtml (11.1.2005)).

Es existieren noch weitere Angaben zu den aktuellen Modulkosten, die die angegebene Bandbreite der zukünftigen Entwicklung unterstützen. Laut (PV-POWER 2004) bewegt sich der Preis für Solarmodule in grösseren Mengen (rund 500 kW_p) im Bereich von 3 EUR/W_p, das entspricht rund 3.9 USD/W_p. Nach <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm> (31.1.2005) betrug im Januar 2005 der niedrigste ermittelte Handelspreis 3.64 USD/W_p, Grossabnehmer können mit Preisen von rund 3 USD/W_p rechnen.

^d Mit der „progress ratio“ wird die Verbilligung einer Technologie im Lauf der Zeit bei zunehmender Produktion quantifiziert. Für die Verbilligung sind unterschiedliche Faktoren verantwortlich: Lerneffekte bei steigender Produktion und zunehmendem Einsatz einer Technologie; Innovationen durch Forschung und Entwicklung; Verbesserung der Zusammenarbeit von Marktteilnehmern; Standardisierung der Herstellung; und Verbesserungen im Produktdesign. Der PR-Faktor gibt die Preisreduktion bei verdoppelter kumulierter Produktion einer Technologie an, siehe auch Fig. 7.38. Ein Faktor von 0.91 bedeutet somit, dass bei einer verdoppelten kumulierten Modulproduktion die Modulkosten nur mehr 91% des Ausgangswerts betragen.

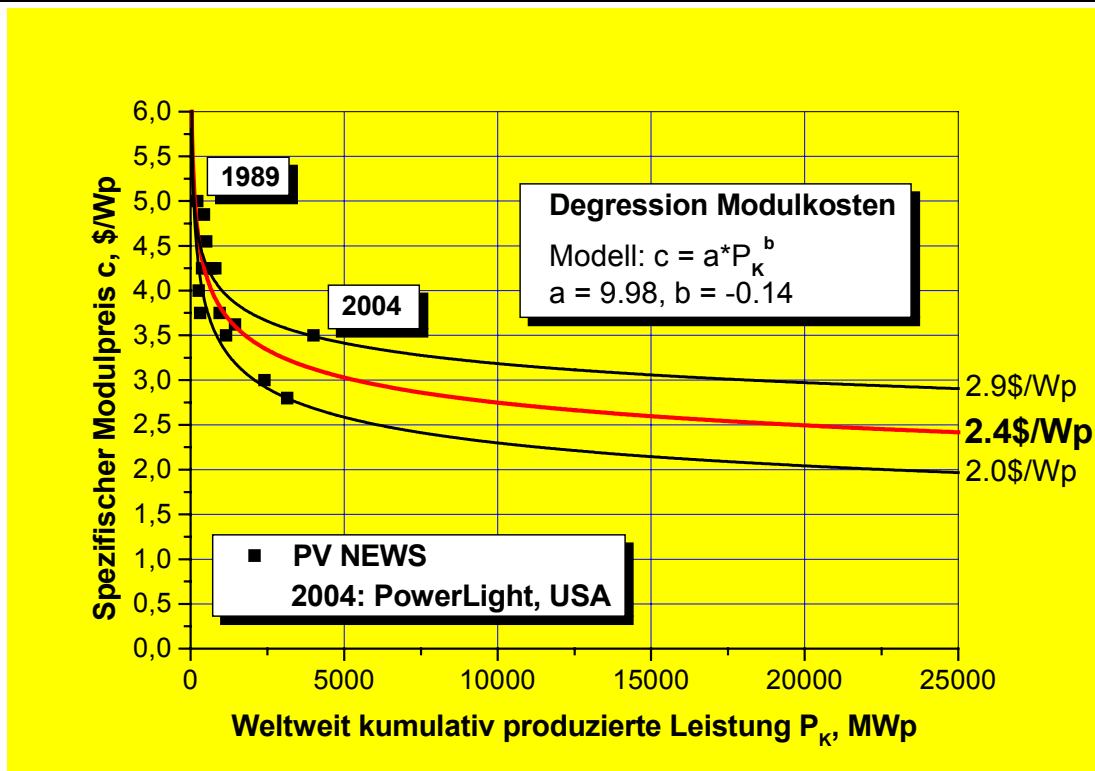


Fig. 7.35 Degression der Kosten von mono- und polykristallinen Modulen über der weltweit kumulativ produzierten Leistung. Es handelt sich um Preise ab Fabrik. Die Progress Ratio (PR) beträgt hier 0.91.

Bei einer typischen dachaufgebauten Netzverbundanlage machen die Modulkosten rund 50% aus (Nowak 1999).^a Der Rest wird mit „balance of system“-Kosten (BOS) bezeichnet. Fig. 7.36 zeigt eine Aufschlüsselung der Systemkosten auf einzelne Bestandteile. Bei grossen Freilandanlagen beträgt der Anteil der Modulkosten 50%-60%, bei einer Integration in Neubaudächer und Fassaden bis zu 70%.

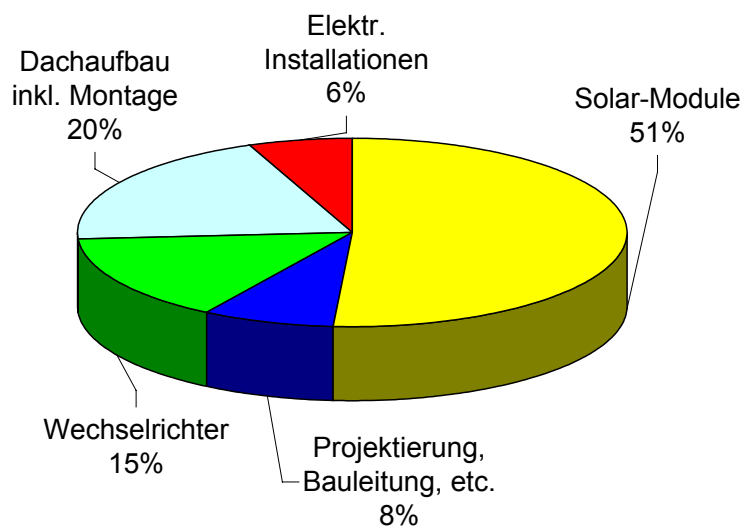


Fig. 7.36 Kostenaufschlüsselung von dachaufgebauten Netzverbundanlagen.

^a Auch auf <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm> (31.1.2005) wird der Anteil der Modulkosten an den gesamten Investitionskosten mit 45-55% angegeben.

Fig. 7.37 zeigt eine schematische Darstellung des Modells zur Berechnung der Stromgestehungskosten. Neben den meteorologischen Randbedingungen, d.h. der Sonneneinstrahlung, sind vor allem die Investitionskosten von entscheidender Bedeutung.

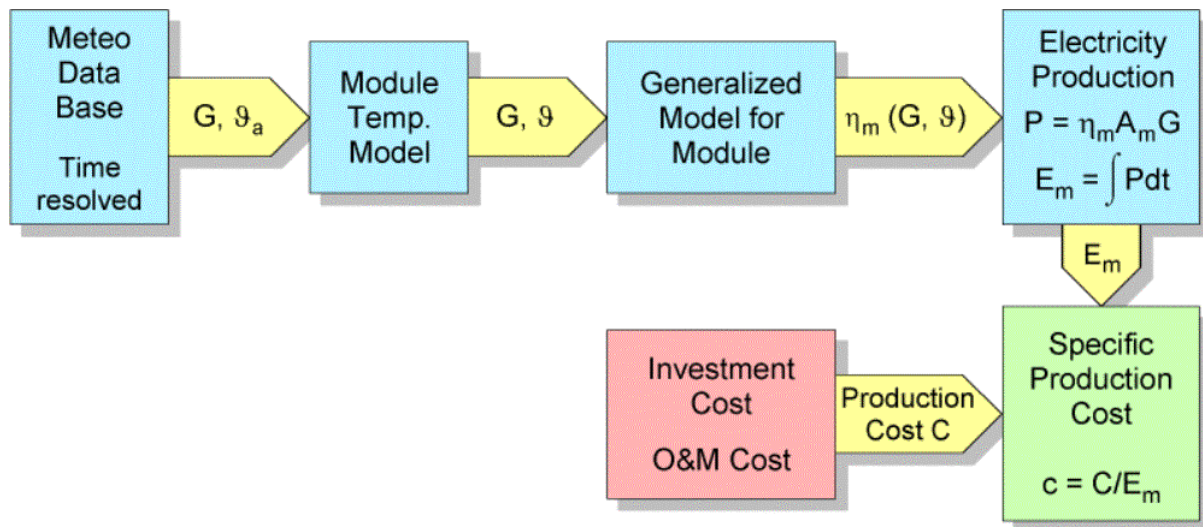


Fig. 7.37 Schematische Darstellung des Modells zur Berechnung der Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen. **G:** Globale Einstrahlung, ϑ_a : Umgebungstemperatur; **P:** Modulleistung; ϑ : Zelltemperatur; **E_m:** Ertrag; η_m : Modulwirkungsgrad; **C:** Produktionskosten; **A_m:** Modulfläche; **c:** Spezifische Gestehungskosten.

Für die Abschätzung der Stromgestehungskosten müssen einige Annahmen getroffen werden. Für kleine Dachanlagen im Bereich von 1-10 kW_p, die im Folgenden als Referenz für die Berechnung der Stromgestehungskosten dienen, sowie für Grossanlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW_p resultieren mit BOS-Kosten von 50% und einer Lebensdauer von 25 Jahren bei einem Hypothekarzinsatz von 3-6% und einem Dollarkurs von 1.18 CHF/USD^a die in Tab. 7.10 dargestellten Stromgestehungskosten.

Die Modul- und BOS-Kosten für Dachanlagen in der Schweiz werden dabei jeweils mit 3.8 USD/W_p angenommen, was als eher optimistischer Wert eingeschätzt werden kann, da aufgrund einer Umfrage bei Schweizer Modullieferanten heute Module für typische Dachanlagen im unteren Leistungsbereich zwischen 3.7 USD/W_p und 4.8 USD/W_p kosten.^b Für Grossanlagen werden hier im Vergleich zu kleinen Dachanlagen um 30% geringere spezifische Anlagekosten angenommen.^{c,d} Für Anlagen in der Leistungsklasse dazwischen kann im Vergleich zu Kleinanlagen mit geringeren Investitionskosten gerechnet werden. Eventuelle Preisnachlässe der Lieferanten sind jedoch projektspezifisch und können nicht genau quantifiziert werden.

^a <http://www.dollar-kurs.de/index.php> (28.1.2005).

^b Nach (PV-POWER 2004) liegen die Modulkosten in Fallstudien zu drei nicht näher bezeichneten Ländern bei mindestens etwa 3.7 USD/W_p.

^c Bei den in Deutschland neu gebauten Anlagen im Megawattbereich betragen die spezifischen Investitionskosten rund 4.5 Mio. Euro/MW_p, z.B. Bürstadt: 5 MW, 23 Mio. Euro (<http://www.solarserver.de/solarmagazin/news2004m08.html#news2791>) und Leipzig: 5 MW, 22 Mio. Euro, (<http://www.mdr.de/nachrichten/sachsen/1160358.html>). Bei einem Anteil der Modulkosten von 50-60% der Anlagekosten ergeben sich die spezifischen Modulkosten für MW-Anlagen in Deutschland zu 2.9-3.5 USD/W_p.

^d Nach Angaben von Hr.Nowak, BFE Programmleiter Solarstrom, betragen die Kosten für das gesamte PV-System am Dach des Stade de Suisse Wankdorf Bern mit einer Leistung von 850 kW_p, dessen Eröffnung im Sommer 2005 geplant ist, rund 6 CHF/W_p. Dies entspricht gegenüber den hier für Kleinanlagen angenommenen 7.8 USD/W_p einer Reduktion von rund 33%.

Neben den Investitionskosten ist die Sonneneinstrahlung ein Schlüsselfaktor für die Höhe der Stromgestehungskosten. So betragen die Kosten für PV-Strom in einem Sonnenland im Vergleich zum Schweizer Mittelland nur etwa die Hälfte, da die Einstrahlung deutlich höher ist. Die Einstrahlung an Schweizer Alpenstandorten liegt dazwischen (vgl. Fig. 7.24). Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden folgende Werte für den jährliche Stromertrag angenommen (vgl. Kap. 7.3.4):

- 893 kWh/kW_p im Schweizer Mittelland
- 1250 kWh/kW_p in Schweizer Alpentälern
- 2000 kWh/kW_p in einem Sonnenland

Ein weiteres wichtiges Element ist der Zinssatz, da der Grossteil der Kosten bei der Installation der Anlage anfällt. Als realistischer Referenzwert werden 5% angenommen, dies entspricht den fett gedruckten Kosten in den Tab. 7.10 bis Tab. 7.12. Für die Angaben der Intervalle wird mit 3% und 6% gerechnet.

Da die spezifischen Investitionskosten für Grossanlagen geringer sind, fallen auch die Stromgestehungskosten entsprechend niedriger aus als für Dachanlagen.

Tab. 7.10 Heutige Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen [Rp./kWh].

	Investitionskosten [USD/W _p]		Schweizer Mittelland	Alpenstandort	Sonnenland
	Module	BOS			
Dachanlagen 1-10 kW _p	3.8	3.8	81 (68 – 89)	58 (48 – 63)	36 (30 – 40)
Grossanlagen >500 kW _p	2.7	2.7	57 (48 – 62)	41 (34 – 44)	25 (21 – 28)

7.4.2 Zukünftige Kosten

In Zukunft sind sowohl für die Module als auch für die BOS-Kosten substanzielle Reduktionen zu erwarten. Fig. 7.38 zeigt Lernkurven für PV-Module. Aus der Extrapolation der Kostendaten seit 1989 resultiert in Fig. 7.35 eine „progress ratio“ von gut 90% (Modulkosten von 2.4 USD/W_p bei einer kumulierten Produktion von etwa 25 GW und 1.95 USD/W_p bei 117 GW_p mit einem durchschnittlichen Wachstum von etwa 14% pro Jahr), entsprechend der roten „PSI-Linie“ in Fig. 7.38. Diese Fortschrittsrate ergibt sich aus der historischen Entwicklung der Modulpreise, wenn die vorindustriellen Werte für die Extrapolation nicht berücksichtigt werden, sondern lediglich die Kostendaten ab 1989. Zum Vergleich wird in Fig. 7.39 die Entwicklung der Kosten für PV-Systeme in Japan im Zeitraum von 1994 bis 2000 gezeigt. Hier wird deutlich, dass es in der jüngeren Vergangenheit zu einer Verlangsamung der Kostenreduktion, insbesondere bei den BOS-Kosten, kam.

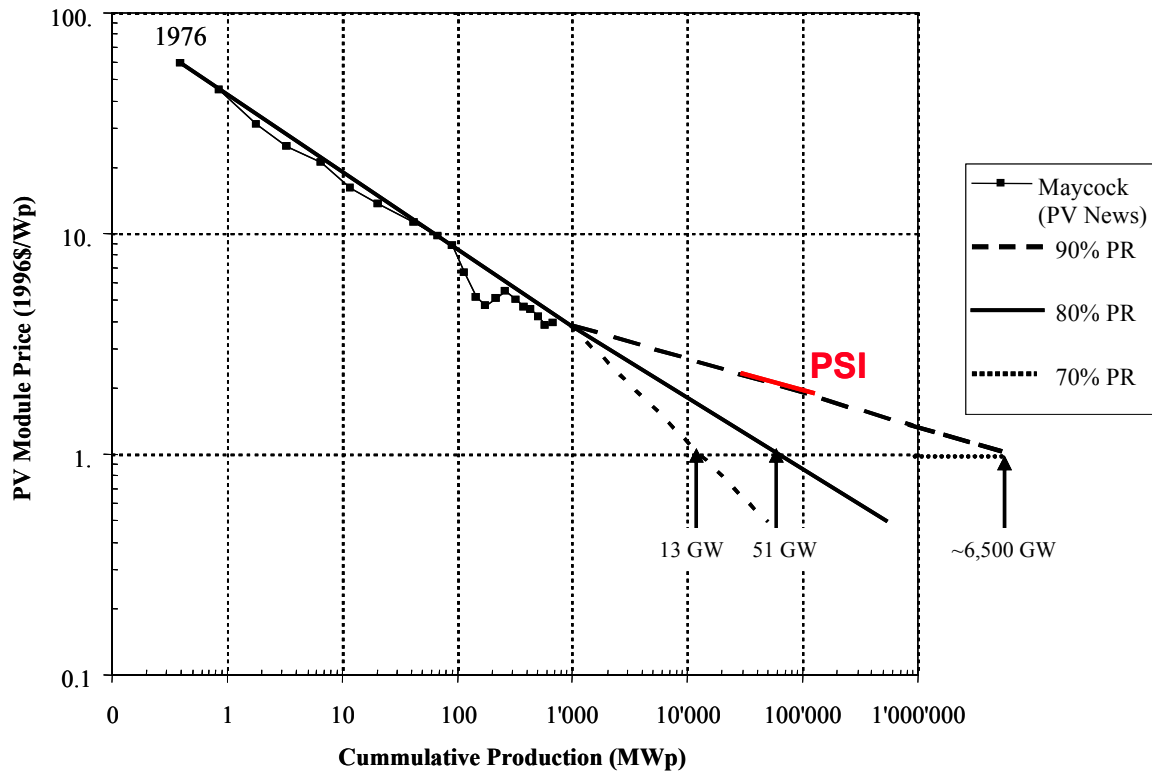


Fig. 7.38 Historische und mögliche zukünftige Entwicklung von PV-Modulpreisen (Margolis 2003).

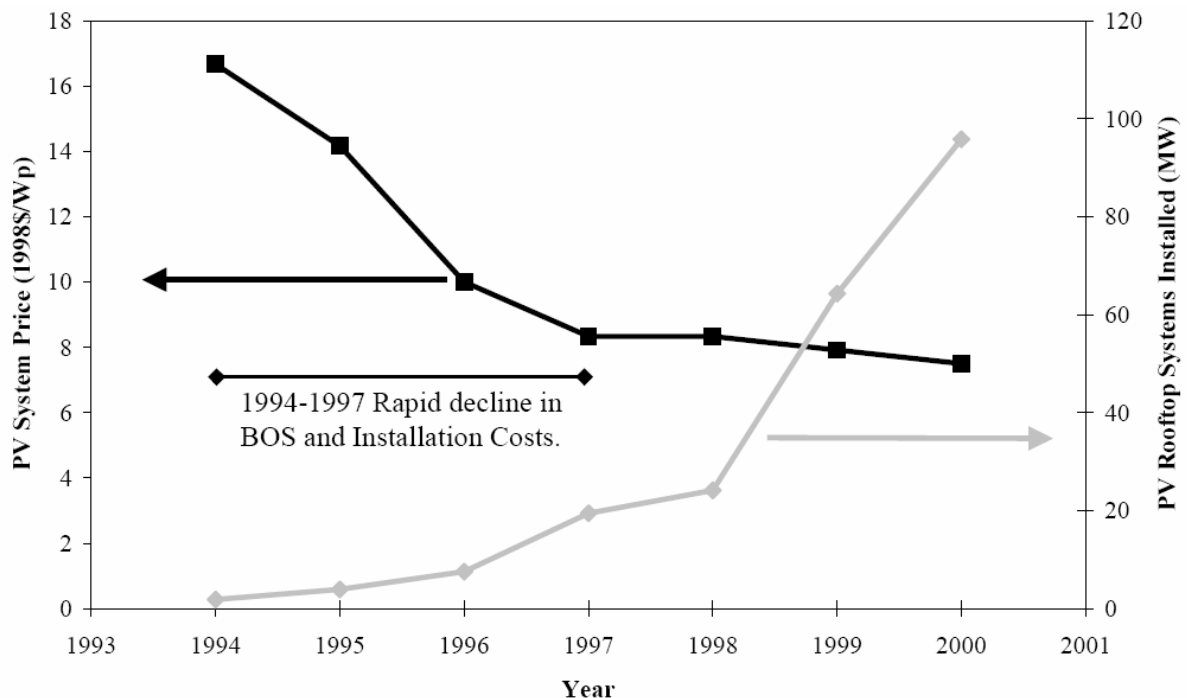


Fig. 7.39 Entwicklung der PV-Systemkosten in Japan zwischen 1994 und 2000 (Margolis 2003).

Für die Berechnung der zukünftigen Stromgestehungskosten wird hier bis 2035 ein konstantes Wachstum des PV-Marktes von jährlich 14% angenommen sowie für die Modulkosten bis 2020 ein PR-Faktor von 0.85, von 2020 bis 2035 ein Faktor von 0.9. Die äusserst rasche Entwicklung des PV-

Marktes in den letzten Jahren und die geplanten Erweiterungen der industriellen Produktionskapazitäten lassen darauf schliessen, dass der Lernfaktor in der näheren Zukunft eher höher angesetzt werden kann, ein PR-Faktor von 0.85 scheint realistisch. Für die BOS-Kosten wird bis 2020 ein PR-Faktor von 0.9 angenommen, danach bis 2035 ein Faktor von 0.95. Dieser im Vergleich zu den Modulen geringere Lernfaktor basiert auf der nahe liegenden Vermutung, dass bei Teilen der BOS-Kosten, wie etwa den Installations- und Planungsarbeiten, keine substanziellen Reduktionen erwartet werden können. Genaue Daten zur historischen Entwicklung BOS-Kosten sind nicht vorhanden. Für eine solide Basis wird hier eine Handelsumfrage empfohlen. Im Weiteren wird angenommen, dass bis zum Jahr 2020 die PV-Kosten auf internationalem Niveau liegen.

Unter diesen Voraussetzungen sinken die Investitionskosten für die gesamten Dachanlagen der unteren Leistungsklasse von heute 7.6 USD/W_p bis ins Jahr 2020 auf 4.4 USD/W_p. Diese Abnahme erscheint aus heutiger Sicht realistisch. Dabei wird für die Modulkosten eine Reduktion auf 2.0 USD/W_p angenommen, für die BOS-Kosten eine Abnahme auf 2.4 USD/W_p. Unter den gleichen Annahmen (Zinssatz, Lebensdauer, Dollarkurs und Einstrahlung) wie im vorigen Kapitel resultieren für die Schweiz im Jahr 2020 die in Tab. 7.11 dargestellten Stromgestehungskosten. Um der hohen Unsicherheit bei der Kostenentwicklung, wie sie schon aus Fig. 7.35 hervorgeht, Rechnung zu tragen, werden jeweils die Kosten in einem optimistischen und einem pessimistischen Szenario berechnet. Im optimistischen Fall werden gegenüber der Referenz bis zum Jahr 2020 um 20% geringere Modul- und BOS-Kosten angenommen, im pessimistischen Fall um 20% höhere.

Tab. 7.11 Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen bei unterschiedlichen Investitionskosten im Jahr 2020 [Rp./kWh].

	Investitionskosten [USD/W _p]		Schweizer Mittelland	Alpenstandort	Sonnenland
	Module	BOS			
Dachanlagen 1-10 kW _p	2.0	2.4	47 (44 – 51)	34 (28 – 37)	21 (18 – 23)
	1.6	1.9	37 (31 – 41)	27 (22 – 29)	17 (14 – 18)
	2.4	2.9	57 (47 – 62)	41 (34 – 44)	25 (21 – 28)
Grossanlagen >500 kW _p	1.4	1.7	33 (31 – 36)	24 (20 – 26)	15 (13 – 16)
	1.1	1.4	26 (22 – 29)	19 (15 – 20)	12 (10 – 13)
	1.7	2.0	40 (33 – 43)	29 (24 – 31)	18 (15 – 20)

Bis zum Jahr 2035 nehmen im Referenzfall die Modulkosten auf 1.5 USD/W_p ab, die BOS-Kosten auf 2.1 USD/W_p. Die Kosten bei der optimistischen Entwicklung werden im Vergleich zur Referenz um 30% geringer eingeschätzt, bei der pessimistischen Entwicklung um 30% höher. Damit ergeben sich die in Tab. 7.12 dargestellten Stromgestehungskosten.

Tab. 7.12 Stromgestehungskosten in PV-Anlagen für verschiedene Regionen bei unterschiedlichen Investitionskosten im Jahr 2035 [Rp./kWh].

	Investitionskosten [USD/W _p]		Schweizer Mittelland	Alpenstandort	Sonnenland
	Module	BOS			
Dachanlagen 1-10 kW _p	1.5	2.1	39 (32 – 42)	28 (23 – 30)	17 (14 – 19)
	1.1	1.5	28 (23 – 30)	20 (17 – 22)	12 (10 – 14)
	2.0	2.7	50 (42 – 55)	36 (30 – 39)	22 (19 – 24)
Grossanlagen >500 kW _p	1.1	1.5	27 (22 – 29)	20 (16 – 21)	12 (10 – 13)
	0.8	1.1	20 (16 – 21)	14 (12 – 15)	8 (7 – 10)
	1.4	1.9	35 (29 – 39)	25 (21 – 27)	15 (13 – 17)

Die Untergrenze der hier für das Jahr 2004 bei guten Einstrahlungsverhältnissen in einem Sonnenland berechneten Kosten deckt sich in etwa mit der Extrapolation der in der folgenden Fig. 7.40 dargestellten Kosten in einer EU-Studie. Die Abschätzungen durch Shell aus (Shell 1996) in Fig. 7.40 sind wesentlich optimistischer, besitzen jedoch für die Verhältnisse in der Schweiz nur beschränkte Aussagekraft, da über die zukünftige Entwicklung nur sehr allgemeine Aussagen getroffen werden und die der Kurve zu Grunde liegenden Daten nicht nachvollzogen werden können. Danach sollen marktgängige Kosten bereits ab 2015 erreichbar sein.

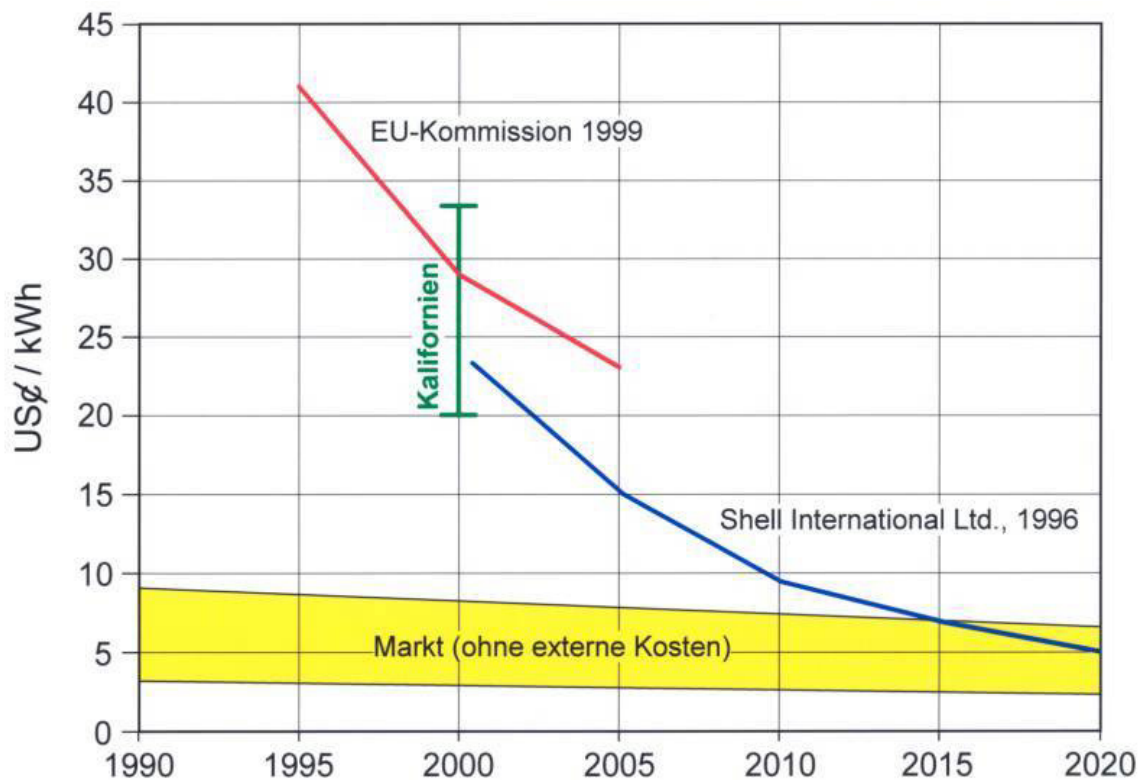


Fig. 7.40 Prognostizierte Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke nach zwei verschiedenen Studien.

Nach (Hoffmann 2004), siehe Fig. 7.41, soll in unseren Breitengraden die Konkurrenzfähigkeit mit Spitzenlaststrom etwa 2020 erreichbar sein, ab etwa 2045 auch jene mit Grundlaststrom. Für besser besonnene Gebiete wird die Konkurrenzfähigkeit um einiges früher erreicht. Auch in (PV-TRAC 2004) wird eine reichlich optimistische Photovoltaic-Vision entwickelt. Demnach sollen sich die Stromgestehungskosten bei netzgebundenen PV-Anlagen in Europa gegenüber dem heutigen Ausgangsniveau von 0.25-0.65 EUR/kWh bis 2010/2015 halbieren. Im Jahr 2030 sollen die Kosten im Bereich von 0.05-0.12 EUR/kWh liegen, und zwar bei einer weltweit installierten PV-Leistung von 1000 GW_p.

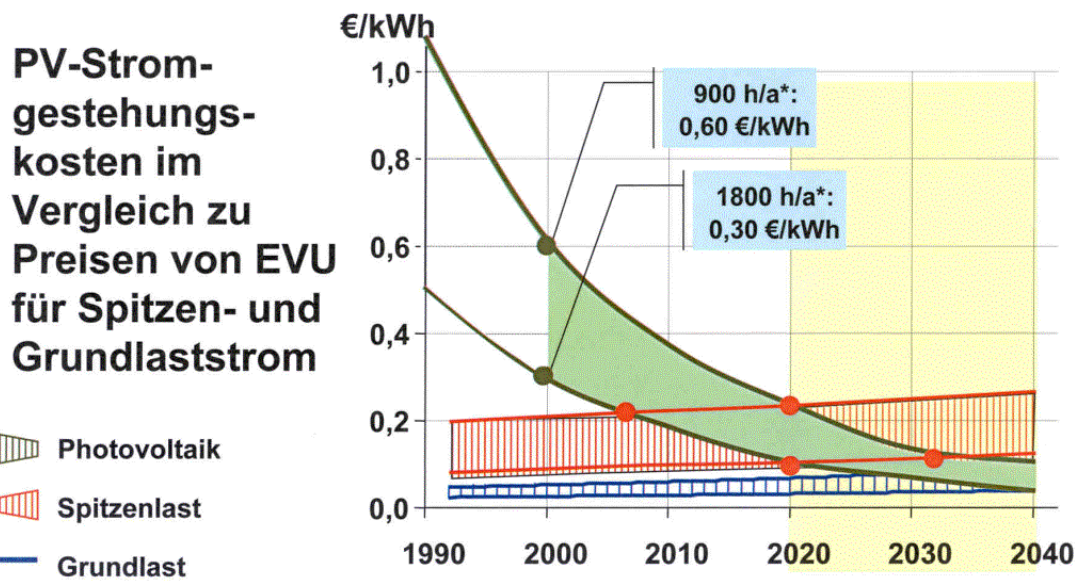


Fig. 7.41 Mögliche Entwicklung der PV-Stromkosten im Vergleich zu Preisen von Spitzen- und Grundlaststrom (Hoffmann 2004).

Um einen wirklich nennenswerten Beitrag zur Stromproduktion leisten zu können, muss die Entwicklung der PV-Technologie wohl noch deutlich voranschreiten, sowohl die Kosten als auch die Wirkungsgrade betreffend. In (Jäger-Waldau et al. 2004) wird skizziert, welche Anforderungen PV-Module der nächsten Generation erfüllen müssten. Nach den ersten beiden Technologiesgenerationen – kristallines Silizium und Dünnschichtzellen – müsste ein Technologiesprung zur dritten Generation folgen, welche geringere Kosten und höhere Wirkungsgrade aufweist. Fig. 7.42 zeigt den Bereich von Kosten und Wirkungsgrad, welcher für diese Weiterentwicklung angestrebt wird. Heute liegen die kristallinen Zellen im oberen Bereich der Ellipse 1. Um die angestrebten Kostenziele zu erreichen, soll diese 3. Generation auf Dünnschichttechnologie basieren, sei es in konventioneller Weise, unter konzentriertem Sonnenlicht oder mit neuen Ideen (Jäger-Waldau et al. 2004).

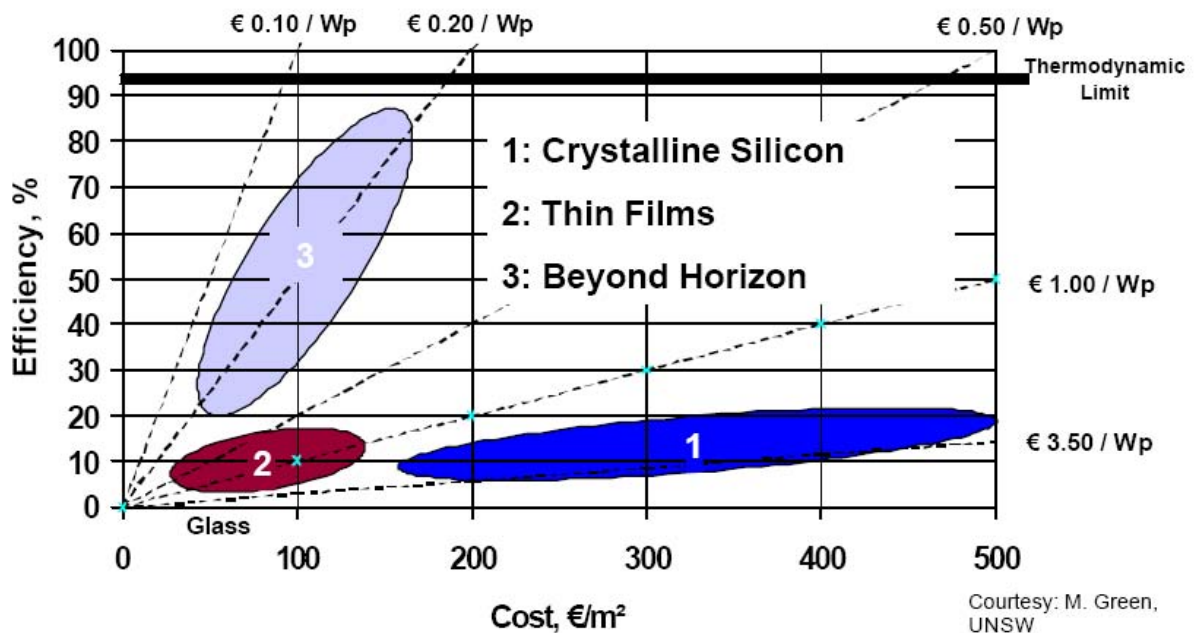


Fig. 7.42 (Angestrebte) Wirkungsgrade und Kosten der verschiedenen PV-Generationen (Jäger-Waldau et al. 2004).

Ob die anvisierten Ziele für die Modulkosten und die Wirkungsgrade durch eine revolutionäre Technologieentwicklung bis ins Jahr 2050 erreicht werden können, kann jedoch nicht seriös vorhergesagt werden. Daher wird auf Angaben für die Stromgestehungskosten über das Jahr 2035 hinaus verzichtet.

7.5 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

7.5.1 Umweltauswirkungen derzeitiger Technologien

Der Betrieb der PV-Anlagen zur Stromerzeugung kann als emissionsfrei bezeichnet werden, da keine unmittelbaren Stoffflüsse auftreten. Die Quantifizierung der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung basiert auf vollständigen Lebenszyklusanalysen (LCA, Life Cycle Analysis) unter Berücksichtigung sämtlicher Material- und Energieaufwendungen sowie direkter Emissionen während der Herstellung diverser Anlagenkomponenten. In Tab. 7.13 sind für einige PV-Systeme aus (Jungbluth 2003) Anlagencharakteristika sowie ausgewählte Luftemissionen nach (ecoinventCentre 2003) dargestellt.

Die untersuchten PV-Anlagen unterscheiden sich in der Art der Installation (Fassade / Schrägdach) sowie im Zelltyp (mono- / polykristallin). Die Schrägdachanlagen weisen aufgrund ihrer besseren Sonnenausrichtung eine höhere Ausbeute und damit eine höhere jährliche Stromproduktion auf. Der Wirkungsgrad ist bei den mc-Zellen höher, was bei gleicher Leistung ihren Flächenbedarf verringert.

Ein wichtiger Faktor bei der Produktion der PV-Zellen ist der Stromverbrauch. Die LCA-Ergebnisse sind also in gewissem Ausmass von der Art der Elektrizität, die für die Herstellung der Anlagen angenommen wird, abhängig. Die vorliegenden Resultate basieren auf der Verwendung von Wasserkraft und einem sehr effizienten GuD-Kraftwerk (Gas- und Dampfturbine) im Fall von pc-Si sowie dem zusätzlichen Einsatz des durchschnittlichen UCTE-Strommix im Fall von mc-Si. Detaillierte Angaben dazu sind in (Jungbluth 2003) zu finden.

Tab. 7.13 Charakteristika derzeitiger Photovoltaikanlagen in der Schweiz und ausgewählte LCA-basierende Umwelt-auswirkungen der Stromerzeugung nach (Jungbluth 2003; ecoinventCentre 2003).

Typ		3kW _p Fassade-Anlage, mc-Si	3kW _p Fassade-Anlage, pc-Si	3kW _p Schrägdach-Anlage, mc-Si	3kW _p Schrägdach-Anlage, pc-Si
Leistung	kW _p	3	3	3	3
Panelfläche	m ² /3kW _p	18.2	20.3	18.2	20.3
Ausbeute	kWh/kW _p	626	626	885	885
Zellenwirkungsgrad	%	16.5	14.8	16.5	14.8
Mittlere jährliche Produktionserwartung	MWh/a	1.9	1.9	2.7	2.7
Lebensdauer	a	30	30	30	30
Treibhausgase	kg (CO ₂ -Äquiv.)/kWh	0.112	0.092	0.073	0.060
SO ₂	kg/kWh	3.1E-4	2.5E-4	2.0E-4	1.6E-4
NO _x	kg/kWh	3.6E-4	3.5E-4	2.5E-4	2.4E-4
PM ₁₀	kg/kWh	1.0E-4	1.0E-4	6.7E-5	6.6E-5

Ein potenzielles Risiko für die Umwelt bzw. die menschliche Gesundheit stellt die Verwendung vieler toxischer Substanzen während der Zellenproduktion dar. Die emittierten Mengen hängen von der Wirksamkeit der Sicherheitsvorkehrungen und der Effizienz der Systeme zur Emissionskontrolle ab. Solche Stoffe können in gasförmiger, fester oder flüssiger Form frei gesetzt werden. Eine akute Gesundheitsgefahr geht jedoch nur von den gasförmigen Emissionen aus. Flüssige und feste Stoffe können zwar auch eine Gefahr darstellen, die sind jedoch leichter zu kontrollieren und beobachten, da die Bevölkerung ihnen lediglich über indirekte Wege, beispielsweise das Trinkwasser, ausgesetzt ist. Nach (Fthenakis & Moskowitz 2000) werden etwa folgende toxische, Krebs erregende oder leicht

entzündliche Substanzen bei der PV-Zellenproduktion eingesetzt: Arsen, Cadmium, CCl_4 , Silan, Diboran, Wasserstoff-Fluorid, Wasserstoff-Selenid, Wasserstoff-Sulfid sowie Phosphate.

Um die Gefahren und mögliche Schäden durch den Einsatz solcher toxischer Substanzen möglichst gering zu halten, ist eine kontinuierliche Überwachung der Produktionsprozesse und des Personals nötig.

7.5.2 Umweltauswirkungen zukünftiger Technologien

Die Angaben in Tab. 7.14 beziehen sich auf ein zukünftiges Szenario für den Zeitraum zwischen 2005 und 2010. Darin werden ein steigender Zellenwirkungsgrad sowie eine verbesserte Produktionstechnologie angenommen.

Tab. 7.14 Charakteristika zukünftiger Photovoltaikanlagen in der Schweiz und ausgewählte LCA-basierende Umweltauswirkungen der Stromerzeugung nach (Jungbluth 2003; ecoinventCentre 2003) für den Zeitraum 2005 – 2010.

Typ		3kWp slanted-roof, mc-Si, future	3kWp slanted-roof, pc-Si, future
Leistung	kW_p	3	3
Panelfläche	$\text{m}^2/3\text{kW}_p$	17.1	19.1
Ausbeute	kWh/kW_p	885	885
Zellenwirkungsgrad	%	17.5	15.7
Mittlere jährliche Produktionserwartung	MWh/a	2.7	2.7
Lebensdauer	A	30	30
Treibhausgase	$\text{kg (CO}_2\text{-Äquiv.)}/\text{kWh}$	0.047	0.039
SO_2	kg/kWh	$1.64\text{E-}4$	$1.44\text{E-}4$
NO_x	kg/kWh	$2.07\text{E-}4$	$2.18\text{E-}4$
PM_{10}	kg/kWh	$5.88\text{E-}5$	$6.04\text{E-}5$

Die Umweltauswirkungen der Stromproduktion in PV-Anlagen in fernerer Zukunft, beispielsweise im Jahr 2035 sind schwierig zu quantifizieren. Haupteinflussfaktoren für die ökologischen Folgen sind die Wirkungsgrade, die indirekt aus dem Stromverbrauch resultierenden Auswirkungen und die direkten Emissionen bei den verschiedenen Produktionsschritten. Generell kann angenommen werden, dass die Emissionen aus der Produktion eher abnehmen und die Wirkungsgrade zunehmen werden, was geringere Umweltauswirkungen nach sich ziehen würde. Die Art der Stromversorgung für die Herstellung der PV-Anlagen kann nicht zuverlässig vorausgesagt werden.

7.5.3 Risiken und Sicherheitsaspekte

In (SWISSOLAR 2003) sind allgemeine Empfehlungen zur Organisation von PV-Projekten, zu Installation, Betrieb und Unterhalt von PV-Anlagen enthalten. Darunter fallen unter anderem auch spezifische Sicherheitsaspekte. Details zu Projektierungs- und Installationsfragen sowie zu rechtlichen Aspekten stellen jedoch keinen Schwerpunkt dieses Berichts dar und sollten jener Publikation entnommen werden.

Möglicherweise bestehende Risiken innerhalb der gesamten PV-Produktionskette wie beispielsweise Unfälle, Schäden und Schadstoffemissionen durch unsachgemässen Umgang mit toxischen Stoffen bei der Herstellung und beim Transport von Photovoltaik-Komponenten sind nicht Schwerpunkt dieses Berichts und werden nicht näher untersucht. Grössere Sach- und Personenschäden sind bis heute nicht bekannt.

Bewilligungen/Vorschriften

Zum Bau und Betrieb privater Photovoltaikanlagen ist teilweise bei der jeweiligen Gemeinde eine Bewilligung einzuholen. Bei Netzverbundanlagen ist auch eine Bewilligung vom lokalen Elektrizitätswerk erforderlich. Betreffend Erdung und Blitzschutz sind die Sicherheitsvorschriften des Eidgenössischen Starkstrom-Inspektorats, ESTI einzuhalten. Zudem ist die auf den 1. Januar 2002 in Kraft gesetzte „Verordnung über die elektrischen Niederspannungsinstallationen“, NIV zu beachten. Danach müssen solche Installationen bzw. Anlagen ein erstes Mal bei der Erstellung und später in regelmässigen Abständen kontrolliert werden. Verantwortlich dafür ist neu der Eigentümer. Der Verordnungstext ist auf der Homepage des BFE zu finden.^a Weitere Vorschriften sind im Arbeitsgesetz zu finden, oder gegebenenfalls bei der Schweizerischen Unfallversicherung, SUVA und beim Schweizerischen Ingenieur- und Architekten-Verein, SIA anzufordern.

7.6 Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung

7.6.1 Förderfaktoren

Photovoltaik ist eine relativ junge und komplexe Technologie, bei welcher heute noch breiter Forschungsbedarf besteht. Wichtigster Faktor zur technologischen Weiterentwicklung ist also die Verfügbarkeit von F&E-Mitteln. Das Hauptziel der Forschung besteht in einer Senkung der Kosten, um möglichst bald ökonomische Konkurrenzfähigkeit zu erreichen und damit eine breite Anwendung zu ermöglichen. Die Entwicklungsschwerpunkte werden auf weiteren Steigerungen der Zellenwirkungsgrade, auf der Verwendung von alternativen Halbleitermaterialien und der Entwicklung von kostengünstigeren Herstellungsprozessen liegen.

Für eine rasche Markteinführung der PV-Anlagen in der Schweiz ist der Strom aus heute kommerziell erhältlichen PV-Modulen deutlich zu teuer. Die Menge an Solarstrom, welcher zu kostendeckenden Preisen vertrieben werden kann, ist hierzulande offensichtlich zu klein, um einen ausreichenden Investitionsanreiz darzustellen. Falls die Stromerzeugung mit PV-Anlagen ausgeweitet werden soll, so müssen öffentliche Förderungen zur Verfügung gestellt werden. Wie das deutsche „100'000-Dächer-Programm“ bewiesen hat, würde die Kombination von vergünstigten Krediten zur Installation von PV-Anlagen und garantierten Einspeisetarifen (EEG) in entsprechender Höhe eine rasche Markteinführung gewährleisten.

7.6.2 Hindernisse

Das Haupthindernis für die Photovoltaik in der Schweiz sind die hohen Stromgestehungskosten, welche hauptsächlich durch die meteorologischen Bedingungen, d.h. durch die relativ geringe Sonnenstrahlung, bedingt sind. Für die Zukunft sind zwar substanzielle Reduktionen der Modul- und damit der Stromgestehungskosten zu erwarten, diese werden jedoch zumindest unter schweizerischen Bedingungen in einem absehbaren Zeitrahmen nicht mit anderen Formen der Stromproduktion konkurrieren können.

Ein grosser immer wieder vorgebrachter Nachteil der Photovoltaik ist ihre durch den intermittierenden und saisonal variablen Anfall der Solarstrahlung gesteuerte Stromproduktion. Photovoltaikanlagen können deshalb nicht auf Abruf Strom liefern. Bei der derzeit in der Schweiz installierten PV-Leistung spielt das allerdings keine Rolle, denn das Zu- und Wegschalten industrieller Grossverbraucher übersteigt diese bei weitem. Via Speicherkraftwerke und Verbundnetz können solche Schwankungen jedoch innerhalb von Sekunden ausgeglichen werden. Ein Ausgleich ist auch möglich, indem via Verbundnetz PV-Strom aus der sonnigen Südschweiz und den Alpen ins winterlich nebelverhangene Mittelland transportiert wird. Bleibt zu bemerken, dass PV-Strom vor allem zur Mittagszeit anfällt, wo

^a www.energie-schweiz.ch

eine Bedarfsspitze auftritt. Deshalb wird PV-Strom häufig als Pseudospitzenenergie bezeichnet. Als Vision sind ein weltumspannendes Verbundnetz und grosse PV-Kraftwerke in sonnenreichen Wüstengebieten denkbar (Fig. 7.43). Damit könnte das Problem der intermittierenden Produktion verringert werden. HT-Supraleiter könnten den Schlüssel dazu sein.



Fig. 7.43 Zukünftige Photovoltaik-Kraftwerk in Wüstengebieten.

Bei Grossanlagen, insbesondere an alpinen Standorten, ist Widerstand von Seiten der in der Schweiz sehr aktiven Landschaftsschützer zu erwarten. Dies kann vor allem aufgrund der Erfahrungen mit der Errichtung von Windkraftanlagen erwartet werden (vgl. Kap. „Windkraft“ dieses Berichts). Durch sorgfältige Planung, Auswahl von weniger schützenswerten Gebieten sowie eine frühzeitige Integration aller interessierter Parteien in die Projekte sollten Probleme dieser Art jedoch verringert werden können.

Wie (Gutschner 1996) gezeigt hat, steht in der Schweiz in ausreichendem Mass Dachfläche mit vergleichsweise hohem Einstrahlungspotenzial zur Verfügung, auf welcher PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp 11 GW_p errichtet werden können. Die verfügbare Fläche stellt also keinen Hindernisfaktor für den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz dar.

In der Schweiz stellen jedoch rückläufige Fördermittel ein besonderes Hindernis für die Photovoltaik dar. Subventionen des Bundes für PV-Anlagen im Umfang von CHF 3'000.- pro kW_p sind längst ausgelaufen und es gibt nur noch wenige Kantone, die hier etwas Ausgleich schaffen. Zudem ist der gesetzliche Einspeisetarif für PV-Strom von 16.5 Rp./kWh auf 15 Rp./kWh zurückgenommen worden. Insgesamt haben sich die Rahmenbedingungen in der Schweiz in den vergangenen etwa 10 Jahren signifikant verschlechtert.

7.6.3 Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife

Angesichts der mangelnden wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit der Photovoltaik in der Schweiz kann davon ausgegangen werden, dass es lediglich bei ausreichenden staatlichen Fördermassnahmen, sei es durch Zuschüsse bei der Anlageninstallation oder durch garantierte Einspeisetarife, welche die Gestehungskosten decken, zu einer deutlich steigenden Erzeugung von Solarstrom kommt. Dies wird sich in absehbarer Zukunft auch bei den zu erwartenden Steigerungen der Modul-Wirkungsgrade

wahrscheinlich nicht grundlegend ändern, da die Sonneneinstrahlung in der Schweiz, zumindest ausserhalb der Alpen, eher bescheiden ist. Es kann jedoch nicht angenommen werden, dass die aus wirtschaftlicher Sicht eher vorteilhafte Errichtung von grösseren Solarkraftwerken in den Schweizer Alpen in nächster Zeit realisiert wird, da Strom aus solchen Anlagen einerseits wirtschaftlich auch nicht konkurrenzfähig ist und andererseits Widerstände von Seiten der Landschaftsschutzbewegung zu erwarten sind. Ohne substanzielle Förderung erscheint lediglich ein Ausbau der PV-Anlagen im Ausmass der vergangenen Jahre – also ein Zuwachs von 1-2 MW_p pro Jahr – realistisch, da es fraglich ist, ob eine grosse Zahl von Strombeziehern bereit ist, deutlich höhere Tarife für Solarstrom zu bezahlen.

Positiv auf die weitere Photovoltaik-Entwicklung in der Schweiz könnte sich das Setzen eines nationalen Ziels erweisen, wie dies beispielsweise in Deutschland mit der angestrebten Installation von 1000 MW_p bis zum Jahr 2010 festgelegt wurde. Die Zielvorgabe in Japan beträgt 5000 MW_p bis 2010 und 50'000-200'000 MW_p bis 2030.

7.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf

Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf

Das Ziel der F&E in der Photovoltaik muss letztlich sein, die photovoltaische Stromerzeugung wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen. Die Mittel dazu sind:

- Innovative Ideen
- Eruiieren neuer umweltverträglicher Halbleitermaterialien
- Charakterisierung der Materialien
- Verständnis der darin ablaufenden physikalischen Vorgänge
- Entwicklung materialsparender energieeffizienter Herstellungsprozesse
- Minimierung irreversibler Umwandlungsverluste
- Demonstration der technischen Machbarkeit
- Umsetzung in industrielle Produkte
- Rationeller Einsatz der Produkte
- Systemoptimierung

Dazu sind breit und kontinuierlich angelegte F&E-Programme und repräsentative Demonstrationen als Bindeglied zur Markteinführung erforderlich. Crash-Programme nützen hier nichts. Viel mehr sei in diesem Zusammenhang an Ambros P. Speisers (Forschungsdirektor bei der damaligen BBC Baden) Worte erinnert „Innovation lässt sich nicht befehlen“ (Technische Rundschau vom 5. Juni 1984).

Weitere substanzielle Kostenreduktion ist nur möglich durch

- Neue Resultate aus der Grundlagenforschung
- Effiziente Umsetzung
- Expandierender Markt
- Automatisierte Massenproduktion
- Erhaltung/Ausbau des Know-hows

7.8 Ausblick

Bis heute hat lediglich das Halbleitermaterial Silizium in grossem Umfang als Photovoltaikzelle Anwendung gefunden. Der Wirkungsgrad dieses Einstoffsystems ist im Vergleich mit Mehrstoffsystemen und erst recht mit dem theoretisch möglichen Wirkungsgrad bescheiden. Wie die am LBNL entwickelte Legierung aus Zink, Mangan, Tellur und etwas Sauerstoff zeigt, ist auch künftig mit signifikanten Erhöhungen des Wirkungsgrades zu rechnen. Bleibt zu bemerken, dass noch Hunderte Mehrstoff-Halbleitermaterialien – wie bei der Suche nach neuen Materialien für die Hochtemperatur-Supraleitung – noch nicht einmal entdeckt, geschweige denn auf ihre Tauglichkeit in der Photovoltaik untersucht wurden. Zu bedenken ist auch, dass die ersten Dampfkraftmaschinen vor etwas mehr als 100 Jahren auch nur einen Wirkungsgrade von ca. 2% hatten, wogegen heutige moderne Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD) über 55% erreichen. Die Photovoltaik hat nun rund 50 Jahre hinter sich. Wird sie zum selbstverständlichen Bestandteil von Neubauten? Wir dürfen gespannt sein auf die kommenden fünfzig Jahre.

Als erstes Material neben Silizium wird heute lediglich CIS in bescheidenem Masse produziert und vertrieben (Shell Solar und Würth Solar).

Langfristig könnte in der Schweiz auch wieder an den Bau grösserer zentraler Photovoltaik-Kraftwerke in den Alpen gedacht werden, wobei allerdings eine verträgliche Symbiose mit Landschaftsschutzaspekten sowie der Tourismusindustrie gefunden werden müsste.

7.9 Schlussfolgerungen

Die photovoltaische Stromerzeugung basiert auf einer nachhaltigen praktisch unerschöpflichen und thermodynamisch hochwertigen Energiequelle. Sie ist in einigen Anwendungen bereits heute konkurrenzfähig. Weltweit wächst die kumulativ installierte Leistung im langjährigen Durchschnitt mit 21.6%, in der Schweiz mit 15.3%. Die Stromgestehungskosten in der Schweiz betragen derzeit je nach Technik und Standortgüte etwa 34-89 Rp./kWh. Dabei weisen kleine Dachanlagen im Mittelland mit 68-89 Rp./kWh die höchsten Kosten auf. Diese reduzieren sich in den Alpen auf 48-63 Rp./kWh. Würden Grossanlagen in den Alpen errichtet, so könnten damit in der Schweiz die geringsten Stromgestehungskosten erzielt werden, nämlich 34-44 Rp./kWh. Im Mittelland würden die Kosten rund 48-62 Rp./kWh betragen. Im Jahr 2020 wird für kleine Dachanlagen im Mittelland mit Stromkosten von 44-51 Rp./kWh gerechnet, in alpinen Regionen mit 28-37 Rp./kWh. Im Jahr 2035 könnten bei den gleichen PV-Systemen die Stromkosten im Mittelland im Bereich von 32-42 Rp./kWh liegen, in den Alpen bei 23-30 Rp./kWh.

Ende des Jahres 2003 betrug die in der ganzen Schweiz installierte PV-Gesamtleistung etwa 21 MW_p (zum Vergleich: weltweit installierte PV-Gesamtleistung Ende 2003 rund 2600 MW_p). Das Potenzial ist in nächster Zukunft nicht durch die zur Verfügung stehende Fläche beschränkt, da in der Schweiz schon auf den am besten geeigneten Dachflächen PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp 11 GW_p installiert werden könnten, was einer Stromproduktion von 9.4-13.7 TWh entsprechen würde. Die tatsächliche Elektrizitätserzeugung hängt also hauptsächlich von der Geschwindigkeit der Markteinführung ab. Um die breite Markteinführung zu beschleunigen, sind eine zeitlich beschränkte Anschubfinanzierung und ebenso ein an die Schweizer Verhältnisse angepasstes Elektrizitätseinspeisegesetz notwendig. Wichtig scheinen aber auch klare Zielsetzungen zu sein. So ist beispielsweise in Japans PV-roadmap bis 2010 eine installierte Leistung von 4.8 GW_p zu finden.

Das technologische Entwicklungspotenzial und damit das Kostenreduktionspotenzial ist noch längst nicht ausgeschöpft. Weitere Forschungs- und Entwicklungsmittel sind dazu erforderlich, insbesondere zur Entwicklung neuer billigerer Halbleitermaterialien mit höheren Wirkungsgraden und einfacheren, Energie sparenden und kostengünstigeren Herstellungsprozessen. Aber auch die Umsetzung in technisch optimierte Produkte und Systeme muss vorangetrieben werden. Durch Massenproduktion von Komponenten sollen die Herstellungskosten weiter gesenkt werden. Zur weiteren Kostensenkung werden weltweit auch Grosskraftwerke in Wüstengebieten in Betracht gezogen. In Deutschland

werden derzeit mehrere grössere PV-Kraftwerke im Bereich von 2 bis 18 MW_p geplant und gebaut. Die 18 MW_p-Anlage entspricht der gesamten derzeit in der Schweiz installierten netzgekoppelten PV-Leistung. Auch in der Schweiz könnte der Bau grösserer Kraftwerke in den Alpen wieder in Betracht gezogen werden. Spätestens dann, wenn die sinnvoll nutzbaren Flächen auf Bauten, Infrastruktur, usw. ausgeschöpft sind. Alpenstandorte haben den Vorteil eines signifikant höheren jährlichen Sonnenenergieangebots (rund 1.5 mal mehr als im Mittelland). Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass der Winteranteil des Angebots mehr als doppelt so hoch ist wie im Mittelland. Der grosse Nachteil von Grossanlagen an alpinen Standorten ist, dass dagegen massiver Widerstand aufgrund von Landschaftsschutzaspekten zu erwarten ist.

Tab. 7.15 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Indikatoren zur Stromerzeugung in PV-Anlagen.

Tab. 7.15 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen.

Physikalische und technische Potenziale	Direkte Umwandlung von Solarstrahlung in Elektrizität			
Physikalisches Potenzial				
Integriertes Potenzial in der Schweiz (Ende 2003)	Installierte Leistung: 21 MW _p (davon 18 MW _p im Netzverbund, 3 MW _p Inselanlagen) Stromproduktion: 16.7 GWh (davon 15.2 GWh im Netzverbund, 1.5 GWh Inselanlagen)			
Technisch erschliessbares Potenzial	Installierte Leistung	Stromproduktion		
Dachanlagen 46 km ^{2 a}	10.9 GW _p	9.4-13.7 TWh/a ^b		
138 km ^{2 c}	k.A.	15 TWh/a ^d		
Fassadenanlagen 52 km ^{2 c}	k.A.	3 TWh/a ^d		
Realisierung abhängig vom Wachstum [TWh/a]	2020	2035	2050	
Hoch	0.234-0.350	1.84-2.76	6.96-9.78	
Moderat	0.120-0.168	0.73-1.02	3.19-4.48	
Linear	0.034-0.048	0.080-0.112	0.194-0.272	
Einstrahlung	1000-1400 kWh/m ² a (Schweizer Mittelland und Alpentäler)			
Stand der Technik	Kontinuierliche Weiterentwicklung			
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 7.5 Treibhausgasemissionen: ca. 65 g (CO ₂ -Äq./kWh) für Dachanlagen			
Technik	Direkte Umwandlung von Solarstrahlung in Elektrizität			
Produktionsmethode	Industrielle Erzeugung			
Wirkungsgrad (Abhängig vom Zelltyp; handelsübliche Module)	2004 8-16%	2020 12-20%	2035 16-24% ^e	2050 20-28% ^e
Marktreife	marktreif, in Grossserie erhältlich			
Lebensdauer	25-30 Jahre			
Kosten [Rp./kWh] (Schweizer Mittelland)	2004	2020	2035	2050
Dachanlagen 1-10 kW _p	68-89	44-51	32-42	k.A. ^f
Grossanlagen >500 kW _p	48-62	31-36	22-29	k.A. ^f
	Starke Abhängigkeit vom Zinssatz (hier 3-6%); Details siehe Tab. 7.10 (2004), Tab. 7.11 (2020), Tab. 7.12 (2035)			
Periphere Investitionen	Keine weiteren			
Planungskosten	Ca. 8% der Investitionskosten			
Planungsdauer	Einige Monate			
Typische Betriebskosten	Vernachlässigbar			
Lernkurven	Die Modulkosten, welche etwa 50% der Kosten der Gesamtanlage ausmachen, zeigen eine exponentielle Abnahme. Details zur zukünftigen Kostenreduktion siehe Fig. 7.35 bzw. Kap. 7.4			

a Dies stellt die verfügbare Dachfläche mit einer Güte (Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) von mindestens 90% dar.

b Eigene Berechnung mit Jahresertrag von 893-1250 kWh/kW_p. Welche Anteile davon in den Referenzjahren 2020, 2035 und 2050 realisiert sein werden, hängt von der Einführungsgeschwindigkeit ab. In Kap. 7.3.3 und 7.3.4 sind dazu verschiedene Szenarien erstellt.

c Dies stellt die verfügbare Gebäudefläche mit einer Güte (Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) von mindestens 80% dar.

d (Haas et al. 2002).

- e Falls es bis dahin zu einem revolutionären Sprung in der Technologieentwicklung kommt, können die resultierenden Wirkungsgrade auch deutlich höher sein. Die hier angegebenen Werte stellen Extrapolationen der Entwicklung in der Vergangenheit dar.
- f Bis ins Jahr 2050 ist ein Sprung in der technologischen Entwicklung, welcher möglicherweise zu deutlich geringeren Modulkosten und höheren Wirkungsgraden führt, leicht möglich. Extrapolationen für die Stromkosten anhand der heute handelsüblichen Module können über einen so langen Zeitraum daher nicht seriös vorgenommen werden. Es wird auf eine Angabe verzichtet.

7.10 Anhang

7.10.1 Exergie der Solarstrahlung

Definition

Exergie ist der in mechanische Arbeit bzw. Strom umwandelbare Anteil der Energie.

Exergie der extraterrestrischen Solarstrahlung

Annahme: Sonne ist schwarzer Emitter.

Dann gilt für die innere Energie U der extraterrestrischen Solarstrahlung im Volumen V :

$$U = (1/2)amVT^4$$

mit

a Konstante, $a = 4\sigma/c$, $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$, $c = 2.998 \cdot 10^8 \text{ m/s}$

T Temperatur der Sonnenoberfläche, 5775 K

m Geometriekonstante, $m = 1 - [1 - (R_s/D)^2]^{1/2}$

R_s Sonnenradius, $0.696 \cdot 10^9 \text{ m}$

D Mittlere Sonne/Erde-Distanz, $149,6 \cdot 10^9 \text{ m}$

Nach Gibbs-Helmholtz gilt für die freie Energie F :

$$(\partial F / \partial T)_V - F/T = - U/T$$

Daraus ergibt sich mit obiger Gleichung für U die freie Energie F der extraterrestrischen Solarstrahlung wie folgt:

$$F = - (1/6)amVT^4$$

Daraus erhält man die Entropie S und die Enthalpie H der extraterrestrischen Solarstrahlung:

$$S = - (\partial F / \partial T)_V = (2/3)amVT^3$$

$$H = F - T(\partial F / \partial T)_V - V(\partial F / \partial V)_T = (2/3)amVT^4 = TS$$

Damit ergibt sich die Exergie W der Enthalpie H zu

$$W = H - H_U - T_U(S - S_U), \text{ wobei sich } H_U, T_U \text{ und } S_U \text{ auf den Umgebungszustand beziehen.}$$

Weil eine Solarzelle ein offenes System darstellt, ist H die für den Umwandlungsprozess massgebende Grösse. Es ergibt sich somit für den maximal möglichen Wirkungsgrad η einer ausserhalb der Erdatmosphäre platzierten Solarzelle:

$$\eta = W/H = 1 - T_U S/H = 1 - T_U/T = \eta_C$$

Dabei wurde angenommen, dass die Dicke der Erdatmosphäre gegenüber der Sonne/Erde-Distanz vernachlässigt werden kann. Der Wirkungsgrad η_C wird Carnot-Wirkungsgrad genannt.

Terrestrische Solarstrahlung

Annahme: Atmosphäre wirkt wie Graufilter, d.h. die spektrale Transmission $\tau(\lambda)$ ist konstant

$$\tau(\lambda) = \tau$$

Daraus ergibt sich wie oben der Reihe nach:

$$U = (1/2)am\tau VT^4$$

$$F = - (1/6)am\tau VT^4$$

$$S = - (2/3)am\tau VT^3$$

$$H = (2/3)am\tau VT^4 = TS$$

$$\eta = W/H = 1 - T_U S/H = 1 - T_U/T = \eta_C$$

Mit der Umgebungstemperatur von 25 °C ($T_U = 298.15$ K) ergibt sich schliesslich der maximal mögliche terrestrische Wirkungsgrad einer Solarzelle zu

$$\eta = \eta_C = 1 - 298.15 \text{ K} / 5775 \text{ K} = 94.84\%$$

7.11 Abkürzungsverzeichnis

a-Si	amorphes Silizium
AC	Wechselspannung (Alternating Current)
AM	Luftmasse, relativ
CdTe	Cadmium-Tellurid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CIS	Copper Indium Diselenide (Kupfer-Indium-Diselenid)
DC	Gleichspannung (Direct Current)
FhG ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
GaAs	Gallium-Arsenid
GaSb	Gallium-Antimonid
InGaP	Indium-Gallium-Phosphid
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis)
mc-Si	monokristallines Silizium
μ c-Si	mikrokristallines Silizium
pc-Si	polykristallines Silizium
PR	Progress Ratio
PV	Photovoltaik
STC	Standard Test Conditions
W_p	Watt peak

7.12 Literatur

- Becker 2003 Becker G. (2003) Stand der Technik und neue Entwicklungen in der Photovoltaik. Fachhochschule München - Solarlabor, Solarenergieförderverein Bayern e.V., München, Deutschland, Online-Version unter: http://www.sev-bayern.de/frames/service/vortrag_tum.pdf.
- BFE 2003 BFE (2003) Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz für das Jahr 2003. Bundesamt für Energie, Bern.
- Blanchard 2004 Blanchard L. (2004) Renewable Energy Market Development Status & Prospects. Workshop for Promotion and Market Stimulation of Promotion and Market Stimulation of RES in EU and Candidate Countries. European Renewable Energy Council, Riga, Lettland, Online-Version unter: http://www.erec-renewables.org/documents/RES_in_EUandCC/WP5/LATVIA/070504_workshop_proceedings/3_Market_development_LB.pdf.
- Durisch et al. 2004 Durisch W., Bitnar B., Mayor J. C., Kiess H. und Close J. (2004) Generalized Efficiency Model for Photovoltaic Modules and a Way to accurately calculate the Energy Yield. In proceedings from: WREC VIII, August 28 - September 3, 2004, Denver, Colorado, USA.
- Durisch et al. 2004a Durisch W., Bitnar B., Mayor J. C., Lam K. H. und Close J. (2004a) Efficiency of Selected Photovoltaic Modules and Annual Yield at a Sunny Site in Jordan. In proceedings from: WREC VIII, August 28 - September 3, 2004, Denver, Colorado, USA.
- Durisch et al. 1988a Durisch W., Bühlmann M., Kesselring P. und Morisod R. (1988a) Photovoltaik in den Alpen - Betriebserfahrungen und Stromkosten. In: Bulletin SEV/VSE, 79(6), pp. 311-317.
- Durisch & Bulgheroni 1999 Durisch W. und Bulgheroni W. (1999) Climatological Investigation for Solar-Power Stations in the Swiss Alps. In: Applied Energy, 64(1-4), pp. 411-415.
- Durisch et al. 1988 Durisch W., Fricker H. und Toggweiler P. (1988) Potential, Einführungsgeschwindigkeit und Kosten solarthermischer Kraftwerke in den Alpen. PSI-Bericht Nr. 9. Paul Scherrer Institut, Gebrüder Sulzer AG, Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Villigen, Winterthur, Zürich.
- Durisch et al. 1995 Durisch W., Keller J., Bulgheroni W., Keller L. und Fricker H. (1995) Solar Irradiation Measurements in Jordan and Comparisons with Californian Data. In: Applied Energy, 52, pp. 111-124.
- Eberl 2004 Eberl U. (2004) Photovoltaik: Solarzellen am Fließband. In: Spektrum der Wissenschaft(11/2004), pp. 18-21.
- EC 2004 EC (2004) 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. EC (European Commission), UNEP (United Nations Environment Programme), (ADEME) Agency for Environment and Energy Management, EDF (Electricité de France), CEA (New Energy Technologies), Syndicat des Energies Renouvelables, WCRE (World Council for Renewable Energy), EPIA (European Photovoltaic Industry Association), Palais de Congrès, Paris.
- ecoinventCentre 2003 ecoinventCentre (2003) ecoinvent data v1.01. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Elektrowatt 1991 Elektrowatt (1991) Abschätzung des Potentials von photovoltaischen Anlagen in der Schweiz. Studie zuhanden der VSE-Projektgruppe Solarenergie. Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich.

-
- Energie-Spiegel 2001 Energie-Spiegel (2001) Solarenergie. Energie-Spiegel 5/2001. Facts für die Energiepolitik von morgen. Paul Scherrer Institut (PSI), Würenlingen.
- Frisson et al. 2000 Frisson L., Lieten K., Declercq K., Szlufcik J., De Moor H., Goris M., Benali A. und Aceves O. (2000) Recent Improvements in Industrial PV Module Recycling. In proceedings from: 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, 1-5 May 2000, Online-Version unter: http://www.bpsolar.com/ContentDocuments%5C154%5C16PVSEC_OA3_5.pdf.
- Fthenakis & Moskowitz 2000 Fthenakis V. M. und Moskowitz P. D. (2000) Photovoltaics: Environmental, Health and Safety Issues and Perspectives. In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 8, pp. 27-38.
- Goetzberger 2001 Goetzberger A. (2001) Solar Cell Materials and Technology: From the Past to the Future. In proceedings from: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 22.-26.10.2001.
- Green 1993-2000 Green M. A. (1993-2000) Solar Cell Efficiency Tables. In: Progress in Photovoltaic: Research Applied, pp. XX.
- Green 2002 Green M. A. (2002) Advanced Solar Cell Concepts for 2020 and beyond. In proceedings from: World Renewable Energy Congress VII (WREC 2002).
- Green 2003 Green M. A. (2003) New High Efficiency Photovoltaic Concepts. In proceedings from: The Path to Ultra-High efficient Photovoltaics, Ispra, Italien, 2.-3.10.2003.
- Green 2004 Green M. A. (2004).Third Generation Photovoltaics. Presentation at Stanford university. October 2004. Online-Version unter: http://gcep.stanford.edu/pdfs/solar_workshop_10_04/SolarGreen22004.pdf
- Green et al. 2003 Green M. A., Emery K., King D. L., Igari S. und Warta W. (2003) Solar Cell Efficiency Tables (Version 22). In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 11, pp. 347-352.
- Gutschner 1996 Gutschner M. (1996) Abschätzung des PV-Flächenpotenzials im schweizerischen Gebäudepark. Zusammenfassung des Praktikumberichts. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Freiburg.
- Haas et al. 2002 Haas R., Stieldorf K., Wilk H., López-Polo A. und Faninger G. (2002) PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS IN THE BUILT ENVIRONMENT. Projekt im Rahmen des IEA-Implementing Agreements PV-Power Systems, Task 7. Endbericht, Wien.
- Harmon 2000 Harmon C. (2000) Experience curves of Photovoltaic Technology. Interim Report IR-00-014. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, Österreich.
- Hoffmann 2004 Hoffmann W. (2004) Perspektiven und Aussichten der PV Solarstromindustrie. In proceedings from: 5. Nationale Photovoltaiktagung ETH Zürich, 25./26.3.2004, Zürich.
- IEA 2002 IEA (2002) Trends in Photovoltaic Application in selected IEA countries between 1992 and 2001. International Energy Agency (IEA).
- IEA 2003b IEA (2003b) Renewables Information. IEA Statistics. OECD/IEA, Paris.
- Jäger-Waldau et al. 2004 Jäger-Waldau A., Bertoldi P., Huld T., Kautto N., Scholz H., Dunlop E., Machirant A. und Suri M. (2004) Energy End-Use Efficiency and Electricity from Biomass, Wind and Photovoltaics in the European Union. Status Report 2004. European Commission, DG JRC, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, Ispra, Italy.
-

-
- Jauch & Tschärner 2004 Jauch F. und Tschärner R. (2004) Markterhebung Sonnenenergie 2003. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien. SOLAR, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie, im Auftrag des BFE, Bern, Online-Version unter: <http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/teilstatistiken/24.pdf>.
- Jungbluth 2003 Jungbluth N. (2003) Photovoltaik. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Keshner & Arya 2004 Keshner M. S. und Arya R. (2004) Study of Potential Cost Reductions Resulting from Super-Large-Scale Manufacturing of PV Modules. NREL, National Renewable Energy Laboratory and Hewlett Packard, Golden, Colorado and Paolo Alto, California, USA, Online-Version unter: <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36846.pdf>.
- Krieth & Krieger 1978 Krieth F. und Krieger J. (1978) Principles of Solar Engineering. Mc Graw Hill.
- Luther 2002 Luther J. (2002) Neue Konzepte für die terrestrische Photovoltaik. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Deutschland, Online-Version unter: http://www.ise.fhg.de/german/vortraege_luther/pdf/2002/lu_alzenau_261102.pdf.
- Marchetti 1997 Marchetti C. (1997) Energy Supply: The Long-Time Horizon. Handout to a presentation at the Conference "Energy and Greenhouse Issue". ABB/IEA GHG Forum, 3. März, Baden, Dätwil.
- Margolis 2003 Margolis R. M. (2003) Photovoltaic Technology Experience Curves and Markets. Presentation at NCPV and Solar Program Review Meeting. Department of Engineering and Public Policy - Carnegie Mellon University, Denver, Colorado, USA, Online-Version unter: http://www.nrel.gov/ncpv_prm/pdfs/33586008.pdf.
- Maycock 2004 Maycock P. (2004) World PV Cell/Module Production. In: PV NEWS, Vol. 23.
- Meier et al. 2004 Meier C., Engeler M. und Frei R. (2004) Photovoltaik: Jahrhundertssommer brachte Rekord nur beim Stromertrag. In: VSE Bulletin, 10/04, pp. 1-3.
- MRS-Bulletin 1993 MRS-Bulletin (1993) MRS Bulletin, October 1993, Vol. XVIII, No.10.
- Niederhäusern 2004 Niederhäusern A. (2004) Photovoltaik: Unaxis goes solar. In: Erneuerbare Energien, 5, pp. 8-9.
- Nitsch et al. 2004 Nitsch J., Krewitt W., Nast M., Viebahn P., Gärtner S., Pehnt M., Reinhardt G., Schmidt R., Uihlein A., Barthel C., Fishedick M. und Merten F. (2004) Umweltpolitik. Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, Online-Version unter: http://www.bmu.de/files/nutzung_ee_lang.pdf.
- Nowak 1999 Nowak (1999) Photovoltaik in der Schweiz - Technologischer Stand und Aussichten. In: Bulletin 10/99 des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins und des Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke. Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins & Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Zürich.
-

PV-POWER 2004	PV-POWER (2004) PV-POWER Nr.21, Dezember 2004, IEA - PVPS Newsletter. IEA Photovoltaic Power Systems Programme, Nova Energie GmbH, Aarau.
PV-TRAC 2004	PV-TRAC (2004) A Vision for PV Technology for 2030 and Beyond. Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC), Online-Version unter: http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/vision-report-final.pdf .
Sander et al. 2004	Sander K., Zangl S., Reichmuth M. und Schröder G. (2004) Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung. Ökopol, Institut für Ökologie und Politik GmbH & IE, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, im Auftrag des Umweltbundesamts, Hamburg & Leipzig, Online-Version unter: http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2789.pdf .
SERI 1985	SERI (1985) SERI in Review, February 1985, Vol VII, No. 2, p. 4.
Shell 1996	Shell (1996) The Evolution of the World's Energy Systems. Shell, Centrales Photovoltaiques, Gland, Frankreich.
SWISSOLAR 2003	SWISSOLAR (2003) Solar-Ordner. Empfehlungen zur Nutzung von Sonnenenergie. SOLAR, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie , Association suisse des professionnels du solaire, Swiss Professionals Association for solar energy, Bern, Online-Version unter: http://www.solarpro.ch .

8 Solarthermische und -chemische Kraftwerke

8.1 Einleitung

Rund ein Prozent der Fläche der Sahara würde ausreichen, um mit Solarkraftwerken aus konzentrierenden Spiegelsystemen den gesamten Elektrizitätsbedarf der Erde zu decken (Broesamle 2001). Solche Solarkraftwerke erfordern direkte Sonneneinstrahlung und können deshalb nur im so genannten Sonnengürtel der Erde (Breitengrad $< 35\text{--}40^\circ$; $\text{DNI}^a > 1700\text{--}1750 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$; siehe dazu Fig. 8.1) wirtschaftlich konkurrenzfähig sein (IEA 2003; Kistner 2003). In Mitteleuropa hingegen sind die Einsatzmöglichkeiten von solarthermischen Kraftwerken begrenzt, da auf Grund der deutlich geringeren direkten Solarstrahlung die Stromkosten bedeutend höher wären. Deshalb ist in absehbarer Zeit die Errichtung solarthermischer Kraftwerke in der Schweiz nicht sehr wahrscheinlich^b. In Zukunft könnte jedoch der Import solarthermisch oder solarchemisch erzeugten elektrischen Stroms aus dem Mittelmeerraum für die Schweiz eine interessante Option darstellen.

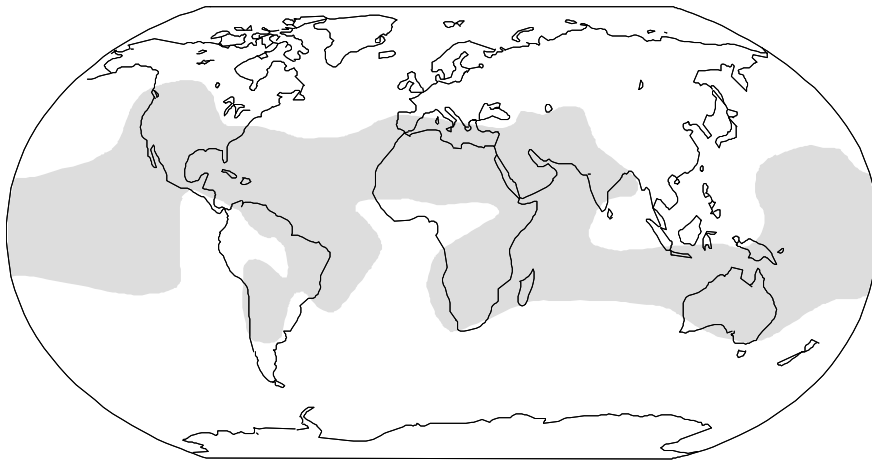


Fig. 8.1 Regionen mit jährlicher solarer Einstrahlung über 2000 kWh/m^2 .

Seit über 20 Jahren befinden sich solarthermische Kraftwerke zur Umwandlung von Solarstrahlung in Elektrizität in kommerziellem Einsatz. Sie liefern zurzeit etwa die Hälfte des weltweit produzierten Solarstroms, und dies zu erheblich günstigeren Kosten von $0.12\text{--}0.14 \text{ USD/kWh}$ als andere Techniken zur Stromerzeugung aus Solarenergie (Quaschnig & Geyer 2000). Neben diesen bestehenden Solarkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von etwa 350 MW_e sind gegenwärtig zahlreiche weitere Grossprojekte in Planung, die mit Hilfe von Sonnenenergie insgesamt mehr als 1000 MW_e kostengünstigen und umweltfreundlichen elektrischen Strom produzieren sollen (CSP-GMI 2003). Ihre Markteinführung wird einerseits verzögert wegen der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken hohen Investitionskosten und der damit verbundenen finanziellen Risiken (Becker 2000), andererseits auf Grund mangelnder Bekanntheit der solarthermischen Technologien und ihrer mittelfristigen Potenziale bei Kraftwerkbetreibern und politischen Entscheidungsträgern. Noch ausgeprägter ist dieses Manko im Fall der Solarchemie, deren langfristige Potenziale bei der Speicherung und beim Transport von Sonnenenergie in der Öffentlichkeit noch kaum bekannt sind.

^a DNI = Direct Normal Irradiation: Direkt-Normal-Strahlung auf eine Fläche, die immer senkrecht zur Einfallrichtung der Direktstrahlung von der Sonne ausgerichtet ist.

^b In den Schweizer Alpen betragen die jährlich zu erwartenden Einstrahlungswerte maximal etwa $1500 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ (MeteoWallis 1995).

8.1.1 Definition

Solarthermische Kraftwerke können zur Stromerzeugung oder zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme eingesetzt werden. Dabei wird das direkte Sonnenlicht mit Spiegelsystemen auf einen Absorber konzentriert, um ein Wärmeübertragungsmedium (Luft, Salz) auf möglichst hohe Betriebstemperaturen zu erhitzen. Mit der entstandenen Wärmeenergie wird eine weitgehend konventionelle Wärmekraftmaschine – in der Regel ein Dampfkreislauf – angetrieben und über einen Generator elektrischer Strom erzeugt. Bei solarthermischen Kraftwerken kann die tägliche Betriebsdauer durch thermische Zwischenspeicher verlängert werden.

Für die Langzeitspeicherung von Sonnenenergie eignen sich *solarchemische* Verfahren, welche die konzentrierte Solarstrahlung für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme verwenden, um damit chemische Prozesse zur Herstellung von solaren Brennstoffen anzutreiben. Beispielsweise lässt sich in einem geschlossenen Kreislauf Zinkoxid (ZnO) in metallisches Zink (Zn) umwandeln, womit einerseits in einer Zink-Luft-Brennstoffzelle Strom erzeugt und andererseits mittels Hydrolyse Wasserstoff produziert werden kann. Die Prozess- und Reaktortechnologie für diese langfristige Option zur chemischen Speicherung und für den Transport von Sonnenenergie wird am PSI in Zusammenarbeit mit der ETHZ intensiv erforscht und entwickelt (BFE-Projekt 2001; BFE-Projekt 2003; BBW-Projekt 2001). Das Ziel dieser Forschung ist die Entwicklung der wissenschaftlichen und verfahrenstechnischen Grundlagen für die effiziente Umwandlung von Sonnenenergie in chemische Energie. Thermochemische Prozesse sollen im technischen Massstab realisiert werden und mit anderen aktuellen Prozessen zur Umwandlung von erneuerbaren Energien in chemische Energie konkurrieren können.

Die Zielsetzungen dieser beiden solaren Technologien sind also grundlegend verschieden. Bei der Hochtemperatur-*Solarthermie* steht die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken im Vordergrund, wobei optional auch die Herstellung von Wasserstoff aus dem Solarstrom mittels Elektrolyse von Wasser in Frage kommen kann. Bei der Hochtemperatur-*Solarchemie* hingegen liegt das Schwergewicht auf der chemischen Speicherung der Sonnenenergie in solaren Brennstoffen wie beispielsweise Zink oder Wasserstoff, wobei als Option die nachfolgende Erzeugung von Elektrizität durchaus sinnvoll sein kann. Insgesamt sind die Möglichkeiten der Solarchemie vielfältiger, und aus thermodynamischen Überlegungen hat die Solarchemie das Potenzial zu wesentlich höheren Prozesswirkungsgraden.

Solarthermische Technologien – Verschiedene Technologien zur *solarthermischen* Stromerzeugung wurden bisher entwickelt (FVS 2002, RES 2003):

- Parabolrinnenkraftwerke (Geyer 2002): im kommerziellen Einsatz, 354 MW_e, USA;
- Solarturmkraftwerke (Pitz-Paal 2002): Versuchsanlagen, 12 MW_e, USA, Spanien;
- Paraboloidkraftwerke (Laing 2002): Prototypen, 200 kW_e, USA, Spanien, Saudi-Arabien;
- Solare Aufwindkraftwerke (Schlaich & Schiel 2002): Prototyp, 50 kW_e, Spanien.

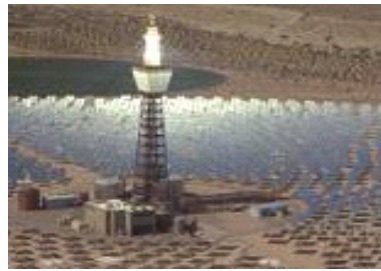
Mit Ausnahme der Solaren Aufwindkraftwerke^a arbeiten alle diese Kraftwerkstypen mit konzentriertem Sonnenlicht und werden deshalb als CSP^b Technologien bezeichnet. Fig. 8.2 zeigt Bilder des kommerziellen Parabolrinnenkraftwerks in Kramer Junction, USA, des 10 MW_e Versuchsturmkraftwerks „Solar Two“ in Barstow, USA, sowie von Paraboloid-Prototypen im europäischen solaren Testzentrum Plataforma Solar de Almería (PSA) in Südspanien.

^a Nicht-konzentrierende solarthermische Technologien wie solare Aufwindkraftwerke („Solar Chimney“ oder „Solar Tower“) nützen Temperaturdifferenzen zur Erzeugung von elektrischem Strom aus. Solche Systeme (Turmhöhe bis 1000 m für ein 200 MW_e Kraftwerk) haben aufgrund ihres geringen Wirkungsgrades einen extrem grossen Flächenbedarf. Sie werden in dieser Studie nicht betrachtet.

^b Konzentrierende solarthermische Technologien zur Stromerzeugung werden unter dem Begriff „Concentrating Solar Power (CSP)“ zusammengefasst.



KJC, Kramer Junction, USA



Solar Two, Barstow, USA



PSA, Almería, Spanien

Fig. 8.2 CSP Technologien: Links Parabolrinnen (USA); Mitte Solarturm (USA); Rechts Paraboloid (Spanien).

Sollte in Zukunft das riesige Solarenergiepotenzial in der Mittelmeerregion erschlossen werden, ergibt sich für die Schweiz ein erstes mögliches Szenario:

Szenario 1: Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum wird mittels der für grosse Distanzen geeigneten Technik, der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), in die Schweiz transportiert^a.

Solarchemische Technologien – *Solarchemische* Prozesse zur Herstellung von solaren Brennstoffen wurden bisher vorwiegend in solaren Forschungsreaktoren im 10 kW Massstab untersucht, so insbesondere der geschlossene Zn/ZnO-Kreisprozess zur Herstellung von Zink und Wasserstoff (Steinfeld 2002). Pilotanlagen im Leistungsbereich von 200-500 kW werden derzeit errichtet, wie etwa jene zur solaren karbothermischen Produktion von Zink im EU-Projekt SOLZINC mit Beteiligung des PSI und der ETHZ (SOLZINC 2003). Betrachten wir den Zn/ZnO-Zyklus als exemplarischen solarchemischen Prozess, so ist für den Transport der im Zink bzw. Wasserstoff chemisch gespeicherten Solarenergie aus einem sonnenreichen Produktionsgebiet im Mittelmeerraum speziell folgendes Szenario denkbar:

Szenario 2: Die im Zink gespeicherte Sonnenenergie wird direkt am Produktionsort in elektrischen Strom umgewandelt, der dann via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in die Schweiz transportiert wird.

Je nach beabsichtigter Anwendung kann es auch vorteilhaft sein, den solar hergestellten Wasserstoff zu transportieren und erst am Ort des Verbrauchs dezentral in Elektrizität umzuwandeln, was zu folgendem Szenario führt^b:

Szenario 3: Solar produzierter Wasserstoff wird entweder in bestehenden Erdgasleitungen oder in neu zu errichtenden Wasserstoff-Pipelines vom Mittelmeerraum in die Schweiz transportiert, um dezentral in Brennstoffzellen Elektrizität für mobile und stationäre Anwendungen zu erzeugen.

Welches der hier skizzierten Szenarien zum Import von solarthermisch bzw. solarchemisch produzierten elektrischen Stroms in die Schweiz letztendlich zum Tragen kommen, hängt von verschiedenen Einflussfaktoren ab, die in der vorliegenden Studie untersucht werden.

^a Voraussetzung für den Ferntransport von Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken sind leistungsfähige Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), wie sie bisher weltweit mit über 70 GW_e Leistung und Übertragungslängen von bis zu 2000 km realisiert sind (Trieb 2002; ABB 2004).

^b Statt Wasserstoff könnte auch Zink über weite Distanzen transportiert werden. Im Rahmen des EU-Projekts SOLZINC (BBW-Projekt 2001) werden die energetischen und wirtschaftlichen Aspekte des Langstreckentransports von solar hergestelltem Zink eingehend untersucht.

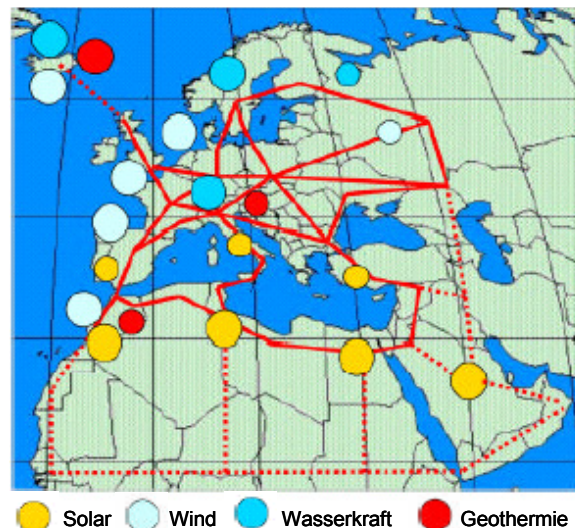
8.1.2 Globale und europäische Stromversorgung und Trends

Gegenwärtig ist der Anteil der CSP Technologien an der globalen Stromversorgung noch sehr bescheiden. Gemäss (IEA 2003) sind derzeit lediglich Parabolrinnenkraftwerke (so genannte SEGS^a) mit einer installierten Leistung von 354 MW_e in kommerziellem Einsatz. Diese Anlagen wurden zwischen 1984 und 1991 in den USA errichtet und produzieren jährlich nahezu 1 TWh_e Strom (IEA 2003). Sie haben sich als zuverlässige Technologie bewährt. Weltweit sind eine Reihe von CSP Demonstrationskraftwerken mit insgesamt mehr als 1000 MW_e neuer solarer Kapazität in der Planung^b. Den grössten Schub für den Bau neuer solarthermischer Rinnen- und Turmkraftwerke erwartet man von Spanien, welches kürzlich ein neues Einspeisegesetz für Elektrizität aus CSP Technologien in Kraft gesetzt hat^c. In Südsanien stehen zwei 50 MW_e Parabolrinnenkraftwerke vom SEGS-Typ („AndaSol“) und ein 10 MW_e Solarturmkraftwerk („PS10“) kurz vor Baubeginn. Diese Demonstrationsanlagen werden gemäss (Schild 2002) von der EU finanziell unterstützt. Ebenfalls weit gediehen sind die Vorbereitungen für ein 50 MW_e Kraftwerk vom SEGS-Typ in Nevada, USA.

Bei grossen Kraftwerken in sonnenreichen Gebieten stellen Parabolrinnen und Solartürme langfristig die mit Abstand kostengünstigste Möglichkeit der Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung dar. Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften ist zu erwarten, dass beide Technologieoptionen je nach Rahmenbedingungen (Sonneneinstrahlung, Kraftwerksgrösse, Infrastruktur, lokaler Strombedarf, Möglichkeiten des Stromferntransports) breiten Einsatz finden werden (WBGU 2003).

Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken in der Mittelmeerregion könnte langfristig zusammen mit anderen regenerativen Energien einen grossen Teil des europäischen Strombedarfs decken (Szenario 1). Die grossräumige Vernetzung von Gebieten mit günstigen Dargebotsverhältnissen durch interkontinentale Stromverbünde (Fig. 8.3) stellt deshalb eine interessante Perspektive für eine zukünftige regenerative Stromversorgung dar (Czisch 2001).

Fig. 8.3 Vision eines Euro-Mediterranen Stromverbunds auf HGÜ-Basis zur Nutzung der ergiebigsten regenerativen Energiequellen: Solar (gelb); Wind (hellblau); Wasserkraft (dunkelblau); Geothermie (rot). (Quelle: Trieb 2002)



Solarthermische Kraftwerke können auch in Wärme-Kraft-Kopplung betrieben werden, indem neben elektrischer Energie beispielsweise Trinkwasser aus einer Meerwasserentsalzungsanlage (z. B. über thermische Destillationsprozesse) gewonnen wird (TREC 2004). In Wärme-Kraft-Kopplung sind solare Wirkungsgrade von bis zu 85% erreichbar (WBGU 2003). Ebenso ist die Kombination solarthermischer Kraftwerke mit thermischer Biomasseverwertung denkbar. Dies ermöglicht den kontinuierlichen Betrieb von Kraftwerken im Multi-Megawatt-Bereich ausschließlich auf der Basis erneuerbarer Energien (WBGU 2003).

Die Solarchemie hat langfristig ein grosses Potenzial bei der Speicherung von Sonnenenergie in solaren Brennstoffen wie beispielsweise Zink (Szenario 2) oder Wasserstoff, der über weite Strecken transportiert werden kann und nach Bedarf für mobile oder stationäre Anwendungen zur Verfügung steht (Szenario 3).

^a SEGS – Solar Electricity Generation System.

^b Einen Überblick bietet <http://www.solarpaces.org/projects.htm> von IEA – SolarPACES (International Energy Agency – Solar Power and Chemical Energy Systems). Siehe (IEA 2003; SolarPACES 2003; SolarPACES 2004; Geyer & Quaschnig 2000)

^c Royal Decree 436/2004, March 27, 2004, erläutert und abrufbar unter <http://www.solarpaces.org/news.htm> (27.5.2004).

8.1.3 Schweizer Stromversorgung und Trends

In der Schweiz ist in absehbarer Zeit die Errichtung von solarthermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung oder zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme wegen mangelnder solarer Direktstrahlung wirtschaftlich nicht attraktiv. Mittelfristig ist hingegen der Import von Solarstrom aus solarthermischen Parabolrinnen- und Turmkraftwerken im Mittelmeerraum eine interessante Option für die Versorgung der Schweiz mit umweltfreundlicher Elektrizität (Szenario 1). Langfristig kann auch chemisch gespeicherte Sonnenenergie aus solarthermischen Kraftwerken in Form von solaren Brennstoffen (z.B. Zink und Wasserstoff) einen Beitrag zur Stromversorgung in der Schweiz leisten (Szenarien 2 und 3).

Die Schweiz hat eine langjährige Forschungstradition auf dem Gebiet der Hochtemperatur-Solartechnik, die vom Bundesamt für Energie (BFE), vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft (BBW), vom Schweizerischen Nationalfonds (SNF) und anderen öffentlichen Institutionen namhaft unterstützt und gefördert wird. Es ist daher zu erwarten, dass der Schweiz eine wichtige Rolle beim Transfer der solarthermischen und insbesondere der solarchemischen Technologien in Länder rund ums Mittelmeer (Südeuropa, Nordafrika, Naher Osten) zufallen wird. Dies ist eine Chance für die Schweizer Industrie und kann sich günstig auf die Schweizer Wirtschaft auswirken.

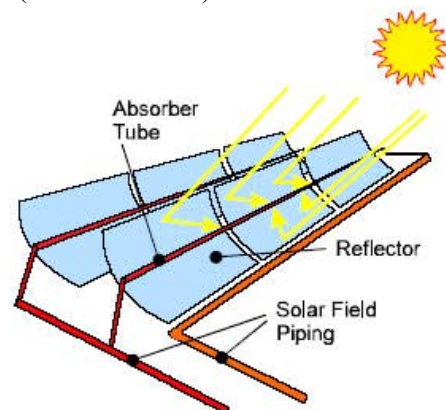
8.2 Technologiebeschreibung

8.2.1 Derzeitige Technologien

Solarthermische Kraftwerke zur Stromerzeugung bestehen im Wesentlichen aus zwei Komponenten: (1) Solarkollektoren, welche die Solarstrahlung in Wärme umwandeln; (2) Wärmekraftmaschinen, welche die Wärme in Elektrizität umwandeln. Verschiedene konzentrierende solarthermische Kollektorsysteme und konventionelle Wärmekraftmaschinen können kombiniert werden, um elektrischen Strom zu erzeugen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit der thermischen Speicherung von überschüssiger thermischer Energie aus dem solaren Betrieb, die bei fehlender oder ungenügender Solarstrahlung zur Stromerzeugung verwendet werden kann.

CSP Technologien – Drei verschiedene CSP Technologien wurden bereits realisiert (Tyner 2001): Parabolrinnenkraftwerke (Price 2002) haben sich im kommerziellen Einsatz bewährt und sind betriebssicher verfügbar, Solarturmkraftwerke (Romero 2002) haben ihr grosses Potenzial im Megawatt-Massstab demonstriert und Paraboloidkraftwerke (Mancini 2003) sind in technischer Erprobung:

- *Parabolrinnenkraftwerke* („Parabolic Trough“ oder „Solar Farm“) bestehen aus linearen Reflektoren^a, die parabolisch geformt sind und der Sonne einachsigt nachgeführt werden. Die Sonnenstrahlung wird um einen Faktor 80-100 auf ein Absorberrohr fokussiert und erhitzt ein darin zirkulierendes spezielles Thermoöl auf knapp 400°C, welches anschliessend in einem Wärmetauscher Dampf für eine Dampfturbine erzeugt. Diese Systeme haben derzeit typische Nennleistungen von 30-80 MW_e und sind relativ leicht auf grosse Leistungen bis 1000

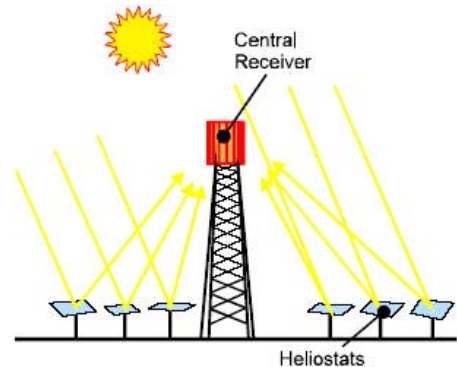


Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

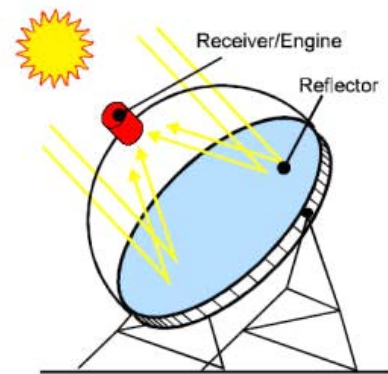
^a Eine neue Art von Rinnenkraftwerken sind die auf linearen Fresnel-Kollektoren („Linear Fresnel Reflector“ – LFR) basierenden Systeme (siehe <http://www.solarmundo-power.com>), speziell die in Australien entwickelten kompakten Anlagen („Compact Linear Fresnel Reflector“ – CFLR) (Mills 2004). Das weltweit erste wirtschaftlich nutzbare CFLR-Kollektorfeld mit einer thermischen Leistung von gegenwärtig 1 MW_{th} nahm im Juni 2004 in Australien den Testbetrieb auf. Es soll bis 2006 auf eine Kapazität von 40 MW_e ausgebaut und an ein 2000-MW-Kohlekraftwerk angekoppelt werden (SW&W 2004).

MW_e auszuliegen (Geyer 2002). In Kalifornien liefern solche Kraftwerke seit mehr als 15 Jahren Strom bei einer installierten Gesamtleistung von etwa 350 MW_e und zu Kosten von 0.12-0.14 USD/kWh. Eine deutliche Kostenreduktion könnte sich durch die Direktverdampfung von Wasser in den Absorberrohren ergeben (WBGU 2003).

- Bei *Solarturmkraftwerken* („Power Tower“) fokussiert ein grosses Feld beweglicher Einzelspiegel (Heliostaten) das Sonnenlicht um etwa einen Faktor 500-1000 auf einen Empfänger (Receiver), der auf einem Turm montiert ist. Dort wird der Wärmeträger (Luft, Salz) auf 1000-1200 °C erhitzt (Pitz-Paal 2004). Aufgrund der hohen Nutztemperaturen kann die Prozesswärme prinzipiell auch direkt in ein modernes GuD^a-Kraftwerk eingekoppelt werden. Für Solarturmkraftwerke sind Nennleistungen um 200 MW_e geplant^b, die etwa zehn Mal höher liegen als bei derzeitigen Pilotanlagen (WBGU 2003).
- Bei *Paraboloidkraftwerken* („Dish/Engine“) werden der Sonne nachgeführte Parabolspiegel eingesetzt, in deren Brennpunkt ein Wärmeträgermedium auf 600-1200°C erhitzt werden kann. Die Wärmeenergie wird dann in Kraftmaschinen wie z.B. Stirling-Motoren (sog. Dish-Stirling Systeme) oder Gasturbinen (sog. Dish-Brayton Systeme) in mechanische und schliesslich in elektrische Energie umgewandelt. Solche Anlagen sind in der Regel eher klein mit einer Nennleistung von einigen 10 kW_e und bieten sich daher für dezentrale Anwendungen an. Diese Technologie befindet sich in der technischen Erprobung (WBGU 2003).



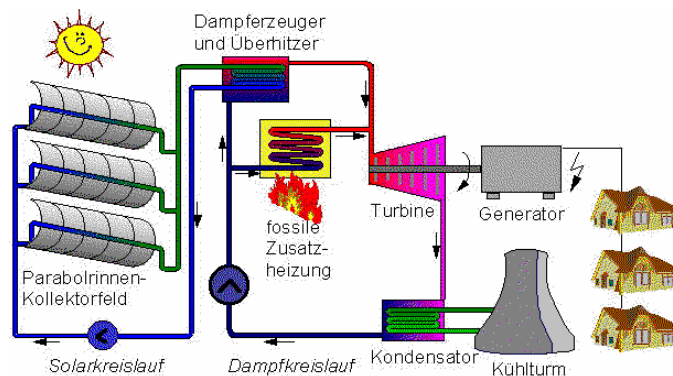
Solarturm (Quelle: SolarPACES)



Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Während sowohl Parabolrinnen als auch Solartürme typische Konzepte für netzgebundene Massenstromproduktion darstellen, eignen sich Paraboloidkraftwerke besonders für netzunabhängige Stromproduktion in entlegenen Gebieten. Allgemein werden Systeme mit hohen Arbeitstemperaturen angestrebt, da dann die Umwandlung von Wärme in Elektrizität in thermodynamischen Maschinen einen höheren Wirkungsgrad erlaubt.

Kraftwerkstechnik – Die heutigen solarthermischen Kraftwerke verwenden einen Dampfkreislauf zur Erzeugung von Elektrizität („Rankine Cycle“ oder einfach „Steam Cycle“). Wegen der saisonalen und täglichen Schwankung der solaren Einstrahlung können diese Systeme nur während einer beschränkten Zeit unter Volllast ohne Speicher betrieben werden, so dass eine fossile Zusatzheizung sinnvoll sein kann (World Bank 1999).



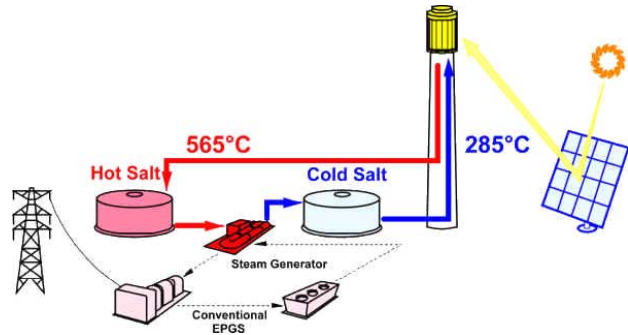
Solarer Dampfkreislauf (Quelle: RES 2003)

^a GuD-Kraftwerk: Gas- und Dampf-Kraftwerk, auch Kombi-Kraftwerk genannt.

^b Diese Aussage ist umstritten. An einem Workshop (ECOSTAR 2004) wurde kürzlich für Solarturmkraftwerke eine obere Leistungsgrenze von 20 MW_e genannt.

Thermische Speichersysteme – Die thermische Speicherung bringt für solarthermische Kraftwerke verschiedene Vorteile: (1) Verlängerung der Stromerzeugung über die eigentliche Sonnenscheindauer hinaus (typisch um drei bis sechs Stunden); (2) Erhöhte Verfügbarkeit des Solarkraftwerks, auch zur Deckung des Spitzenstrombedarfs; (3) Erhöhung des solaren Kapazitätsfaktors^a der Anlage auf über 50% (bei gleichzeitiger Vergrößerung des Solarfeldes); (4) Erhöhung des solaren Kapazitätsfaktors bedeutet auch, dass die fossil befeuerten Komponenten des Kraftwerks eliminiert werden können.

Parabolrinnenkraftwerke verwenden derzeit keine thermischen Speichersysteme, weil einerseits das als Wärmeübertragungsmedium benutzte Thermoöl zu teuer ist und andererseits die Eignung anderer Speichermedien wie Beton oder Keramikmaterialien zuerst nachgewiesen werden muss (Tamme et al. 2004). Solarturmkraftwerke hingegen können beispielsweise eine Salzschmelze sowohl zur Wärmeübertragung als auch zur Speicherung verwenden (World Bank 1999). Ein derartiges Speichersystem sollen auch die beiden 50 MW_e Rinnenkraftwerke „AndaSol“ in Süds Spanien aufweisen, deren Baubeginn für Herbst 2004 erwartet wird (Aringhoff 2002)^b.



Thermische Speicherung mit Salzschmelze (Quelle: SolarPACES)

8.2.2 Zukünftige Technologien

Da sich *solarthermische* Kraftwerke zur Stromerzeugung erst am Anfang der Markteinführung befinden und sich die verschiedenen Technologien erst bewähren müssen, sind in naher Zukunft zwar Verbesserungen von einzelnen Komponenten, jedoch kaum tief greifende Neuerungen zu erwarten. Mittel- und langfristig hingegen dürften neuartige technologische Entwicklungen eine wesentliche Steigerung des Systemwirkungsgrads bewirken. Im Gegensatz zum heute üblichen Thermoöl wird in Parabolrinnenanlagen in Zukunft vermutlich Wasser als Wärmeträgermedium direkt in den Absorberrohren verdampft (Zarza 2002). Dadurch werden voraussichtlich geringere Kosten erreicht und Umweltprobleme mit Wärmeträgerölen vermieden.

Kraftwerkstechnik – Die enge Verwandtschaft solarthermischer Anlagen mit konventionellen Kraftwerken erlaubt die Integration eines solarthermischen Kollektorfeldes in ein kombiniertes GuD-Kraftwerk (ISCCS^c; siehe Fig. 8.4). Die Erweiterung bestehender fossiler Kraftwerke um eine solarthermische Zusatzeinheit zu einem so genannten Hybridkraftwerk wird in einstrahlungsstarken Regionen als ein wichtiger kurz- und mittelfristiger Markt für erneuerbare Energien angesehen^d. Dadurch lassen sich CO₂- und SO₂-Emissionen vermeiden. Mit einer neuen Technologie, dem geschlossenen volumetrischen Druckluftabsorber (REFOS-Konzept^e) ist es möglich, Sonnenenergie direkt in ein modernes, hocheffizientes GuD-Kraftwerk einzukoppeln und dort mit hohen

^a Kapazitätsfaktor: Anteil des aktuellen Ertrags der Anlage verglichen mit dem maximal möglichen Ertrag (Anlage läuft bei Vollast während 100% der Zeit). In Systemen ohne Speicher ist der jährliche solare Kapazitätsfaktor auf etwa 25% limitiert (World Bank 1999).

^b Projektstatus siehe unter http://www.flagsol.com/andasol_projects.htm (27.5.2004).

^c ISCCS – Integrated Solar Combined Cycle System.

^d Global Environment Facility (GEF) fördert ISCCS-Projekte in Ägypten, Indien, Marokko und Mexiko mit etwa 200 Mio. USD (SolarPACES 2003; siehe auch <http://www.solarpaces.org/projects.htm>).

^e Geschlossener volumetrischer Druckluftabsorber (REFOS): Luft wird unter Druck bis zu 1000°C erhitzt, um direkt eine Gasturbine bzw. ein modernes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk anzutreiben. Das Prinzip wurde erstmals Ende 2002 auf der Plataforma Solar in Spanien erfolgreich zur Stromerzeugung eingesetzt. Eine Pilotanlage mit kombinierter Strom- und Absorptionskälteerzeugung wird derzeit für den semi-kommerziellen Einsatz in Italien gefertigt.

Wirkungsgraden von über 50% in Strom umzuwandeln (BMU 2004). Das Solarfeld muss so dimensioniert werden, dass der Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks nicht leidet, wenn nur ein geringer Anteil an Solarwärme erhältlich ist. Deshalb ist der jährliche solare Anteil ohne Einsatz von Speichertechnologien typischerweise auf Werte von 10% (World Bank 1999) bis gegen 20% (Quaschnig 2002) beschränkt. Gemäss (Quaschnig 2002) sind allerdings Hybridkraftwerke aus ökologischer Sicht nur dann sinnvoll, wenn sie die Möglichkeit einer sukzessiven Erweiterung des Solaranteils bis hin zu hohen solaren Beiträgen offen lassen. Zudem ist der reine Solarbetrieb zusammen mit thermischer Speicherung dem Hybridbetrieb vorzuziehen.

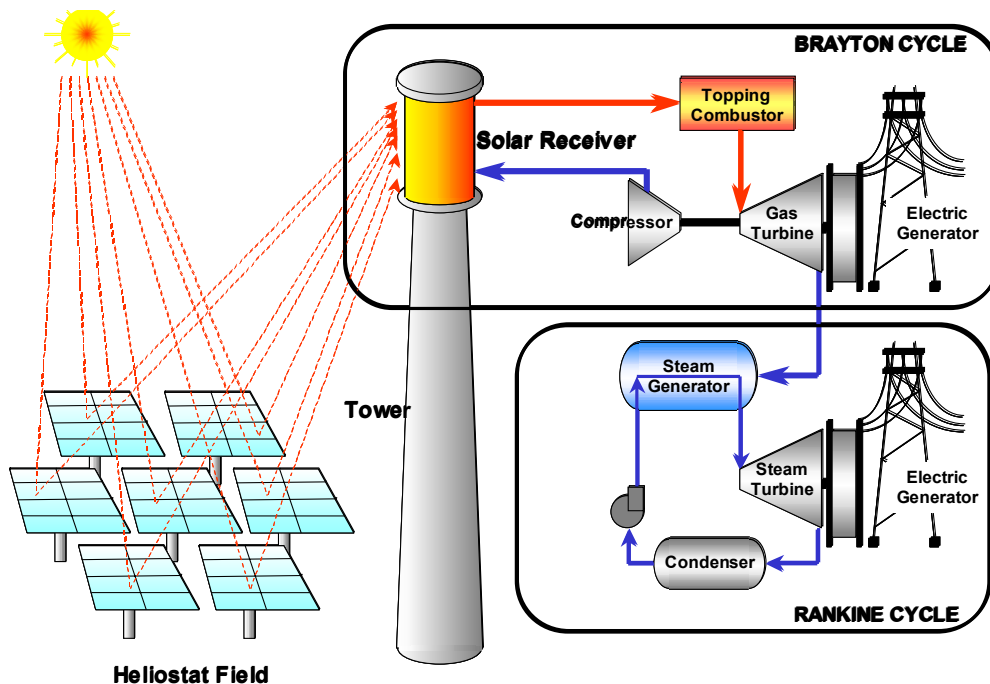


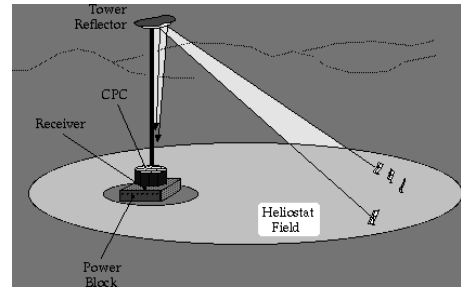
Fig. 8.4 Hocheffizientes, solar betriebenes Kombikraftwerk (Quelle: ETHZ/PSI).

Thermische Speichersysteme – Thermische Speicher, die in naher Zukunft wahrscheinlich aus einem 2-Tank-System mit Salzschnmelze als Speichermedium bestehen werden (Herrmann 2002), sollen den Betrieb des Kraftwerks auch nach Sonnenuntergang und bei ungenügender Sonnenstrahlung ermöglichen (Herrmann & Kearney 2002). Solche Kurzzeitspeicher dienen zur Überbrückung von Engpässen bei der einfallenden Solarstrahlung für wenige Stunden oder allenfalls für einen Tag. Es ist zurzeit noch ungewiss, ob thermische Speichersysteme mit der für einen 24-Stundenbetrieb nötigen Kapazität in die heutigen Kraftwerkskonzepte integriert werden können. Wahrscheinlich wird eine solche Speicherkapazität längerfristig erst in solarchemischen Kraftwerken zur flexiblen Nutzung zur Verfügung stehen.

Chemische Speicherung – Soll Sonnenenergie zukünftig in grossem Rahmen genutzt werden, muss sie in eine einfach transportierbare und lagerfähige Form mit hoher Energiedichte gebracht werden, um ihre zeitlich begrenzte Verfügbarkeit wettzumachen. Sie muss also eine Rolle übernehmen, welche heute etwa Benzin einnimmt. Im Zentrum der Diskussion stehen Wasserstoff und Methanol (Energie-Spiegel 2001). Eine mögliche Option zur Herstellung von Wasserstoff ist die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von *solarthermisch* hergestellter Elektrizität. Konzentrierende Solarsysteme bieten jedoch auch die Möglichkeit, Sonnenlicht auf direktem Wege zur *solarchemischen* Brennstoffherzeugung zu nutzen und haben das Potenzial für sehr hohe Umwandlungswirkungsgrade. Damit solche chemische Energieträger in spätestens 20-30 Jahren in grossem Massstab bereitgestellt werden können, müssen bereits heute umfangreiche Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Solarchemie durchgeführt werden. Eine Übersicht über die solare thermochemische Prozess- und Reaktortechnologie findet sich in (Steinfeld & Palumbo 2001) und (Steinfeld & Meier 2004).

Solarchemische Technologien benötigen üblicherweise Prozesswärme bei hohen Temperaturen von etwa 1000°C bis über 2000°C, welche bevorzugt durch punktkonzentrierende Spiegelsysteme bereitgestellt wird. Prinzipiell können dazu auch Paraboloid-Konzentratoren verwendet werden, doch sind Solartürme für grosstechnische Anwendungen besser geeignet. Zwei unterschiedliche Systeme zur Einbringung des konzentrierten Sonnenlichts in den solarchemischen Reaktor stehen zur Verfügung:

- Turmsystem („Tower Top“): Wie bei einem solarthermischen Turmkraftwerk fokussiert das Spiegelfeld die direkte Solarstrahlung in den solarchemischen Reaktor, der analog zu einem solarthermischen Empfänger („Receiver“) auf dem Turm montiert ist.
- Turmreflektorsystem („Beam Down“): Das Solarfeld, bestehend aus einer Vielzahl von Heliostaten, fokussiert die direkte Solarstrahlung auf einen hyperbolischen Reflektor, der sich auf einem Turm befindet („Tower Reflector“); von diesem Turmreflektor wird die Solarstrahlung in den solarchemischen Reaktor unterhalb des Turms gelenkt, nachdem sie in einem Sekundärkonzentrator (CPC^a) gesammelt und zusätzlich konzentriert worden ist.



Turmreflektorsystem (Quelle: Kribus 1996)

Verschiedene Prozesse zur solarchemischen Herstellung von Wasserstoff sind in Fig. 8.5 schematisch dargestellt.

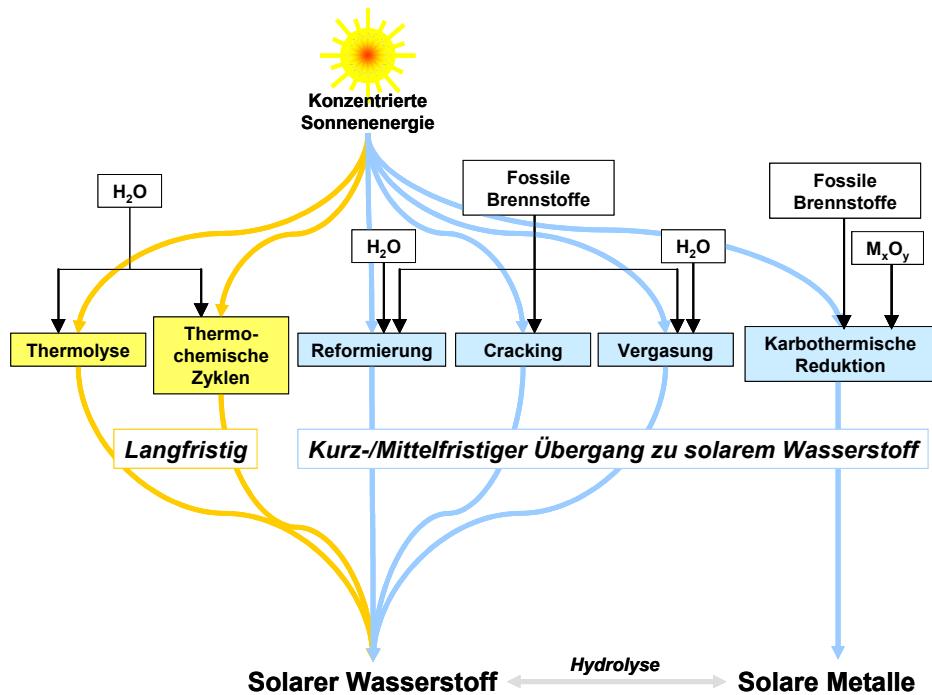


Fig. 8.5 Wege zu solarem Wasserstoff (Quelle: ETHZ/PSI).

Kurz- und mittelfristig wird der Übergang zur solaren Wasserstoffwirtschaft durch thermochemische Prozesse begünstigt, bei denen der Heizwert von fossilen Brennstoffen wie Erdgas, Öl und Kohle

^a Beim Sekundärkonzentrator handelt es sich meist um einen so genannten „Compound Parabolic Concentrator“ – CPC (Welford & Winston 1989).

durch die Verwendung von Prozesswärme aus konzentrierter Sonnenenergie erhöht wird. Derartige Prozesse zur gemischten solar-fossilen Produktion von Wasserstoff sind z.B.

- Solare Dampfreformierung von Erdgas („Reforming“);
- Solarthermische Dekarbonisierung von Erdgas („Cracking“);
- Solare Kohlevergasung („Gasification“).

Auch die karbothermische Reduktion von Metalloxiden zur Herstellung von Metallen mit anschließender Hydrolyse zu Wasserstoff gehört in diese Kategorie der gemischten solar-fossilen Prozesse. Ein Beispiel ist die im oben erwähnten EU-Projekt (SOLZINC 2001) untersuchte

- Solare karbothermische Reduktion von ZnO zur Produktion von Zink und anschließender Bereitstellung von Elektrizität bzw. Wasserstoff („Carbothermic Reduction“).

Eines der langfristigen Ziele der Solarchemie ist die rein solare Herstellung von Wasserstoff und anderen solaren Brennstoffen mittels thermochemischer Zyklen („Thermochemical Cycles“) und Thermolyse von Wasser^a. Als Beispiel eines thermochemischen Kreisprozesses dient wiederum die

- Solarthermische Dissoziation von ZnO zur Herstellung von Zink und Wasserstoff.

An der Erforschung und Entwicklung dieser solarchemischen Technologien zur Herstellung von solaren Brennstoffen sind PSI und ETHZ massgeblich beteiligt. Fig. 8.6 bietet einen Überblick über die wichtigsten auf dem Zn/ZnO-Kreisprozess basierenden chemischen Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff und Elektrizität. Während bei der rein solaren Zersetzung von Zinkoxid (ZnO) nur Zink (Zn) und Sauerstoff (O₂) entstehen, wird bei der karbothermischen Reduktion von ZnO neben Zn auch ein so genanntes Synthesegas^b gebildet. Mit diesem Synthesegas lässt sich einerseits in einem Kombi-Kraftwerk Strom erzeugen, andererseits Methanol oder Wasserstoff herstellen. Wasserstoff kann auch über die Hydrolyse von Zink gewonnen werden^c. Die Stromerzeugung für dezentrale mobile oder stationäre Anwendungen geschieht entweder in einer H₂/O₂-Brennstoffzelle oder in einer Zn/Luft-Batterie. Für diese beiden solarchemischen Prozesse wurden am PSI fortgeschrittene Hochtemperatur-Solarreaktoren entwickelt und im Hochfluss-Solarofen erforscht (Fig. 8.7) Der aufskalierte SOLZINC-Reaktor wird ab Herbst 2004 am Weizmann Institute of Science in Israel getestet.

Bei der Frage, welche dieser solarthermischen und solarchemischen Technologien sich in Zukunft auf dem Markt durchsetzen werden, spielt der Systemwirkungsgrad eine bedeutende Rolle. Tab. 8.1 illustriert am Beispiel der solarthermischen und solarchemischen Stromerzeugung die prognostizierte Erhöhung des Systemwirkungsgrads^d im Laufe der Zeit, wodurch eine drastische Kostensenkung erwartet werden kann^e. Während die heutigen Werte für Parabolrinnenkraftwerke kommerziell bestätigt sind, handelt es sich bei Solarturm- und Paraboloidkraftwerken um Schätzungen, basierend auf Pilotanlagen und auf der Annahme, dass die gegenwärtigen Technologien bereits ausgereift seien. Der Wirkungsgrad von solarchemischen Technologien wird für ein Turmreflektorsystem am Beispiel

^a Die direkte thermische Wasserspaltung (Thermolyse von Wasser) wäre ein bestechend einfaches Konzept für die solare Herstellung von Wasserstoff. Sie wird jedoch vorderhand verunmöglicht durch die Notwendigkeit einer Wärmequelle bei sehr hohen Temperaturen und das Fehlen einer wirksamen Technik zur Trennung von Wasserstoff und Sauerstoff. Ausserdem zeichnet sich ab, dass der Wirkungsgrad dieses Prozesses eher gering sein wird.

^b Synthesegas besteht hauptsächlich aus CO und H₂.

^c Bei der Hydrolyse reagiert Zink mit Wasserdampf bei etwa 500°C in einer exothermen Reaktion, d.h. unter Freisetzung von Energie, zu Wasserstoff und Zinkoxid.

^d Die Angaben zum Wirkungsgrad beziehen sich auf den elektrischen Jahressystemwirkungsgrad, d.h. auf das Verhältnis der jährlich produzierten elektrischen Energie zur jährlichen direkten solaren Einstrahlung (DNI) auf die Spiegelfläche.

^e Die Kosten von Solarkraftwerken werden etwa zur Hälfte durch das konzentrierende Spiegelfeld verursacht, welches verkleinert werden kann, wenn es gelingt, den Prozesswirkungsgrad zu erhöhen.

des Zn/ZnO-Kreisprozesses im rein solaren bzw. karbothermischen Betrieb abgeschätzt. Es wird angenommen, dass die Technologie ab etwa 2010-2020 einsatzbereit und um 2050 voll ausgereift sei.

Solar Fuels Based on ZnO/Zn Reactions

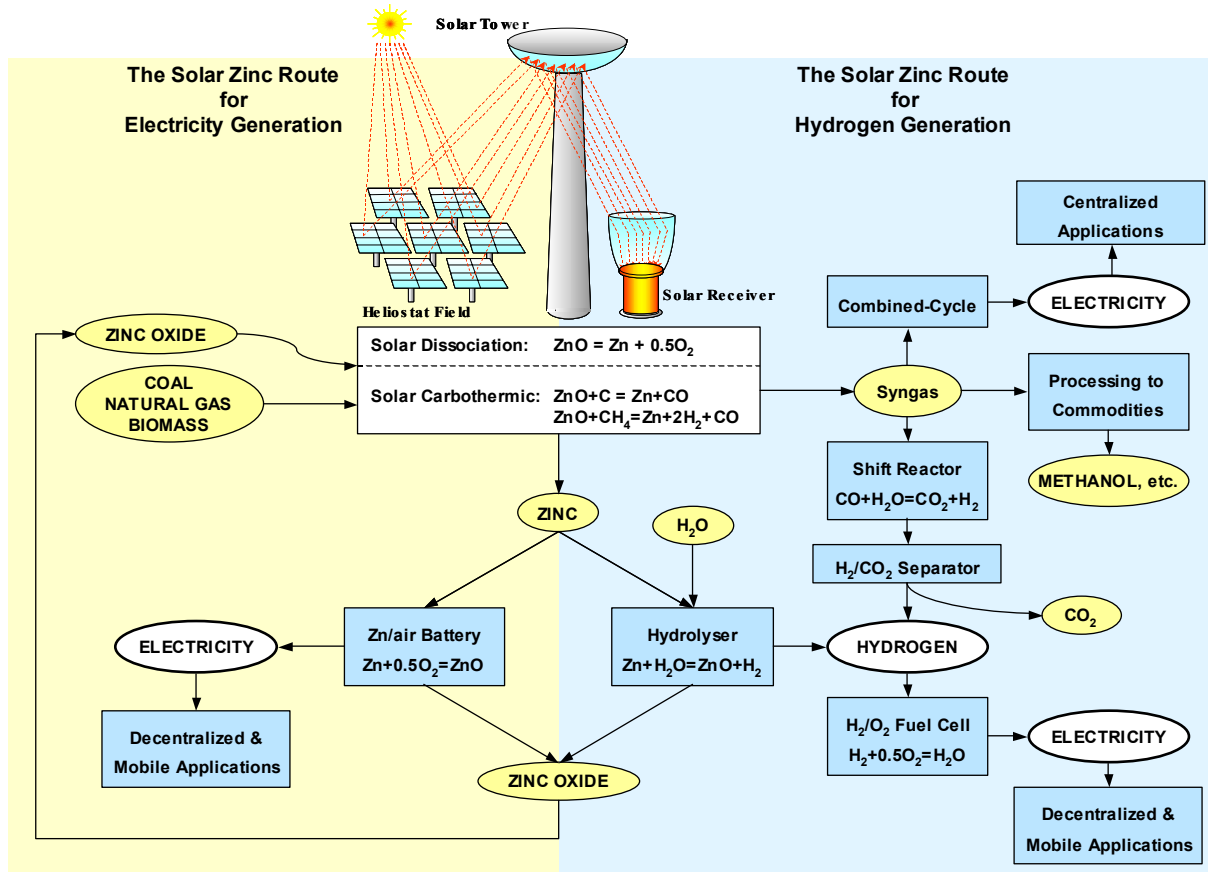


Fig. 8.6 Herstellung von solaren Brennstoffen und Elektrizität mit dem Zn/ZnO-Kreisprozess (Quelle: PSI).

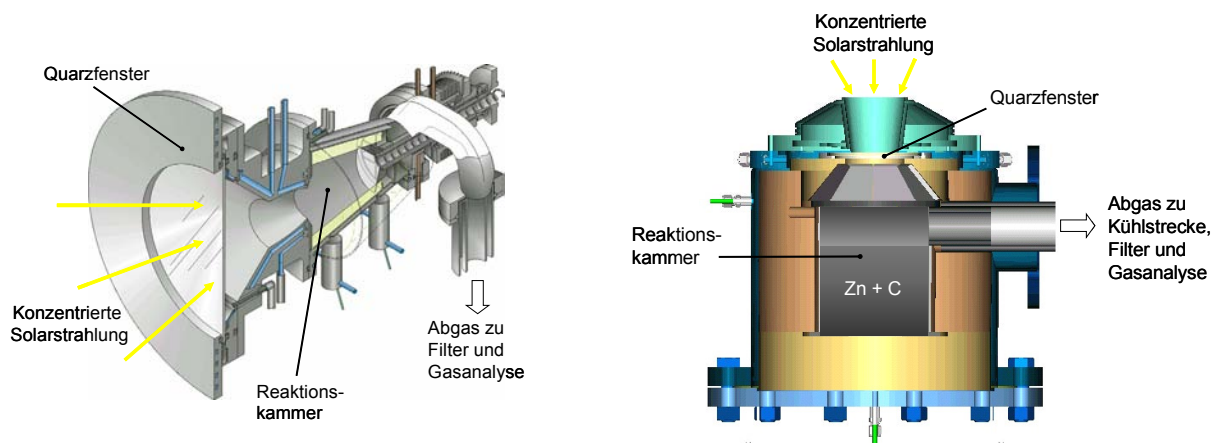


Fig. 8.7 Links: 10 kW Solarreaktor für die thermische Dissoziation von ZnO bei 2000°C. Rechts: 200-500 kW Solarreaktor für die karbothermische Reduktion von ZnO mit C bei 1200° (Quelle: PSI).

Tab. 8.1 Elektrische Wirkungsgrade solarthermischer Kraftwerke in rein solarem Betrieb und solarchemischer Kraftwerke basierend auf dem Zn/ZnO-Kreislauf (rein solar und karbothermisch).

Elektrischer Jahreswirkungsgrad [%]	1990	2005 (heute)	2020	2035	2050
Solarthermie allgemein	-	14 ^a	20-25 ^a	23-28 ^b	25-30 ^a
Parabolrinnen	9-14 ^c	14 ^c (21 ^d) ^e 14 ^f	16-18 ^c 15-17 ^f	-	-
Solarturm	7-8 ^c	16 ^c (23 ^d) ^e 13-14 ^f	18-20 ^c 17-18 ^f	-	-
Paraboloid	-	23 ^g (29 ^d) ^e	-	-	-
Solarchemie					
Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^h) ⁱ	-	-	9-13 ^k (19-22 ^l)	10-14 (21-24)	11-15 (22-25)
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^h) ^j	-	-	6-9 ^k (15-17 ^l)	7-10 (17-19)	8-11 (18-20)

^a Ref. (WBGU 2003), wobei Werte über 20% für Paraboloidkraftwerke gelten; ^b Interpolation von Ref. (WBGU 2003) zwischen 2020 und 2050; ^c Ref. (World Bank 1999); ^d demonstrierte Peak-Wirkungsgrade; ^e Ref. (IEA 2003); ^f Ref. (Sargent & Lundy 2003); ^g Ref. (Mancini 2003); ^h BZ = Brennstoffzelle; ⁱ Szenario 2; ^j Szenario 3; ^k Zn/ZnO-Kreisprozess rein solar nach Ref. (Steinfeld 2002); ^l Zn/ZnO-Kreisprozess karbothermisch mit zusätzlicher Stromerzeugung aus CO nach Ref. (Wieckert 2004).

8.3 Potenzial

8.3.1 Physikalisches Potenzial

Gemäss (Gantner & Hirschberg 1997) beträgt das theoretische Potenzial der Solarstrahlung für die Schweiz $4.8 \cdot 10^7$ GWh/a bei einem Endenergieverbrauch von etwa $2.4 \cdot 10^5$ GWh/a und einem Stromverbrauch von etwa $5.5 \cdot 10^4$ GWh/a in 2003 (BFE 2004). Im Vergleich dazu ist das theoretische Potenzial der solarthermischen Stromerzeugung im nördlichen Afrika mit $1.3 \cdot 10^6$ TWh/a (Broesamle 2001) nahezu unbeschränkt, entspricht dies doch fast dem 100-fachen des gesamten Weltstromverbrauchs von $13.93 \cdot 10^3$ TWh/a in 2001 (CIA World Factbook 2003).

8.3.2 Technisches Potenzial

Solarthermische Kraftwerke – Nach einer Studie der Expertengruppe Energieszenarien (EGES 1988) beträgt das technische Nutzungspotenzial von solarthermischen Kraftwerken für die Elektrizitätsproduktion in den Schweizer Alpen 5040 TJ/a für das Jahr 2025. Eine andere Studie (SGS 1996) beziffert das technisch nutzbare Potenzial von solarthermischen Kraftwerken in der Schweiz auf 2800 ± 830 GWh/a bzw. 10080 ± 2988 TJ/a. Dies entspricht nach (Gantner & Hirschberg 1997) der Energiemenge, die pro Jahr unter vernünftigen Randbedingungen, jedoch ohne Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit, nutzbar gemacht werden kann.

In (World Bank 1999) wird eine Studie von (Pilkington 1996) zitiert, gemäss der das weltweite Marktpotenzial für solarthermische Kraftwerke bis 2020 auf 600 GW_e oder 6000 Anlagen mit je 100 MW_e solarer Leistung geschätzt wird, wovon die meisten in Entwicklungsländern. Allerdings wird wegen der hohen Investitionskosten von CSP und der Konkurrenz mit anderen Formen der Elektrizitätserzeugung wohl nur ein geringer Teil dieses Marktpotenzials solar ausgeschöpft werden (Wenzlawski 2003). In naher Zukunft wird sich die Markteinführung von CSP wahrscheinlich auf Nischenmärkte mit hohen Brennstoffkosten oder beschränktem Zugang zu Brennstoffen konzentrieren. Bis 2020 rechnet (Pilkington 1996) deshalb mit einer weltweit installierten Leistung von lediglich 45 GW_e (7.5% des gesamten Marktpotenzials), was immerhin die Errichtung von etwa 30 Anlagen zu 100 MW_e pro Jahr bedingen würde. Dabei wird angenommen, dass weitere Kostenreduktionen möglich sind und die öffentliche Hand derartige Investitionsvorhaben finanziell unterstützen wird.

Die Schätzung der installierten Leistung von (Pilkington 1996) liegt jedoch um mehr als das Doppelte höher als die Angaben, welche in späteren Arbeiten zu finden sind. Eine umfassende Studie stammt vom Europäischen Verband der Solarthermischen Kraftwerksindustrie (European Solar Thermal Industry Association, ESTIA) in Zusammenarbeit mit Greenpeace International (Greenpeace/ESTIA 2003). Nebst einer profunden Darstellung der CSP Technologien findet sich ein Szenario der technisch nutzbaren Potenziale von solarthermischen Kraftwerken mit detaillierten Angaben^a für verschiedene Weltregionen und auch einzelne Ländern, aufgelistet in Fünfjahresschritten bis 2020 und mit einer Projektion bis 2030 resp. 2040 (Tab. 8.2). Im Folgenden werden daraus die entsprechenden Potenziale weltweit und für den Mittelmeerraum (EUMENA^b) extrahiert und mit den Angaben anderer Veröffentlichungen, soweit vorhanden, verglichen.

Tab. 8.2 Technisch nutzbares Potenzial (MW_e installierte Leistung) solarthermischer Kraftwerke. Gemäss Szenario bis 2020 und Projektion bis 2030 bzw. 2040 von (Greenpeace/ESTIA 2003); eigene Interpolation für die Jahre 2025 und 2035.

Jahr	Welt	USA	Europa EU	Naher Osten ME	Nordafrika ^a NA	EUMENA ^b
2002	354	354	0	0	0	0
2005	505	405	100	0	0	100
2010	2235 ^c	845 ^c	470	335	185	990
2015	5990	2010 ^c	1620	405	280	2305
2020	21540	5010 ^c	3970	2455	1180	7605
2025	48000 ^d	-	-	-	-	17000 ^e
2030	106000	-	-	-	-	37000 ^e
2035	260000 ^f	-	-	-	-	91000 ^e
2040	630000	-	-	-	-	220000 ^e

^a Nordafrika = Afrika minus Südafrika; ^b EUMENA = EU plus ME plus NA; ^c Korrigierte Werte; ^d Interpolation der Daten von 2020 und 2030 (mittlere Wachstumsrate 17.3%); ^e Extrapoliert von 2020 analog zu Welt; ^f Interpolation der Daten von 2030 und 2040 (mittlere Wachstumsrate 19.5%). Zum Vergleich: Zur Deckung des Weltstromverbrauchs von $13.93 \cdot 10^3$ TWh_e/a im 2001 (CIA World Factbook 2003) wird eine Kraftwerksleistung von etwa 1.6 TW_e benötigt (Vollbenutzungsstunden); für die Schweiz mit einem Stromverbrauch von $5.5 \cdot 10^4$ GWh_e/a in 2003 (BFE 2004) sind zirka 6 GW_e installierte Leistung nötig (Vollbenutzungsstunden).

Werden die gegenwärtig geplanten Projekte umgesetzt, wird der CSP Markt zwar bis 2010 um das Fünffache steigen, jedoch wird CSP kaum vor 20-30 Jahren einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung liefern (IEA 2003). Gemäss (FVS 2003) wird bis 2010 in Europa mit ca. 400 MW_e neu installierter Leistung gerechnet, weltweit mit ca. 2000 MW_e. Für 2010 schätzt (Kearney 2003) die Kapazität von CSP Technologien weltweit auf 2250 MW_e, wovon 740 MW_e auf Südeuropa (Spanien, Italien, Griechenland) und 350 MW_e auf den angrenzenden Mittelmeerraum (Ägypten, Algerien, Marokko, Jordanien, Israel) entfallen. Für Südeuropa beziffert (Becker 2000) das Marktpotenzial auf 1 GW_e im Jahr 2010 und 7 GW_e im Jahr 2015, letzteres gleich wie (Aringhoff 2002).

Weltweit wird das technisch nutzbare Potenzial von (Geyer 2002) mit 3 GW_e im Jahr 2010 und mehr als 18 GW_e im Jahr 2020 angegeben, während (IEA 2003) 2 GW_e für das Jahr 2010 und 20 GW_e für das Jahr 2020 prognostiziert. Weit konservativer ist (ESTIR 2002), welche das Ziel für 2010 auf lediglich 664 MW_e weltweit installierte Leistung setzt. In einer Studie von (Sargent & Lundy 2003)

^a Leider enthalten die Tabellen etliche fehlerhafte Werte, was einige Zweifel an der Seriosität der Studie aufkommen lässt. Aufgrund der Verzögerungen bei der Einführung des Einspeisegesetzes in Spanien kann das Ziel für 2005 nicht eingehalten werden, so dass mit einer Verspätung von mindestens 1-2 Jahren gerechnet werden muss.

^b EUMENA: Akronym für Europa (EU) plus Middle East (ME) plus Nordafrika (NA).

wird für das Jahr 2020 die weltweit installierte Leistung von Parabolrinnenkraftwerken auf 2.8-4.9 GW_e und von Solartürmen auf 2.6-8.7 GW_e geschätzt.

Obwohl die angestrebte installierte Leistung von 2 GW_e wahrscheinlich nicht vor 2010 erreicht werde, geht (WEA 2000) davon aus, dass sich die solarthermische Stromerzeugung danach mit einer Zeitverzögerung von 20 Jahren ähnlich dynamisch wie die Windenergie entwickeln wird. Bei einer Wachstumsrate von 20-25% nach 2010 kann dann bis 2020 mit 12-18 GW_e installierter Leistung gerechnet werden. Mit einer mittleren jährlichen Wachstumsrate von 15% könnte bis 2050 die Kapazität auf 800-1200 GW_e steigen. Eine solche Entwicklung wird von (BMU 2004) als eher optimistisch eingestuft, wobei für 2025 die installierte Leistung immerhin auf 42 GW_e veranschlagt wird. Wesentlich tiefere Werte ergibt die Extrapolation des pessimistischen Szenarios von (Sargent & Lundy 2003) mit einer angenommenen Wachstumsrate von 10% nach 2020. Eine Zusammenstellung der wichtigsten Szenarien zum Potenzial der solarthermischen Stromerzeugung liefert Fig. 8.8. Im Gegensatz zu (Greenpeace/ESTIA 2003) liefert (IEA 2003) eine Aufteilung der prognostizierten Potenziale nach verschiedenen CSP Technologien und auch zugehörige Wachstumsraten (Tab. 8.3).

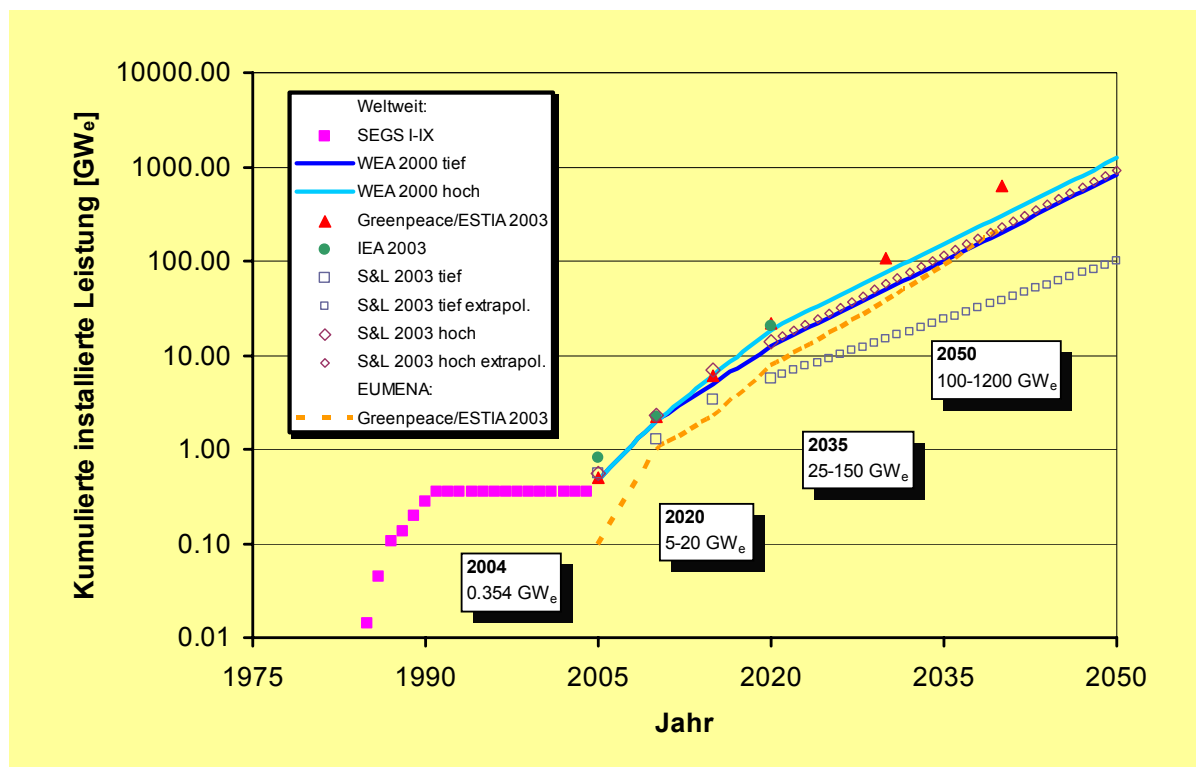


Fig. 8.8 Bisher installierte Leistung (SEGs Anlagen I-IX) und technisch nutzbares Potenzial solarthermischer Kraftwerke weltweit und für den Mittelmeerraum (EUMENA) gemäss verschiedenen Quellen.

Tab. 8.3 Technisch nutzbare Potenzial (MW_e installierte Leistung) solarthermischer Kraftwerke. Vergleich der Prognosen von (Greenpeace/ESTIA 2003) und (IEA 2003) mit derjenigen von (Sargent & Lundy 2003).

Jahr	Welt ^a	Welt ^b (total)	Parabolrinne ^b	Solarturm ^b	Paraboloid ^b
2002	354	380	354	25 ^c	1 ^c
2005	505	825	650	135	40
2010	2235 ^d	2225	1600	410	215
2020	21540	20150	10050	3850	6250
	-	5400-13600 ^e	2800-4900 ^e	2600-8700 ^e	-
Wachstumsrate ^f	-	-	20%	25%	40% ^g

^a Ref. (Greenpeace/ESTIA 2003); ^b Ref. (IEA 2003); ^c nicht kommerziell; ^d Korrigierter Wert (siehe Tab. 8.2); ^e Ref. (Sargent & Lundy 2003); ^f Wachstumsrate zwischen 2005-2020; ^g netzunabhängige Anwendungen in abgelegenen Gebieten, wofür speziell in Entwicklungsländern ein extrem hoher Bedarf besteht.

Zwischen 2005 und 2020 sollen Paraboloidkraftwerke mit einer enormen Wachstumsrate von 40% einen Anteil von mehr als 30% am gesamten CSP Potenzial erreichen, was vor allem auf netzunabhängige Anwendungen in abgelegenen Gebieten in Entwicklungsländern zurückzuführen ist. Weil zudem in erster Linie der wachsende Strombedarf in den Mittelmeerländern gedeckt werden wird, steht im Jahr 2020 vermutlich nur ein geringer Anteil des verbliebenen Potenzials aus Rinnen- und Turmkraftwerken für Stromexporte nach Mitteleuropa zur Verfügung. Nach (FVS 2003) kann jedoch ab etwa 2030 der Stromimport mittels HGÜ aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeergebiet einen wichtigen Beitrag zum europäischen Strom-Mix leisten (Szenario 1). Für Deutschland erwartet (Trieb 2002), dass im Jahr 2050 in der Mittelmeerregion 9 GW_e installierter Leistung für den Import aus solarthermischen Kraftwerken zur Verfügung stehen könnten.

Solarchemische Kraftwerke – Eine grobe Abschätzung des nutzbaren Potenzials des Zn/ZnO-Kreisprozesses von (Wieckert 2004) geht davon aus, dass eine komplette Jahresproduktion von 8 Millionen Tonnen Zink mit einem nutzbaren Energieinhalt^a von etwa 8 TWh für den solarchemischen Zn/ZnO-Kreisprozess zur Verfügung steht. Bei einer angenommenen Zykluszeit von zwei Wochen reicht dies für den Betrieb von solarchemischen Kraftwerken mit einer installierten thermischen Leistung von knapp 24 GW_{th}, was je nach Prozessführung einer installierten elektrischen Leistung von 4-8 GW_e entspricht. Verringert man die Zykluszeit auf nur einen Tag (d.h. Produktion von Strom bzw. Wasserstoff vor Ort), beträgt die installierte thermische Leistung etwa 330 GW_{th} bzw. die installierte elektrische Leistung je nach Prozessführung zirka 50-100 GW_e.

8.4 Kosten

Damit CSP Technologien auf dem Elektrizitätsmarkt mit den auf fossilen Brennstoffen basierenden konventionellen Technologien und auch mit anderen erneuerbaren Energien konkurrenzfähig sein können, braucht es Marktanreize und signifikante Kosteneinsparungen. Die Wettbewerbsfähigkeit der CSP Technologien wird durch die Stromgestehungskosten (so genannte „Levelized Energy Costs“ oder LEC^b in USD/kWh bzw. EUR/kWh^c) gemessen, die sich aus den totalen Investitionskosten und Betriebskosten (O&M^d) zusammensetzen.

^a Der nutzbare Energieinhalt beträgt ca. 1 kWh/kg Zn.

^b LEC steht manchmal auch für „Levelized Electricity Cost“. LEC sind abhängig von verschiedenen Faktoren (Konfiguration und Standort des Solarkraftwerks; Grösseneffekt; Volllaststunden; thermische Speicherung; solare und fossile Anteile).

^c Im Folgenden werden die Kostenangaben der Originalquellen verwendet (USD bzw. EUR), da eine Währungsumrechnung wegen teilweise ungenügender Angaben nicht möglich ist.

^d O&M: Operation and Maintenance (Betrieb und Unterhalt).

8.4.1 Derzeitige Kosten

Solarthermische Kraftwerke – Die derzeitigen Kosten für Elektrizität aus solarthermischen Kraftwerken basieren auf Daten der bislang einzigen in kommerziellem Einsatz stehenden SEGS Parabolrinnenkraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt 354 MW_e. Nach (Becker 2000) weisen die sechs 30-MW_e-Kraftwerke in Kramer Junction, USA, mit einer jährlichen Einstrahlung von 2700 kWh/m²/a Stromgestehungskosten von 0.15 USD/kWh_e aus. Für die beiden 80-MW_e-Kraftwerke mit gleichen solaren Einstrahlungswerten in Harper Lake, USA, werden 0.12 USD/kWh_e bestätigt. Wegen der Zufeuerung von bis zu 25% Erdgas entspricht dies Stromgestehungskosten von 0.20 USD/kWh_e bzw. 0.16 USD/kWh_e bei rein solarem Betrieb. Praktisch dieselben Stromkosten für bestehende Parabolrinnenkraftwerke werden in den neueren Publikationen von (ESTIR 2002) und (Price 2002) genannt. Auch (WEA 2000) nennt heutige Stromkosten von 0.12-0.18 USD/kWh_e für Rinnen- und Turmkraftwerke sowie von 0.20-0.40 USD/kWh_e für Paraboloidkraftwerke. In der neuesten Studie von (BMU 2004) werden heutige Stromkosten für rein solaren Betrieb von 0.09-0.16 EUR/kWh_e und für hybriden Betrieb von 0.03-0.08 EUR/kWh_e angenommen. Die angegebenen Kosten für Turm- und Paraboloidkraftwerke basieren auf Demonstrationsanlagen und bedürfen der Bestätigung

Gemäss (GEF 2001) fielen die Investitionskosten für die SEGS-Kraftwerke in Kalifornien zwischen 1984 und 1991 von 4500 USD/kW_e auf knapp unter 3000 USD/kW_e, hauptsächlich aufgrund der Steigerung der Anlagengrösse von 30 MW_e auf 80 MW_e und daraus resultierender Serienproduktion. Schätzungen einer Weltbankstudie (World Bank 1999) für das Jahr 2000 beliefen sich auf 3500 USD/kW_e für eine 30 MW_e Anlage und auf etwa 2500 USD/kW_e für eine 200 MW_e Anlage in den USA, während Machbarkeitsstudien für Parabolrinnenkraftwerke in Entwicklungsländern durchschnittlich 15% tiefere Kosten von 2200-3400 USD/kW_e aufweisen, so etwa (Price & Carpenter 1999). Diese Angaben decken sich recht gut mit Informationen über die Investitionskosten für die geplanten Parabolrinnenkraftwerke „AndaSol“ (6 h Speicherung). Eine gewisse Diskrepanz besteht allerdings zwischen den relativ tiefen amerikanischen LEC-Werten und der hohen spanischen Einspeisevergütung für Strom aus CSP Technologien von 0.18-0.22 EUR/kWh_e, auch wenn man die geringere Sonneneinstrahlung in Südspanien (2000-2200 kWh/m²/a) berücksichtigt.

Tab. 8.4 liefert eine Übersicht über die Investitionskosten und Stromgestehungskosten (LEC) der nächsten Generation von geplanten CSP Anlagen, wobei gemäss (IEA 2003) die zukünftigen Kosten wesentlich tiefer liegen dürften. Obwohl nicht ausdrücklich vermerkt, sind in (IEA 2003) offensichtlich die Kosten für einen thermischen Speicher nicht berücksichtigt. Diese können je nach Speicherkapazität vor allem wegen der zusätzlich benötigten Spiegelfläche die Investitionskosten wesentlich verteuern. Demgegenüber sinken üblicherweise die LEC, weil durch die verlängerte Betriebsdauer die Kapitalkosten auf mehr Produktionsstunden verteilt werden können und die Betriebskosten unterproportional steigen (Pilkington 1996). Eine unabhängige Studie von (Sargent & Lundy 2003) für das US Department of Energy (DOE) und das National Renewable Energy Laboratory (NREL) beziffert denn auch die Investitionskosten für ein neues SEGS Parabolrinnenkraftwerk auf etwa 4900 USD/kW_e (12 h Speicherung) bzw. 3900 USD/kW_e (6 h Speicherung), während für ein neues Solarturmkraftwerk („Solar Tres“) gar mit 7100-9100 USD/kW_e (12-13 h Speicherung) zu rechnen ist. Die entsprechenden LEC belaufen sich auf 0.10 USD/kWh_e für Rinnenkraftwerke bzw. 0.11-0.15 USD/kWh_e für Turmkraftwerke (jeweils 12 h Speicherung).

Tab. 8.4 Investitions- und Stromgestehungskosten heutiger CSP Technologien: Durchschnittswerte ohne thermische Speicherung (IEA 2003) und mit thermischer Speicherung (Sargent & Lundy 2003).

	Parabolrinne ^a	Solarturm ^{b,d}	Paraboloid ^{c,d}
Investitionskosten (USD/kW _e)			
Ohne therm. Speicherung	2800-3200 ^e (3000 ^f)	4000-4500 ^e	10000-12000 ^e
Mit therm. Speicherung (6 h / 12 h)	3900 / 4900 ^f	- / 7100-9100 ^f	-
Stromkosten (LEC) (USD/kWh _e)			
Ohne therm. Speicherung	0.12-0.15 ^{e,g} (12 ^f)	0.15-0.20 ^e	0.20-0.25 ^e
	0.12-0.18 ^h	0.12-0.18 ^h	0.20-0.40 ^h
Mit therm. Speicherung (12 h)	0.10 ^f	0.11-0.15 ^f	-

^a SEGS Plants, USA (2700 kWh/m²/a); ^b Solar Two, Barstow, USA (2700 kWh/m²/a); ^c Dish/Stirling; ^d Die angegebenen Kosten für Turm- und Paraboloidkraftwerke basieren auf Demonstrationsanlagen und bedürfen der Bestätigung; ^e fehlerhafte Kostenangaben in (IEA 2003) von EUR auf USD korrigiert; ^f Ref. (Sargent & Lundy 2003); ^g Gemäss (Becker 2000) betragen die Kosten für rein solaren Betrieb 16-20 USD/kWh_e; ^h Ref. (WEA 2000).

8.4.2 Zukünftige Kosten

Als Basis für die Darstellung der zukünftigen Kostenentwicklung von CSP Technologien dient hier die detaillierte Studie von (Sargent & Lundy 2003). Zum Vergleich wird ein Statusbericht der Internationalen Energieagentur (IEA 2003) herangezogen, welcher sich seinerseits auf Prognosen einer Weltbankstudie (Weltbank 1999) und diverse Veröffentlichungen von SolarPACES und anderen nationalen und internationalen Institutionen stützt. Allerdings reicht bei diesen beiden Referenzen der Zeithorizont nur bis 2020, so dass ergänzend weitere Arbeiten und eigene Abschätzungen für die langfristigen Prognosen bis 2035 und 2050 herangezogen werden müssen.

Solarthermische Kraftwerke – In Tab. 8.5 sind die geplanten und vorhergesagten Investitionskosten, Betriebskosten (O&M) und Stromgestehungskosten (LEC) der verschiedenen CSP Technologien aufgelistet. Die mittel- und langfristigen Kostenschätzungen von (IEA 2003) beruhen im Wesentlichen auf der Fortschreibung der Kosten heutiger CSP Technologien (ohne thermische Speicherung) unter Annahme eines Lernfaktors^a von 0.85 und einer Wachstumsrate von gegen 25%. Die Studie von (Sargent & Lundy 2003) hingegen untersucht das Kostenreduktionspotenzial der Parabolrinnen- und Turmkraftwerke unter Verwendung detaillierter Sensitivitäts- und Risikoanalysen.

^a Ein Lernfaktor f (englisch: „Progress Ratio“ PR) von 0.85 oder 85% bedeutet, dass jede Verdopplung des Fabrikationsvolumens zu einer Kostenreduktion von 15% führt.

Tab. 8.5 Geplante und vorhergesagte Kosten solarthermischer Kraftwerke: Durchschnittswerte ohne thermische Speicherung (IEA 2003) und mit thermischer Speicherung (Sargent & Lundy 2003).

	Parabolrinnen			Solarturm			Paraboloid		
	2005 ^a	2010	2020	2005 ^a	2010	2020	2005 ^a	2010	2020
Investitionskosten (USD/kW _e)									
Ohne therm. Speicherung	2600 2450 ^b	2200 2100 ^b	1400 1850 ^b	2800 -	2100 -	1100 -	5000 -	3200 -	1200 -
Mit therm. Speicherung (12h)	4800- 4900	2900- 3600	2200- 3200	7100- 9100	3100- 4600	2300- 3600	-	-	-
Betriebskosten (US¢/kWh _e)									
Ohne therm. Speicherung	1.0 3.8 ^b	0.5 2.8 ^b	0.4 2.1 ^b	1.2 -	0.4 -	0.3 -	4.0 -	1.5 -	0.9 -
Mit therm. Speicherung (12h)	2.3- 2.8	1.4- 1.8	1.0- 1.4	2.7- 3.3	0.6- 0.8	0.3- 0.6	-	-	-
Stromkosten (USD/kWh _e)									
Ohne therm. Speicherung	0.10 0.12 ^b	0.08 0.10 ^b	0.07 0.08 ^b	0.11 -	0.07 -	0.04 -	0.15 -	0.10 -	0.06 -
Mit therm. Speicherung (12h)	0.10	0.06- 0.07	0.043- 0.062	0.11- 0.15	0.05- 0.07	0.035- 0.055	-	-	-

^a Wegen der Verzögerungen beim Markteintritt von CSP Technologien dürfte sich die Zeitskala um mindestens 1-2 Jahre verschieben; ^b Ref. (Sargent & Lundy 2003).

Trotz einiger Kritik an diesem Bericht attestiert das National Research Council (NRC) Committee, dass eine plausible Schätzung der Kosten (LEC) in eine Bandbreite fallen dürfte, die durch die zwei untersuchten Extremfälle gegeben ist: (1) technisch aggressives Szenario mit optimierter Technologie und hoher Wachstumsrate (optimistisch); (2) konservatives Szenario basierend auf bereits demonstrierten oder getesteten Technologieverbesserungen und relativ langsamer Wachstumsrate (realistisch). Daraus resultieren für das Jahr 2020 spezifische Stromgestehungskosten (LEC) im Bereich von 0.043-0.062 USD/kWh_e für Parabolrinnenkraftwerke und 0.035-0.055 USD/kWh_e für Solarturmkraftwerke. Die Kostenschätzung von (IEA 2003) zeigt im Zeitverlauf etwas höhere Werte für die Stromgestehungskosten, jedoch deutlich (zu) tiefe Werte für die Investitionskosten, was wohl auf die Nichtberücksichtigung eines thermischen Speichers zurückzuführen ist. Gemäss (Schild 2002) hat sich die Europäische Kommission (EC) für die Elektrizitätsproduktion aus solarthermischen Kraftwerken zum Ziel gesetzt, kurz- bis mittelfristig die Installationskosten unter 2500 EUR/kW_e und die Produktionskosten unter 0.08 EUR/kWh_e zu senken (bei einem solaren Anteil von mindestens 50%). Langfristig werden Stromgestehungskosten unter 0.04 EUR/kWh_e angestrebt. Zum Vergleich nennt (ESTIR 2002) Kostenziele für Strom aus rein solarem Betrieb von unter 0.10 EUR/kWh_e im Jahr 2010 und von unter 0.07 EUR/kWh_e im Jahr 2020. Diese Annahmen werden von (Quaschnig 2004) bestätigt, der bis 2015 für solarthermische Kraftwerke in Nordafrika Stromgestehungskosten signifikant unter 0.10 EUR/kWh_e schätzt. Auch (WEA 2000) erwartet, dass die LEC von Rinnen- und Turmkraftwerken in 2005 auf etwa 0.08-0.14 USD/kWh_e und langfristig auf etwa 0.04-0.10 USD/kWh_e fallen werden. Entsprechende Schätzungen für Paraboloidkraftwerke belaufen sich auf etwa 0.12-0.20 USD/kWh_e im Jahr 2005 und langfristig auf etwa 0.05-0.10 USD/kWh_e.

In Fig. 8.9 sind die Investitionskosten bisheriger SEGS-Anlagen (World Bank 1999) und prognostizierte Investitionskosten und Lernkurven gemäss (Sargent & Lundy 2003) veranschaulicht. Wegen der geringen Zahl der bis heute gebauten solarthermischen Kraftwerke ist es schwierig, zuverlässige Lernfaktoren zu bestimmen. In (World Bank 1999) wird aus den Daten der zwischen 1986 und 1991 in Kalifornien gebauten Parabolrinnenkraftwerke ein Lernfaktor zwischen 0.85 und 0.92 abgeleitet. Für Parabolrinnenkraftwerke ergibt das realistische Szenario von (Sargent & Lundy 2003) bis 2020 einen mittleren Lernfaktor f von 0.86 (Extrapolation mit $f=0.92$ bis 2050); das optimistische Szenario rechnet bis 2020 mit einem mittleren Lernfaktor von 0.80 (Extrapolation mit $f=0.85$ bis 2050). Für Solarturmkraftwerke ergibt das realistische Szenario bis 2020 einen mittleren

Lernfaktor von 0.88 (Extrapolation mit $f=0.92$ bis 2050); das optimistische Szenario rechnet bis 2020 ebenfalls mit einem mittleren Lernfaktor von 0.88 (Extrapolation mit $f=0.85$ bis 2050). Eine neue Studie von (BMU 2004) nimmt an, dass der Lernfaktor ausgehend von 0.88 im Jahr 2000 um jeweils 0.01 pro Dekade steigt. Allgemein wird erwartet, dass die solarthermischen Technologien ihre Kosten in den nächsten beiden Dekaden jeweils um etwa 30-50% senken können als Folge der Lernkurve und des wachsenden Markts.

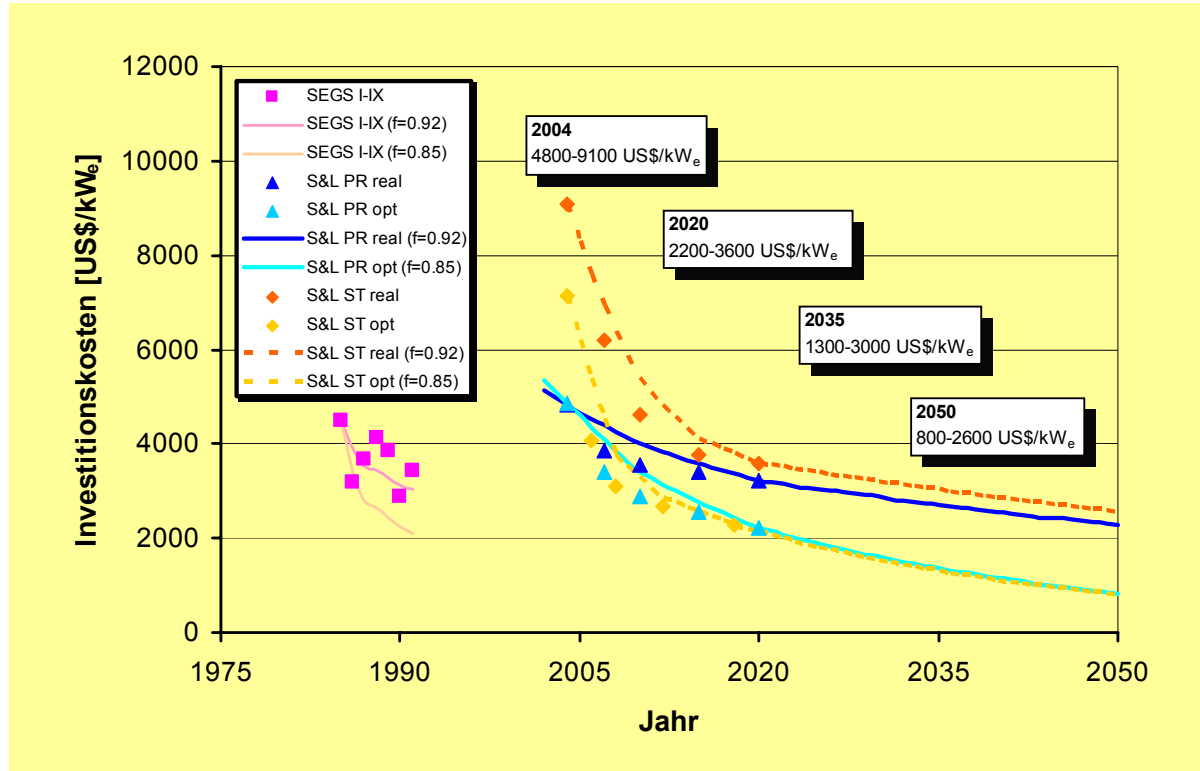


Fig. 8.9 Investitionskosten bisheriger SEGS-Anlagen ohne thermische Speicherung (World Bank 1999) und prognostizierte Investitionskosten von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (PR) und Solarturmkraftwerken (ST) mit thermischer Speicherung. Extrapolierte Lernkurven gemäss realistischem Szenario (real; $f = 0.92$) und optimistischem Szenario (opt; $f = 0.85$) nach 2020 (Sargent & Lundy 2003; S&L). Details im Text.

Als Hauptgründe für eine Kostensenkung werden in (IEA 2003) Forschung und Entwicklung (F&E), Komponentengrösse, Massenanfertigung (z.B. Heliostaten) und Anlagengrösse genannt. Gemäss (Sargent & Lundy 2003) werden beim Parabolrinnenkraftwerk die Investitionskosten hauptsächlich durch das Solarfeld (~58%), den Kraftwerksblock (~14%) und den thermischen Speicher (~23%) bestimmt (basierend auf einer Anlage mit einem 12 h thermischen Speicher). Die Kosten des Solarfelds ihrerseits werden im Wesentlichen vom Receiver bzw. Absorberrohr (20%), den Spiegelementen (19%) und der Tragstruktur (29%) verursacht. Kostenreduktionen erfolgen durch technische Verbesserungen, Vergrösserung der Anlagen („Economy of Scale“) und Massenproduktion (Lernkurven), welche ihrerseits von der Verbreitung der Technologie abhängen. Auch eine Verbesserung des jährlichen elektrischen Wirkungsgrads um ein Prozent lässt die Anlagekosten um etwa 7% sinken. Die Betriebskosten betragen bei einem Parabolrinnenkraftwerk bis zu 25% der LEC (Sargent & Lundy 2003), bedingt hauptsächlich durch Personalkosten und die Häufigkeit des Ersatzes der Absorberelemente. Die jährlichen O&M Kosten der kalifornischen SEGS-Anlagen konnten durch gezielte Massnahmen bereits erheblich reduziert werden (Cohen et al. 1999). Weitere Kostensenkungen sind zu erwarten durch den Bau grösserer Anlagen sowie eine Zunahme des jährlichen solaren Kapazitätsfaktors, der direkt von der Grösse der thermischen Speicherkapazität abhängt. Zur prognostizierten Kostenreduktion (LEC) für das optimistische Szenario in 2020 trägt die

Anlagenvergrößerung 20% bei, auf die technologischen Verbesserungen durch F&E entfallen 54% und durch die Massenproduktion können etwa 26% eingespart werden.

Bei einem Solarturmkraftwerk entstehen nach (Sargent & Lundy 2003) die grössten Investitionskosten durch das Heliostatenfeld (43% für „Solar Tres“ in Spanien), den Receiver (18%), den Kraftwerksblock (13%) und den thermischen Speicher (8%). Das Kostensenkungspotenzial für Heliostaten ist beträchtlich. Für die nächste Generation von Turmkraftwerken („Solar Tres“) wird mit Heliostatkosten von 160 USD/m² gerechnet, die bis 2020 je nach Verbreitung der Technologie auf 87-98 USD/m² fallen sollen, wobei die Kosteneinsparungen auf die Technologieentwicklung (30%), auf die Vergrößerung der Spiegelfläche (19%) und auf die Massenproduktion (51%) entfallen. Die Betriebskosten eines Solarturmkraftwerks werden hauptsächlich durch Personalkosten für den Unterhalt der Anlage verursacht (Sargent & Lundy 2003). Ein hoher jährlicher solarer Kapazitätsfaktor als Folge der Installation eines thermischen Speichers bewirkt eine erhöhte jährliche Stromerzeugung ohne zusätzlichen Personalbedarf, so dass die spezifischen O&M Kosten sinken. Auch eine Erhöhung des jährlichen elektrischen Wirkungsgrads hat einen signifikanten Einfluss auf die O&M Kosten, weil dadurch die Grösse des Solarfeld und somit die Anzahl der Heliostaten reduziert wird. Die Beiträge zur prognostizierten Kostenreduktion (LEC) in 2020 entstammen technologischen Verbesserungen durch F&E (23%), der Anlagenvergrößerung (49%) und der Massenproduktion (28%). Gemäss (FVS 2003) werden für die derzeit geplanten kommerziellen solarthermischen Kraftwerke von den Investorenkonsortien solare Stromgestehungskosten von 0.12 bis 0.15 EUR/kWh_e angegeben^a; damit steht man allerdings erst am Anfang der Kostensenkungs-Lernkurve (Fig. 8.10). Die beteiligte Industrie schätzt, dass bei einem stetigen Ausbau auf etwa 15 GW_e weltweit^b bis 2020 bei gleichzeitiger Fortsetzung von Forschung und Entwicklung die volle Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Mittellaststrom aus fossilen Energieträgern und bis 2030 gegenüber Grundlaststrom an guten Standorten erreicht werden kann.

In Tab. 8.6 ist die zeitliche Entwicklung der Investitionskosten, der Betriebskosten und der Stromgestehungskosten (LEC) von solarthermischen Kraftwerken (Parabolrinnen und Solartürme) aufgrund von Angaben aus unterschiedlichen Quellen zusammengefasst.

Tab. 8.6 Kostenentwicklung solarthermischer Kraftwerke im reinen Solarbetrieb (Parabolrinnen und Solartürme).

Kosten Solarthermie	1990	2005 (heute)	2020	2035	2050
Investitionskosten (USD/kWh _e)	3000 ^a 3000 ^c	2600-2800 ^b 4800-9100 ^c	1100-1400 ^b 2200-3600 ^c	- 1300-3000 ^d	- 800-2600 ^d
Betriebskosten (US¢/kWh _e)	3.0-3.5 ^{a,d} -	1.0-1.2 ^b 2.3-3.3 ^c	0.3-0.4 ^b 0.3-1.4 ^c	-	-
Stromkosten (USD/kWh _e)	0.16-0.20 ^e -	0.10-0.15 ^b 0.10-0.15 ^c	0.04-0.07 ^b 0.035-0.062 ^c	-	-
(EUR/kWh _e)	-	0.14-0.20 ^f	0.07-0.14 ^f	-	~ 0.06 ^f

^a Ref. (World Bank 1999); ^b Ref. (IEA 2003); ^c Ref. (Sargent & Lundy 2003); ^d Eigene Extrapolation (siehe Fig. 8.9); ^e Daten für 1999; ^f Ref. (Becker 2000); ^g Ref. (WBGU 2003).

^a Diese Kostenangaben kontrastieren mit der Tatsache, dass vom neuen spanischen Einspeisegesetz ein Aufpreis von etwa 0.18-0.22 EUR/kWh_e auf den normalen Strompreis garantiert wird.

^b Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerke, ohne Paraboloid-Kraftwerke.

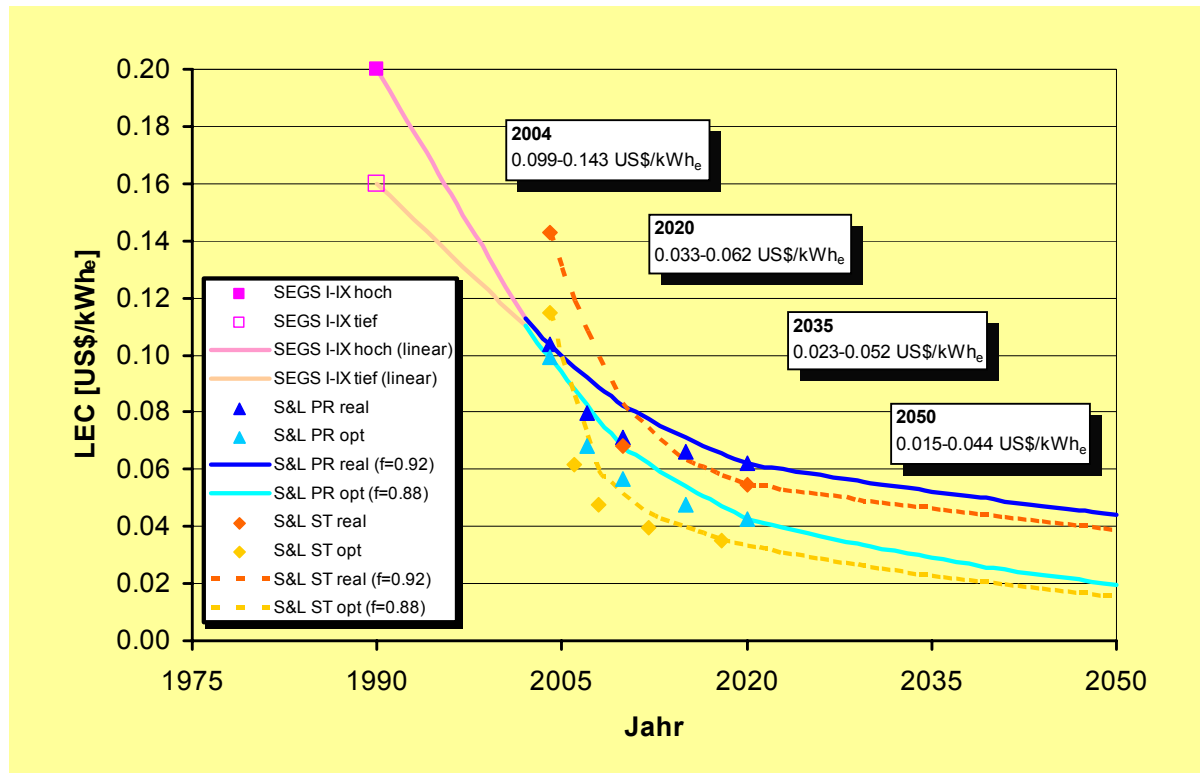


Fig. 8.10 LEC bisheriger SEGS-Anlagen ohne thermische Speicherung (Becker 2000) und prognostizierte LEC von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (PR) und Solarturmkraftwerken (ST) mit thermischer Speicherung. Extrapolierte Lernkurven gemäss realistischem Szenario (real; $f = 0.92$) und optimistischem Szenario (opt; $f = 0.88$) nach 2020 (Sargent & Lundy 2003; S&L). Details im Text.

Solarchemische Kraftwerke – Wegen des frühen Entwicklungsstadiums der solarchemischen Technologien sind noch kaum verlässliche Kostenschätzungen erhältlich, ganz zu schweigen von Angaben zu Lernkurven. Weil jedoch solarchemische Kraftwerke entweder ein Turmsystem („Tower Top“) oder Turmreflektorsystem („Beam Down“) verwenden, sind viele Systemkomponenten gleich wie bei solarthermischen Turmkraftwerken. Dies trifft insbesondere auf das Heliostatenfeld zu, dessen Grösse durch den Prozesswirkungsgrad gegeben ist und dessen Kosten etwa die Hälfte der Investitionskosten ausmachen. Während die Kosten für die Tragstruktur des Turms ähnlich sind, entstehen beim Turmsystem zusätzliche Kosten für die Förderung des Feststoffmaterials (ZnO und Zn), während beim Turmreflektorsystem Zusatzkosten für den Spiegelreflektor und den Sekundärkonzentrator (CPC) auftreten. Obwohl sich ein solarchemischer Reaktor grundlegend von einem solarthermischen Receiver unterscheidet, dürften die Kosten für den chemischen Reaktor sowie periphere Komponenten nicht signifikant höher sein. Man kann deshalb davon ausgehen, dass sich die Kosten zur Bereitstellung der solaren Hochtemperaturwärme für die Einspeisung in eine Wärmekraftmaschine bzw. für den chemischen Prozess im Wesentlichen nur aufgrund des Prozesswirkungsgrades unterscheiden. Es scheint somit gerechtfertigt, zumindest diesen Kostenanteil eines solarchemischen Kraftwerks analog zur Kostenentwicklung von solarthermischen Turmkraftwerken abzuschätzen und auch analoge Lernkurven zu verwenden.

Etwas schwieriger gestaltet sich der Kostenvergleich zwischen der solarthermischen Stromerzeugung im Kraftwerksblock (Szenario 1) mit der Elektrizitätsproduktion in einem Brennstoffzellenpark mit solarchemisch hergestelltem Zink bzw. Wasserstoff. Für die Elektrizitätserzeugung aus Zink (Szenario 2) benötigt man eine Zn-Luft-Brennstoffzelle, deren Kosten heute auf etwa 1000 USD/kW geschätzt werden, wobei von Herstellerseite als langfristiges Kostenziel 500 USD/kW angestrebt werden. Die Elektrizitätserzeugung aus solarem Wasserstoff (Szenario 3) erfolgt in einer H_2/O_2 -Brennstoffzelle,

deren Kosten von (Steinfeld 2002) mit 1500 USD/kW angegeben werden. Es wird auch hier angenommen, dass sich diese Kosten langfristig etwa halbieren werden. Solarer Wasserstoff entsteht in einem vorangehenden Zwischenschritt in einem Wasserspaltungsreaktor durch die Hydrolyse von Zink mit Wasserdampf und muss anschliessend in einem Wasserstoff-Speichersystem zwischengespeichert werden. Die Kosten für die Hydrolyse und Speicherung betragen nach (Steinfeld 2000) zirka 150 USD/kW, was im Vergleich zu anderen Wasserstoffherstellungsverfahren (zu) niedrig erscheint. In (Nitsch 2002) findet man für fossile Wasserstoffherstellung konstant bleibende 350 EUR/kW, für biogene Verfahren ca. 700 EUR/kW, die nach 2020 etwa 500 EUR/kW betragen sollen, und für die Wasserelektrolyse 1000 EUR/kW mit dem Potenzial, nach 2020 auf ca. 700 EUR/kW zu sinken.

Ausgehend von einer wirtschaftlichen Studie von (Steinfeld 2002) wird hier die Kostenentwicklung von solarchemischen Kraftwerken für die Szenarien 2 und 3 anhand von diversen Fallbeispielen untersucht (Tab. 8.7). Unter der Annahme, dass der thermochemische Zn/ZnO-Kreisprozess bereits voll entwickelt sei, könnten die Herstellungskosten für solaren Wasserstoff nach (Steinfeld 2002) mit heutigen Solartechnologien etwa 0.13-0.15 USD/kWh betragen. Wenn dieser Wasserstoff dazu verwendet würde, Elektrizität aus H_2/O_2 -Brennstoffzellen mit einem Wirkungsgrad von 70% zu erzeugen, müsste heute mit Stromkosten von ungefähr 0.31-0.33 USD/kWh_e gerechnet werden. Die Anwendung dieses Basisbeispiels auf die Szenarien 2 und 3 geht davon aus, dass die solarchemische Reaktortechnologie frühestens ab 2020 grosstechnisch einsatzbereit sein wird und das Kostensenkungspotenzial bis zu diesem Zeitpunkt dank der Fortschritte der solarthermischen Technologien voll ausgeschöpft wird (mittlerer Lernfaktor 0.92-0.95). Die Schwachstellen dieser wirtschaftlichen Abschätzung beruhen laut (Steinfeld 2002) primär auf Unsicherheiten der erreichbaren Wirkungsgrade und Investitionskosten der einzelnen Komponenten aufgrund ihres frühen Entwicklungsstadiums. Zudem muss die technische Machbarkeit von solarchemischen Reaktoren und Zink-Hydrolyseanlagen erst noch in industriellem Massstab demonstriert werden.

Die solarchemische Herstellung von Wasserstoff mittels thermochemischer Kreisprozesse steht in Konkurrenz mit anderen Verfahren zur Bereitstellung von regenerativem Wasserstoff, insbesondere der Wasserelektrolyse. In einer Übersicht über die Methoden und Kosten der Wasserstoffherstellung beziffert (Fahrni 2002) die Kosten für die alkalische Elektrolyse (Wirkungsgrad 65-75%) auf 0.068-0.081 USD/kWh bei Stromkosten von 0.049 USD/kWh_e. Daraus resultieren Kosten für die Wasserstoffbereitstellung mittels solarthermischer Stromerzeugung und alkalischer Elektrolyse von 0.20 USD/kWh für Parabolrinnenkraftwerke, 0.16 USD/kWh für Solarturmkraftwerke und 0.26 USD/kWh für Paraboloidkraftwerke. Für Solartürme nennen (Tamme et al. 2002) ähnliche Wasserstoffkosten von 0.13-0.17 EUR/kWh. Gemäss (Quaschnig & Trieb 2001) kostet die Herstellung von Wasserstoff mittels Hochdruck-Elektrolyse zusätzlich etwa 0.02 bis 0.05 EUR/kWh in Abhängigkeit der Anzahl Volllaststunden. Beim Einsatz der Solarturm-Kraftwerkstechnik kostet zukünftig Wasserstoff mittels Hochtemperatur-Elektrolyse gemäss (Tamme et al. 2002) 0.10-0.13 EUR/kWh, während (Fahrni 2002) etwa 0.13 USD/kWh angibt. Längerfristig hält (Nitsch 2002) Wasserstoffkosten ab Elektrolyseanlagen um 0.07-0.08 EUR/kWh für erreichbar, und dies bei Stromkosten ab Kraftwerk von 0.04 EUR/kWh_e. Wasserstoff, der aus regenerativer Elektrizität erzeugt wird, hat aus ökonomischer Sicht den prinzipiellen Nachteil, dass er wegen seiner Herstellung aus Strom teurer sein muss als der Strom selbst. Die elektrolytische Wasserstoffproduktion mit anschliessender Wiederverstromung ist wegen der vielen Energieumwandlungsstufen sehr verlustbehaftet, teuer und deutlich ungünstiger als ein direkter Stromeinsatz (Wagner et al. 1996).

Tab. 8.7 Kostenentwicklung solarchemischer Kraftwerke für Szenarien 2 und 3, ausgehend von einem Basisbeispiel (Steinfeld 2002). Ohne Strom- bzw. Wasserstoff-Transportkosten.

Kosten Solarchemie	Basis ^a	Szenario 2 ^b				Szenario 3 ^b			
	2005 ^c	2005 ^c	2020	2035	2050	2005 ^c	2020	2035	2050
Heliostatkosten [USD/m ²]	150	160	100 ^d	70 ^e	50 ^e	160	100 ^d	70 ^e	50 ^e
Fester Zinssatz [%]	15	15	15	12	9	15	15	12	9
Wirkungsgrad elektrisch ^f [-]	0.15- 0.12 ^g	0.19- 0.08	0.22- 0.09	0.24- 0.10	0.25- 0.11	0.15- 0.05	0.17- 0.06	0.19- 0.07	0.20- 0.08
Kosten Solarreaktor [USD/kW]	~400 ^h	~700 ⁱ	~600	~550	~500	~700 ⁱ	~600	~550	~500
Kosten Hydrolyse + Speicher [USD/kW]	~150 ^h	-	-	-	-	450 ^j	400	350	300
Kosten Zn/Luft-Brennstoffzelle [USD/kW]	-	1100 ⁱ	900	700	500	-	-	-	-
Kosten H ₂ /O ₂ -Brennstoffzelle [USD/kW]	1500	-	-	-	-	1500	1250 ^k	1000	750
Kapitalkosten Zn-Herstellung (USD/kW)	-	2300- 4350	1600- 2900	1300- 2300	1100- 1900	2300- 4350	1600- 2900	1300- 2300	1100- 1900
Kapitalkosten H ₂ -Herstellung (USD/kW)	1850- 2050	-	-	-	-	1350- ^l 4700	1000- ^l 3200	850- ^l 2600	750- ^l 2150
Kapitalkosten Stromerzeugung (USD/kW _e)	4200- 4500	2600- 5400	1950- 3750	1500- 2950	1200- 2350	3750- 8300	2900- 5950	2450- 4750	2000- 3850
Kosten Zn-Herstellung (USD/kWh)	-	0.22- 0.38	0.15- 0.24	0.10- 0.15	0.07- 0.09	0.22- 0.38	0.15- 0.24	0.10- 0.15	0.07- 0.09
Kosten H ₂ -Herstellung (USD/kWh)	0.14- 0.15	-	-	-	-	0.13- ^l 0.41	0.09- ^l 0.27	0.06- ^l 0.17	0.04- ^l 0.10
Stromgestehungskosten (USD/kW _e)	0.31- 0.33	0.24- 0.47	0.17- 0.31	0.11- 0.19	0.07- 0.11	0.34- 0.72	0.26- 0.49	0.17- 0.31	0.11- 0.18

^a Basis (Steinfeld 2002): 90 MW_{th} Leistungseintrag in solarchemischen Reaktor, 2300 kW/m²/a jährliche Sonneneinstrahlung, 2300 jährliche Volllaststunden, Bandbreite für solare Konzentrationsfaktoren 10000 (erste Zahl) bzw. 5000 (zweite Zahl); ^b Bandbreite: Erste Zahl bezieht sich auf den besten Fall des karbothermischen Prozesses (ZnO+C→Zn+CO) mit zusätzlicher Stromerzeugung aus CO nach (Wieckert 2004), zweite Zahl auf den schlechtesten Fall des rein solaren Prozesses (ZnO→Zn+0.5O₂); ^c Annahme: Solarchemische Prozesstechnologie bereits voll entwickelt; ^d Ref. (Sargent & Lundy 2003); ^e Zeitlich extrapoliert nach (Sargent & Lundy 2003); ^f Geschätzter Systemwirkungsgrad unter Berücksichtigung sämtlicher Wärmeverluste (Rückstrahlung, Wärmeleitung, Konvektion); ^g Geschätzter Systemwirkungsgrad (nur Rückstrahlungsverluste berücksichtigt); ^h Aus Daten von (Steinfeld 2002) extrahiert; ⁱ Eigene Schätzung und Extrapolation; ^j Eigene Schätzung aus Vergleich mit anderen Wasserstoffherstellungsverfahren (Nitsch 2002) und Extrapolation; ^k Eigene Extrapolation; ^l Im Fall des karbothermischen Prozesses (ZnO+C→Zn+CO) kann alternativ zur hier angenommenen Stromerzeugung aus CO zusätzlich Wasserstoff mittels Wassergas-Shift-Reaktion hergestellt werden, wodurch sich die spezifischen Kosten von solarem Wasserstoff nahezu halbieren lassen (Wieckert 2004).

Stromtransport – Um Elektrizität aus solarthermischen Kraftwerken (Szenario 1) bzw. solarchemischen Kraftwerken (Szenario 2) über Tausende von Kilometern vom Mittelmeerraum in die Schweiz zu transportieren, bieten sich Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) an (Carlsson et al. 2003; ABB 2004). Die Leitungsverluste von HGÜ werden von verschiedenen Autoren auf 4-6% pro 1000 km beziffert. Für die relativen Übertragungsverluste bei Volllast nennt (Czisch 2001) 4% pro 1000 km in den Leitungen und je 0.6% in den Umrichterstationen an beiden Enden der Leitung. Die Kosten sind mit je 60 EUR/kW_e an den Umrichterstationen sowie 70 EUR/kW_e pro 1000 km für Freileitungen und ca. 700 EUR/kW_e für Seekabel angesetzt. Gemäss (Weinrebe 2000) betragen die Verluste bei neuen HGÜ-Anlagen der 1200 MW_e-Klasse hingegen rund 70 MW_e oder 6% je 1000 km Übertragungsstrecke. Weiter treten Verluste von je etwa 0.6% an den Konverterstationen auf. Bei einer angenommenen Leitungslänge von rund 2000-3000 km ergeben sich damit Verluste von etwa

154-224 MW_e oder 12.8-18.7%, wodurch die Stromkosten in Mitteleuropa um denselben Prozentsatz verteuert werden. Dem gegenüber rechnen (Quaschnig & Geyer 2001) für die Zukunft mit Übertragungsverlusten unter 5% pro 1000 km und Übertragungskosten von weniger als 0.01 EUR/kWh_e pro 1000 km. Gemäss (BMU 2004) wären für die Übertragung von Solarstrom aus Nordafrika nach Mitteleuropa mit einer HGÜ Kosten von 0.015-0.02 EUR/kWh_e zu veranschlagen

Wasserstofftransport – Bei Szenario 3 müssen die Kosten für den Transport des Wasserstoffs über 2000-3000 km vom Mittelmeerraum in die Schweiz berücksichtigt werden. Gemäss (WBGU 2003) wäre jedoch erst mit der grossskaligen Etablierung einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft, in der dann sehr grosse Energiemengen transportiert würden, ein Pipelinetransport erforderlich und wirtschaftlich attraktiv. Laut (Nitsch 2002) belaufen sich die Transportkosten von Wasserstoff in Pipelines bei einer Transportentfernung von 3000 km auf etwa 0.015 EUR/kWh bei Energieverlusten von rund 15% durch Kompression und Transport des Gases. Einen ähnlichen Wert von 0.01 EUR/kWh nennen auch (Dreier & Wagner 2000).

Elektrizität vs. Wasserstoff – Die grundsätzlichen Effizienz- und Kostenverhältnisse bei der Herstellung von regenerativem Strom und regenerativem Wasserstoff mittels Elektrolyse sind in Tab. 8.8 zusammengestellt (Nitsch 2002). Die Bandbreite der einzelnen Angaben ist auf unterschiedliche Konfigurationen und Standorte der Referenzsysteme zurückzuführen; die Mittelwerte können als repräsentativ betrachtet werden. Solarer Strom kann mit rund 10 – 12% Verlusten und 20 – 30% höheren Kosten in Mitteleuropa bereitgestellt werden, wenn die Produktionsorte im Mittelmeerraum liegen. Gasförmiger Wasserstoff in Mitteleuropa enthält noch 65% der Energie des solaren Stroms am Produktionsort (bezogen auf den unteren Heizwert von 3 kWh/Nm³) und kostet einschließlich Transport nahezu das Doppelte des erzeugten Solarstroms. Bei flüssigem Wasserstoff stehen dem Nutzer noch etwa 50% der ursprünglichen Energie des Solarstroms zu etwa dem Vierfachen der ursprünglichen Stromgestehungskosten zur Verfügung.

Tab. 8.8 Effizienz- und Kostenverhältnisse zwischen regenerativem Strom (Basis: 1) und regenerativem Wasserstoff für fortschrittliche Technologien (Nitsch 2002).

	Nutzungsgrade (LHV ^a)		Kosten	
	Nur Herstellung	Inkl. Transport über 3000 km	Nur Herstellung	Inkl. Transport über 3000 km
Strom	1	0.9 (0.85-0.92)	1	1.5 (1.3-1.7)
H ₂ , gasförmig, mittels Elektrolyse	0.75 (0.70-0.80)	0.65 (0.62-0.68)	1.65 (1.5-1.8)	1.9 (1.7-2.1)
H ₂ , flüssig, mittels Elektrolyse	0.6 (0.57-0.63)	0.52 (0.50-0.55)	2.5 (2.3-2.8)	4 (3.7-4.3)

^a Bezogen auf den unteren Heizwert von 3 kWh/Nm³ (LHV = Low heating value)

Nur wenn aus technischen oder strukturellen Gründen die direkte Nutzung von Strom und Wärme nicht möglich ist (z. B. im Verkehr oder bei zu hohem Angebot an regenerativem Strom), ist der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll (WBGU 2003). Der Gewinn an Speicher- bzw. Einsatzfähigkeit muss dann gegenüber den zusätzlichen Kosten und Wandlungsverlusten abgewogen werden. Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Wasserstoff liegt also in der Möglichkeit, die Nutzungsgrenzen von erneuerbaren Energiequellen zu erweitern.

Quaschnig et al. (2003) weisen darauf hin, dass Strom aus solarthermischen Kraftwerken in der Mittelmeerregion mit HGÜ-Transportkosten von weniger als 0.02 EUR/kWh_e bis ins Jahr 2020 in Europa für etwa 0.05 bis 0.09 EUR/kWh_e erhältlich wäre. Somit wäre die direkte solarthermische Stromerzeugung in Mittelmeerländern mit HGÜ-Transport nach Mitteleuropa günstiger als beispielsweise die solare Herstellung von Wasserstoff in Nordafrika, der Transport von Wasserstoff in Pipelines nach Europa und die anschliessende dezentrale Stromerzeugung (z.B. in H₂/O₂

Brennstoffzellen). Trotzdem wird Wasserstoff, der entweder in einem solarchemischen Prozess oder durch Elektrolyse mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken produziert wird, eine der wichtigsten Optionen für saubere Brennstoffalternativen und Elektrizitätsversorgung sein, wenn Speichermöglichkeiten gefragt sind. Zusammen sind dies Schlüsseltechnologien für eine nachhaltige Energieversorgung im Hinblick auf den Klimaschutz.

8.5 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

8.5.1 Derzeitige Technologien

Umweltauswirkungen – Solarthermische Kraftwerke gehören zu den besten Technologien zur Erreichung der globalen Ziele zur Reduktion der CO₂-Emission. Gemäss (BMU/BMZ/DLR 2002) zahlt ein solarthermisches Kraftwerk die investierte Energie innert eines halben Jahres zurück, während seine wirtschaftliche Lebensdauer etwa 25-30 Jahre beträgt. Die Treibhausgasemissionen über den Lebensdauerzyklus belaufen sich auf 10-15 kg/MWh (Trieb et al. 2002) bzw. auf etwa 20 kg/MWh (Weinrebe 2000), was sehr wenig ist im Vergleich zu GuD-Kraftwerken (500 kg/MWh) oder kohlebetriebene Dampfkraftwerke (900 kg/MWh). Nach (Pitz-Paal 2004) liegen die CO₂-Emissionen von solarthermischen Kraftwerken bei 12 kg/MWh, verglichen mit 14 kg/MWh bei Wasserkraftwerken, 17 kg/MWh bei Windenergieanlagen und gar 110 kg/MWh bei PV-Kraftwerken. Im Vergleich zu einem Steinkohlekraftwerk ist bei einer optimierten solarthermischen Parabolrinnenanlage pro kWh erzeugtem Strom der abiotische Rohmaterialverbrauch um einen Faktor 7 kleiner und der Wasserbedarf um einen Faktor 10 geringer (Lehmann et al. 1997).

CSP Technologien verursachen also vergleichsweise unbedeutende Umweltbelastungen. Die wichtigsten Umweltbedenken betreffen den angeblich grossen Landbedarf, der jedoch kleiner ist als bei manchen anderen erneuerbaren Energien (Pilkington et al. 1996), sowie die visuellen Veränderungen der Landschaft, die allerdings in ariden Gebieten weitab von bevölkerungsreichen Zentren kaum von Bedeutung sind (Groenendaal 2002). Die Wasserzufuhr kann in Trockengebieten ein Problem darstellen, betrifft aber nur Systeme mit konventioneller Dampferzeugung und Wasser als Wärmeübertragungsmedium (IEA 2003). Die Kontaminierung des Bodens durch auslaufendes Thermoöl kann bis zur Einführung der Direktverdampfung von Wasser in den Absorberrohren von Parabolrinnenkraftwerken ein gewisses Gefahrenpotenzial darstellen.

Sicherheitsaspekte – Bezüglich Sicherheit sind neben den üblichen Vorsichtsmassnahmen in Kraftwerken keine besonderen Vorkehrungen zu treffen.

Soziale Aspekte – Der grösste Solarkraftwerksstandort der Welt entsteht in Spanien durch den Bau der ersten beiden solarthermischen Grosskraftwerke („AndaSol“), deren Realisierung durch eine beispielhafte Gesetzgebung ermöglicht wird. Dadurch werden sowohl in Spanien als auch in Deutschland mehrere hundert Arbeitsplätze geschaffen^a.

8.5.2 Zukünftige Technologien

Umweltauswirkungen – Solarthermische Kraftwerke sind unbedenklich, solange umweltverträgliche Wärmeträgermedien verwendet werden (WBGU 2003). Mit der in naher Zukunft zu erwartenden direkten Wasserverdampfung in den Absorberrohren von Parabolrinnenkraftwerken wird das Problem allfälliger Bodenkontamination durch auslaufendes Thermoöl gelöst (Zarza 2002).

Sicherheitsaspekte – Bezüglich Sicherheit sind neben den üblichen Vorsichtsmassnahmen in Kraftwerken keine besonderen Vorkehrungen zu treffen.

^a Pressemitteilung: Ratifizierung eines Rahmenabkommens SCHOTT - SOLAR MILLENNIUM. Erlangen/Bonn 3.6.2004. Siehe <http://www.solarmillennium.de/> (14.7.2004).

Soziale Aspekte – Die Potenziale für solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde sind riesig, so dass der Bau von solarthermischen Kraftwerken für Länder wie Deutschland und Spanien zu einem Exportschlager werden könnte. Eine Studie des Europäischen Verbands der Solarthermischen Kraftwerksindustrie (ESTIA) und Greenpeace errechnet, dass bis zum Jahr 2020 gegen 200'000 neue Arbeitsplätze entstehen könnten (Greenpeace/ESTIA 2003). Gemäss (WBGU 2003) ist es einfacher, eine Versorgung Europas mit Sonnenenergie durch Stromimport aus angrenzenden Regionen zu verwirklichen als eine autonome Energieversorgung aufzubauen. Der Aufbau entsprechender Infrastruktur in den Ländern Nordafrikas und des Nahen Ostens sowie der Übertragungsleitungen nach Europa wäre sowohl politisch-strategisch als auch entwicklungspolitisch von Bedeutung.

8.6 Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Markteinführung

8.6.1 Förderfaktoren

Gemäss (Dürschmidt & Lorych 2002) vom Deutschen Bundesumweltministerium (BMU) muss parallel zur Förderung der Forschung und Entwicklung der solarthermischen Stromerzeugung auch die Markteinführung dieser Anlagen vorangebracht werden. Unterstützung ist in dieser Sparte besonders wichtig, da solarthermische Kraftwerke nur im Sonnengürtel der Erde wirtschaftlich betrieben werden können. Besonders effiziente marktwirtschaftliche Instrumente wie z. B. das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)^a wurden dort bisher kaum eingeführt. Es zeichnet sich allerdings eine deutliche Wende ab, seit Spanien in seinem kürzlich novellierten Stromeinspeisegesetz spezielle Tarife für Strom aus solarthermischen Kraftwerken eingeführt hat (Mills 2004; Quaschnig 2003).

Ferner haben mittlerweile die Weltbank und die Vereinten Nationen (United Nations Environmental Programme – UNEP, United Nations Development Programme – UNDP) zusammen mit dem Global Environment Facility – GEF^b mehrere Ausschreibungen für Solarkraftwerke in Entwicklungs- und Schwellenländern initiiert, so dass der Bau solarthermischer Kraftwerke mehr und mehr gefördert wird. GEF unterstützt unter anderem Kraftwerksprojekte in Ägypten, Indien, Marokko und Mexiko mit jeweils etwa 50 Millionen USD, um die Mehrkosten solarthermischer Markteinführungsprojekte gegenüber konventionellen GuD-Kraftwerken zu decken (SolarPACES 2003).

Im Juni 2002 hat das deutsche BMU gemeinsam mit der KfW^c und UNEP/GEF in Berlin eine internationale Konferenz zu solarthermischen Kraftwerken mit dem Titel „Expanding the Market for Concentrating Solar Power – Moving Opportunities into Projects“ durchgeführt (BMU & KfW 2002). Vertreter aller Staaten, in denen Aktivitäten zu Forschung und Entwicklung sowie Markteinführung solarthermischer Anlagen bestehen, waren zur Präsentation und Diskussion ihrer Vorhaben anwesend. Als zentrales Ergebnis dieser Konferenz wurde die „Berliner Erklärung“ verabschiedet. Darin wird die Gründung internationaler Arbeitsgruppen vereinbart, die eine langfristig wirkende globale Markteinführungsstrategie für solarthermische Kraftwerke ausarbeiten sollen. Das Konzept, welches am Weltgipfel für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg 2002 als Type II-Partnerschaft eingebracht wurde, soll innovative Finanzierungsinstrumente und angemessene Risikoverteilungen zwischen den Beteiligten beinhalten (BMU/BMZ/DLR 2002).

Die Ergebnisse wurden auf einer Folgekonferenz im Herbst 2003 in Kalifornien präsentiert, wo die „CSP Global Market Initiative (GMI)“ ins Leben gerufen wurde (CSP-GMI 2003). Auf der internationalen Konferenz für erneuerbare Energien "Renewables 2004" in Bonn haben die Repräsentanten mehrerer Länder die GMI zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke im

^a Siehe <http://www.eeg-aktuell.de/> (14.5.2004).

^b Die GEF ist eine Finanzagentur, die in Zusammenarbeit und Teilhaberschaft mit UNEP, UNDP und Weltbank Projekte für globalen Klimaschutz finanziert.

^c KfW = Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Sonnengürtel der Erde vereinbart^a (CSP-GMI 2004). Bis zum Jahr 2015 sollen solche Kraftwerke mit einer Kapazität von 5000 Megawatt errichtet und die Stromgestehungskosten mittelfristig halbiert werden. Damit soll innerhalb von rund zehn Jahren diese Technik zur Marktreife geführt werden. Solarstrom soll dann voll konkurrenzfähig mit fossil erzeugtem Strom aus konventionellen Kraftwerken sein.

8.6.2 Hindernisse

Einer der Hauptgründe für die verzögerte Markteinführung von CSP Technologien ist die mangelnde Bekanntheit der solarthermischen Technologien und ihrer mittelfristigen Potenziale bei politischen Entscheidungsträgern, Kraftwerkbetreibern und potenziellen Verbrauchern (CSP-GMI 2003). Die Haupthindernisse bei der Projektierung solarthermischer Kraftwerke sind für (Becker 2000) die im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken hohen Investitionskosten und die damit verbundenen finanziellen Risiken. Auch (Trieb et al. 2002) verweisen auf die Unsicherheit von Investoren einerseits bezüglich des vorhandenen Solarenergieangebots und andererseits bezüglich der Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen. Generelle Markthemmnisse bei der Kommerzialisierung der CSP Technologien lokalisiert (Wenzlawski 2003) auch bei den billigen fossilen Brennstoffen, einer schlafenden Industrie, dem weitgehenden Fehlen von Referenzanlagen und der Liberalisierung des Energiemarktes (z. B. kürzere Abschreibungszeiten von Kraftwerksinvestitionen). Dazu kommen in Entwicklungsländern ungewisse politische Zustände und gesetzliche Vorschriften, das Fehlen der nötigen Infrastruktur, regressive Steuer- und Finanzpolitik sowie vielfältige politische und wirtschaftliche Instabilitäten (Morse 2001).

Technologische Engpässe sieht (ESTIR 2002) bei dem gegenwärtig noch relativ bescheidenen Systemwirkungsgrad sowie der beschränkten Zuverlässigkeit und Lebensdauer des Reflektormaterials. Auch wird moniert, dass heutige CSP Technologien erst für die Einspeisung in einen Dampfkreislauf ausgelegt seien und noch nicht für Gasturbinen bei hohen Temperaturen und Drücken. Ebenso seien kommerzielle thermische Speichersysteme für CSP bisher nur für Anwendungen bei niedrigen Temperaturen erprobt und noch nicht für GuD-Systeme. Nicht-technologische Engpässe ortet (ESTIR 2002) zudem bei den noch fehlenden Einspeisevergütungen, der Diskriminierung von hybriden Betriebsformen sowie der Geringschätzung des Potenzials und der Verfügbarkeit von CSP.

8.6.3 Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung und Marktreife

Um das Ziel der GMI für Hochtemperatur-Solarthermie zu erreichen, wollen die beteiligten Länder (bislang Deutschland, Ägypten, Algerien, Israel, Italien, Marokko, Nevada [USA] und Spanien) Rahmenbedingungen schaffen, die den Betrieb solcher Kraftwerke erleichtern. Durch Anreizsysteme zur besseren Vergütung des Solarstroms, multilaterale Finanzprogramme und einen Stromverbund zwischen Europa und Nordafrika soll diese prinzipiell kostengünstigste Solartechnologie signifikant zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der EU beitragen.

Damit die dringend benötigten langfristigen Investitionen mit akzeptablen Kosten und Risiken getätigt werden, muss zuerst ein sichtbarer, zuverlässiger und wachsender Markt für solarthermische Kraftwerke entstehen. Einige der von (CSP-GMI 2004) vorgeschlagenen Massnahmen betreffen die Vereinbarung von nationalen und/oder regionalen CSP Kapazitätszielen (Anzahl MW über eine bestimmte Zeitperiode) und die Festlegung von adäquaten Stromtarifen, um private Investoren zu ermutigen und ein stabiles Investitionsklima herzustellen. Unterstützende Massnahmen wie Einspeisevergütungen, Steuererleichterungen oder Aufpreise auf die Stromkosten sollen mit zunehmender Marktreife und Konkurrenzfähigkeit reduziert werden. Finanzierungsmechanismen

^a Pressemitteilung 1.6.2004 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Initiative für solarthermische Kraftwerke gestartet. Siehe <http://www.solarmillennium.de/> (14.7.2004).

müssen entwickelt werden, um Darlehensgarantien von Banken, staatlichen Institutionen und globalen Umweltprogrammen wie GEF, UNEP oder UNDP zu erhalten, damit die inhärenten Risiken bei der Einführung einer neuen Technologie vermindert werden können. Weiter sollen staatliche Regulierungen zur Begrenzung der CSP Anlagengrösse oder gesetzliche Vorschriften über Betriebsstrategien vermieden werden, damit die Markteinführung nicht unnötig verteuert wird.

Ein vorrangiges Ziel der CSP Technologien besteht nach (Becker 2000) in der baldigen Errichtung von grossen solarthermischen Kraftwerken mit Einheiten von 10 MW_e oder vorteilhafter 100 MW_e im Mittelmeerraum. Dabei sollen vor allem Spanien und Griechenland mit Unterstützung der EU eine entscheidende Rolle spielen. Als nächstes sollen dann integrierte hybride solar-fossile Lösungen (ISCCS-Anlagen) in verschiedenen (Entwicklungs-)Ländern mit finanzieller Beteiligung des GEF folgen. Es wird empfohlen, die Markteinführung schrittweise voranzutreiben, angefangen mit Parabolrinnenkraftwerken vom SEGS-Typ, gefolgt von einer limitierten Anzahl kommerzieller Turmkraftwerke sowie schliesslich von Paraboloid-Anwendungen in geeigneten Marktsegmenten.

In einer ersten Phase soll nach (Morse 2001) der Schwerpunkt in kommerziellen Nischenmärkten liegen, wo die vorteilhaftesten Bedingungen für CSP herrschen: Hohe solare Einstrahlung, hohe fossile Brennstoffpreise, Spitzenlast während des Tages, ineffiziente konventionelle Kraftwerke, lokale Subventionen, Zugang zu Wasser und zum Stromnetz. Zur Marktankurbelung sowie zur Deckung der hohen Risiken und Anfangskosten werden günstige Kredite und Garantien des GEF benötigt. In einer zweiten Phase der Marktausweitung sollen Kostenreduktionen aufgrund der Lernkurven und standardisierter Systeme erzielt werden. Bis zur Entwicklung eines „Grünen Markts“ werden weiterhin Subventionen von GEF, EU, nationalen Institutionen und anderen Gönnern nötig sein. In der dritten Phase der Marktakzeptanz sollen nachhaltige globale Märkte entstehen und Solarstrom zu konkurrenzfähigen Kosten produziert werden. Vom GEF werden kaum noch Subventionen, jedoch die Förderung von CO₂-Krediten erwartet. Mit einer solchen Strategie sollte es gelingen, den Marktdurchbruch der CSP Technologien zu schaffen.

8.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und Forschungsbedarf

Ein Eckpunktepapier von (FVS 2003) ortet gemeinsamen Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei allen solarthermischen Kraftwerkstypen, wie beispielsweise die industriennahe Forschung und Entwicklung von Fertigungsverfahren und Automatisierung des Anlagenbetriebs, die Entwicklung kostengünstiger thermischer Energiespeicher für unterschiedliche Wärmeträgermedien und die Gewichtsreduktion von Kollektoren und Konzentratoren durch den Einsatz innovativer Spiegel und Verbundwerkstoffe. Für die Parabolrinnenkraftwerke speziell wichtig ist die Weiterentwicklung der Direktverdampfungs-Technologie, die Herstellung selektiver Absorberschichten mit hoher Beständigkeit bei hohen Temperaturen um 500°C, sowie die Entwicklung neuer optischer Konzentratorkonzepte wie etwa Fresnel-Spiegelsysteme. Vordringlich ist die Entwicklung kostengünstiger hochreflektierender Spiegel sowohl für die Parabolrinnen- als auch für die Solarturm-Technologie. Solarturmkraftwerke benötigen eine Technologieentwicklung zur Einkopplung der Solarwärme in Gasturbinen zur Erschliessung des Hochtemperaturpotenzials. Bei der Dish/Stirling-Technologie soll die Entwicklung von solar/fossilen Hybridanlagen bzw. von solar/Biomasse Hybridanlagen gefördert werden.

Unter einer Vielzahl von weiteren CSP Technologieentwicklungen seien hier speziell die Entwicklung von solaren Brennstoffen zur chemischen Speicherung der Sonnenenergie, die Durchführung von solarthermischen bzw. solarchemischen Demonstrationsprojekten, sowie Vergleichsstudien der verschiedenen vorhandenen CSP Technologien erwähnt, die gemäss (ESTIR 2002) entweder durch EU-Programme oder durch nationale Institutionen gefördert werden sollten. F&E von CSP wird weltweit vor allem in folgenden Instituten durchgeführt: CIEMAT (E), CNRS (F), DLR (D), ENEC (I), NREL (USA), PSI/ETH (CH), Sandia (USA), WIS (IL).

8.8 Schlussfolgerungen

Die folgenden zusammenfassenden Aussagen stützen sich zum Teil auf eine kompetente und umfassende Situationsanalyse von (Morse 2001).

CSP Technologien – CSP Technologien erzeugen mit konzentriertem Sonnenlicht Hochtemperatur-Prozesswärme, die dann in Elektrizität umgewandelt oder zur Herstellung chemischer Brennstoffe verwendet werden kann. CSP Technologien sind perfekt auf die heutigen modernen und effizienten Kraftwerke zugeschnitten, wo fossile Brennstoffe ganz oder teilweise durch solare Prozesswärme ersetzt werden können, um dadurch schädliche Emissionen zu vermeiden. Am weitesten fortgeschritten sind Parabolrinnen- und Solarturmsysteme für grosse zentrale Kraftwerke im Bereich von 30-200 MW_e sowie Paraboloidanlagen für dezentrale Anwendungen im kW-Bereich. Dieselben Anlagen können auch thermische Energie für industrielle Prozesse liefern. Weitere Vorzüge von CSP sind die hohe Verfügbarkeit, die Modularität sowie das nachgewiesene Leistungspotenzial. Weil sie Hochtemperatur-Prozesswärme zur Verfügung stellen, sind CSP Technologien einzigartig unter den erneuerbaren Energien und deswegen unabdingbar in einem Portfolio erneuerbarer Energien. Wie andere erneuerbare Energien benötigen auch CSP Technologien Unterstützung bei der Entwicklung und der Markteinführung.

Marktpotenzial – Ähnlich wie andere erneuerbare Energien befinden sich die CSP Technologien in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während Parabolrinnenkraftwerke sich bereits kommerziell bewährt haben, sind Turmkraftwerke und Paraboloidsysteme noch in der Demonstrationsphase. Allgemein wird erwartet, dass sich zuerst Parabolrinnen und erst später Solartürme auf dem Markt grosser CSP Kraftwerke durchsetzen werden. In verschiedenen Studien wurde das Marktpotenzial von CSP Technologien mit einigen 100 GW_e als gross genug geschätzt, um zeitlich begrenzte Anschubsubventionen und Unterstützungsmassnahmen zu rechtfertigen. Bis 2010 wird eine installierte Leistung von etwa 2 GW_e vorausgesagt und bis 2020 ein Anstieg auf 20 GW_e prognostiziert. In einem voll entwickelten Markt scheint eine Installationsrate von 2 GW_e pro Jahr erreichbar.

Kosten – Parabolrinnenkraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt 354 MW_e stehen in den USA seit nunmehr 20 Jahren in kommerziellem Einsatz. Die Stromgestehungskosten dieser Anlagen sind in dieser Zeit stetig auf etwa 0.10-0.15 USD/kWh_e gefallen, wodurch CSP zur kostengünstigsten Solartechnologie wurde. Weitere Kostenreduktionen auf etwa 0.08 USD/kWh_e sind nötig für Spitzenlaststrom und ungefähr 0.06 USD/kWh_e für Mittellaststrom. Solarturmkraftwerke haben ähnliche Kostenziele. Paraboloidkraftwerke müssen die heutigen Kosten von etwa 0.50 USD/kWh_e auf unter 0.12 USD/kWh_e in den USA und unter 0.30 USD/kWh_e in Entwicklungsländern senken, um im dezentralisierten Elektrizitätsmarkt zu bestehen (Morse 2001). Der Schlüssel zu weiteren Kostenreduktionen sind zusätzliche Solarkraftwerkprojekte. Weil solche Projekte privat finanzierte Investitionen darstellen, müssen sie den Investoren attraktive Renditen bieten. Die gegenwärtigen Kapitalkosten von solarthermischen Kraftwerken sind jedoch bedeutend höher als bei konkurrierenden Technologien, so dass wie bei anderen erneuerbaren Energien zeitlich begrenzte Anschubsubventionen benötigt werden.

Kostenreduktionspotenzial – Die Elektrizitätskosten können gesenkt werden durch tiefere Kapitalkosten als Resultat von Verbesserungen der Technologie-Lernkurven sowie durch reduzierten Schuldendienst als Folge verbesserter Finanzierung, ausreichender Subventionen und verminderter Risiken. Für alle CSP Technologien können mit gezielten Marktanreizen Produktionssteigerungen erreicht werden, welche Kostenreduktionen und dadurch einen steigenden Marktanteil zur Folge haben. Wenn beispielsweise ein neues 200 MW_e Parabolrinnenkraftwerk mit Dampfkreislauf dieselben steuerlichen Vorteile wie ein konventionelles Kraftwerk und die gleichen Produktionsgarantien wie ein Windkraftwerk erhielte, könnte Solarstrom für etwa 0.09 USD/kWh_e produziert werden. Würde die gleiche Solaranlage in ein kombiniertes GuD-Kraftwerk (ISCCS) integriert, würde die Stromkosten auf ca. 0.07 USD/kWh_e fallen (Morse 2001). Lernkurven werden diese Kosten weiter senken. Steigende konventionelle Energiepreise können in Zukunft den derzeit noch bestehenden Kostenunterschied aufheben.

Märkte – Weltweit wurden viele ideale Einstiegsmärkte identifiziert. Solche Nischenmärkte für CSP Technologien benötigen gute direkte Sonneneinstrahlung, hohe konkurrenzierende Energiepreise, die Verfügbarkeit von Subventionen und andere positive Faktoren wie Unsicherheit und Schwankungen bei den Brennstoffpreisen, Prämien für „grünen Strom“ sowie der Bedarf neuer Elektrizitätskapazitäten. Verheissungsvolle Märkte existieren in den USA, in Nord- und Südafrika, im Nahen Osten, in Südeuropa, Indien, Pakistan, China, Brasilien, Chile, Mexiko und Australien.

Markthindernisse – Die Markthemmnisse sind bekannt und müssen in Zukunft von sämtlichen CSP Technologien angegangen werden, damit ein erfolgreicher Markteintritt möglich ist. In allen Ländern betreffen die wesentlichsten Markthindernisse die hohen Kapitalkosten, technische und finanzielle Risiken, eine schlafende Industrie und tiefe Konkurrenzpreise. Zusätzliche Barrieren in Entwicklungsländern sind ungewisse politische Zustände und gesetzliche Vorschriften, ungenügende Netzausbaupläne, fehlende Infrastruktur, regressive Steuerpolitik und vielfältige Instabilitäten.

Marktanreize – Als Antwort auf die Kyoto-Verpflichtungen entstand vielerorts ein umweltpolitisch motiviertes Bekenntnis zum Gebrauch öffentlicher Gelder, um die hohen Anfangskosten viel versprechender sauberer Energietechnologien herunterzuschrauben. Die vorgeschlagenen Massnahmen umfassen Stromeinspeisevergütungen, „grüne Preise“, tiefverzinsliche Produktions-, Energie-, Emissions- und Steuereinkredite und Garantien jeglicher Art. Daraufhin haben GEF, EU sowie die Regierungen von Spanien und Italien CSP-Projekte initiiert. Heutzutage sind ungefähr zehn Projekte in der Entwicklung oder Ausschreibung, und es ist durchaus möglich, dass bereits in naher Zukunft 10-20 CSP-Projekte realisiert werden.

Nächste Schritte – Eine Vielzahl von Studien kommt zum Schluss, dass eine ganze Reihe von solarthermischen Kraftwerken mit wachsender Grösse und verbessertem Wirkungsgrad nötig ist, um die CSP Technologien wettbewerbsfähig zu machen. Dafür werden je nach den für die Marktausweitung veranschlagten Initialpreisen Investitionen in der Höhe von schätzungsweise 500-4000 Millionen USD benötigt (Morse 2001). Marktanreize wie Produktionskredite oder CO₂-Abgaben könnten einen Hauptanteil dieser Summe liefern. Die CSP Global Market Initiative (GMI) fördert die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde. Bis zum Jahr 2015 sollen solche Kraftwerke mit einer Kapazität von 5000 Megawatt errichtet und die Stromgestehungskosten mittelfristig halbiert werden. Damit soll innerhalb von rund zehn Jahren diese Technik zur Marktreife geführt werden. Solarstrom soll dann voll konkurrenzfähig mit fossil erzeugtem Strom aus konventionellen Kraftwerken sein.

Auswirkungen auf die Schweiz – Erst nachdem die CSP Technologien marktreif und die Stromgestehungskosten konkurrenzfähig sein werden, kann der Stromimport aus solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken im Mittelmeerraum für die Schweiz eine gewisse Bedeutung erlangen.

Bewertung der Szenarien – Im Folgenden soll eine Zusammenfassung der Erkenntnisse und eine Bewertung der drei betrachteten Szenarien zur solarthermischen und solarchemischen Stromproduktion für die Schweiz vorgenommen werden.

Szenario 1: Elektrizität aus solarthermischen Kraftwerken (Rankine oder Brayton Cycle) – Weil in erster Linie der wachsende Strombedarf in den Mittelmeerländern gedeckt werden wird, steht im Jahr 2020 vermutlich nur ein geringer Anteil des verbliebenen Potenzials aus Rinnen- und Turmkraftwerken für Stromexporte nach Mitteleuropa zur Verfügung. Jedoch kann ab etwa 2030 der Stromimport mittels HGÜ aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeergebiet einen wichtigen Beitrag zum europäischen Strom-Mix leisten. Für Deutschland erwartet (Trieb 2002), dass im Jahr 2050 in der Mittelmeerregion 9 GW_e installierter Leistung für den Import aus solarthermischen Kraftwerken zur Verfügung stehen könnten.

Solarthermische Kraftwerke können an guten Standorten ohne Energiespeicher etwa 2000 bis 3000 Stunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb arbeiten. Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten von heute 0.09-0.16 EUR/kWh_e (BMU 2004). Wenn die vorhandenen Kostensenkungspotenziale der anstehenden globalen Markteinführung erschlossen werden, können diese Kosten innerhalb des kommenden Jahrzehnts halbiert werden. Die Zufuehrung von Brennstoffen führt zu besserer

Auslastung der Wärmekraftmaschine, da auf diese Art mehr Betriebsstunden erreicht werden können. Damit wird die Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionell betriebenen Kraftwerken deutlich verbessert. Je nach Anteil der Zufeuerung und abhängig von den Brennstoffpreisen können die Stromgestehungskosten gegenüber dem reinen Solarbetrieb um ca. 50% niedriger ausfallen. Dadurch werden schon heute Stromgestehungskosten erreicht, die ohne Fördermassnahmen nur wenige Cents über denen konventioneller Kraftwerke liegen. Energiespeicher erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, verbessern das Betriebsverhalten, bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerksblocks und verbessern die Erlössituation. Dadurch lassen sich die solaren Stromgestehungskosten eines solarthermischen Kraftwerks mit integrierter Speichertechnik gegenüber dem Betrieb ohne Speicher absenken. Mit einer sehr gross dimensionierten Speicherkapazität von 14 Volllaststunden könnte ein Parabolrinnenkraftwerk an einem guten Standort in Spanien etwa 3000 Volllaststunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb erreichen. In Südmarokko wären knapp 5600 und in Mauretanien gut 5800 Volllaststunden möglich (Czisch 2001).

Szenario 2: Elektrizität aus solarchemischen Kraftwerken (Zink) – Soll Sonnenenergie zukünftig in grossem Rahmen genutzt werden, muss sie in eine einfach transportierbare und lagerfähige Form mit hoher Energiedichte gebracht werden, um ihre zeitlich begrenzte Verfügbarkeit wettzumachen. Es ist zurzeit noch ungewiss, ob thermische Speichersysteme mit der für einen 24-Stundenbetrieb nötigen Kapazität in die heutigen Kraftwerkskonzepte integriert werden können. Wahrscheinlich wird eine solche Speicherkapazität längerfristig erst in solarchemischen Kraftwerken zur flexiblen Nutzung zur Verfügung stehen. Ein aus heutiger Sicht viel versprechendes Verfahren ist die chemische Speicherung von Sonnenenergie in metallischem Zink mittels karbothermischer bzw. rein solarer Reduktion von ZnO. Bei Bedarf kann Strom im grossen Massstab in Zn-Luft-Brennstoffzellen produziert und wie solarthermisch erzeugter Strom via HGÜ in die Schweiz transportiert werden. Diese Option dürfte etwa zeitgleich mit *Szenario 1* verfügbar sein. Im Gegensatz zu den in *Szenario 1* verwendeten thermischen Wärmespeichern erlaubt Zink eine äusserst flexible Speicherung auch über längere Zeit. Die etwas höheren Kosten dürften somit angesichts der ständigen Verfügbarkeit des Solarstroms akzeptierbar sein.

Szenario 3: Elektrizität aus solarchemischen Kraftwerken (Wasserstoff) – Längerfristig könnte in Solarkraftwerken im Mittelmeerraum sauberer Wasserstoff für den Export nach Mitteleuropa produziert werden. Einerseits könnte es interessant sein, in einem solarthermischen Kraftwerk in Zeiten hoher Produktion oder geringer Nachfrage mit überschüssiger Elektrizität Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser herzustellen. Andererseits könnte in einem solarchemischen Kraftwerk jederzeit aus dem solar hergestellten Zink mittels Hydrolyse sauberer Wasserstoff hergestellt werden. Der solare Wasserstoff würde dann via Wasserstoff-Pipelines in die Schweiz transportiert und dort vorwiegend für mobile Anwendungen zur Verfügung stehen. Eine energierelevante Einführung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sollte gemäss (DLR/IFEU/WI 2004) bis spätestens 2050 erfolgt sein, wenngleich eine breite Einführung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien nicht vor 2025 erforderlich und wegen der dann immer noch hohen Kosten volkswirtschaftlich auch nicht zweckmässig ist.

Fazit – Der Stromimport aus solaren Kraftwerken im Mittelmeerraum stellt für die Schweiz längerfristig eine interessante Option dar als Bestandteil des Portfolios erneuerbarer Energien. Im Vordergrund steht dabei zweifellos die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken zur direkten Einspeisung des Solarstroms ins Elektrizitätsnetz. Solarchemische Kraftwerke hingegen bieten die Möglichkeit zur flexiblen Speicherung der Sonnenenergie in Energieträgern wie Wasserstoff oder Zink, woraus nach Bedarf Strom für stationäre oder mobile Anwendungen erzeugt werden kann.

Tab. 8.9 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika und Indikatoren zur Stromerzeugung in solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken im Mittelmeerraum und den Strom- bzw. Wasserstofftransport in die Schweiz.

Tab. 8.9 Charakteristika und Indikatoren für die Stromerzeugung in solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken.

Physikalische und technische Potenziale von solarthermischen und solarchemischen Kraftwerken	Umwandlung von konzentrierter Solarstrahlung in elektrischen Strom und /oder Energieträger wie Wasserstoff bzw. Zink. Nutzung der direkten Solarstrahlung (DNI). Mindestanforderung: DNI > 1700-1750 kWh/m ² /a. Breitengrad < 35-40°				
Physikalisches Potenzial Schweiz Mittelmeerraum	4.8·10 ⁷ GWh _e /a (CH Stromverbrauch 5.5·10 ⁴ GWh _e /a in 2003) 1.3·10 ⁶ TWh _e /a (Weltstromverbrauch 13.93·10 ³ TWh _e /a in 2001)				
Technisch erschliessbares Potenzial (GW _e)	1990	2005	2020	2035	2050
Schweiz (nur bedingt, teuer)	0	0	(0.3)	(0.3)	-
Mittelmeerraum (für Stromimport)	0	0.1	7	91	-
Welt maximal	0.4	0.5	5-20 21	25-150 260	100- 1200
Technisch erschliessbares Potenzial (TWh _e /a)	1990	2005	2020	2035	2050
Schweiz (nur bedingt, teuer)	0	0	(0.4)	(0.4)	-
Mittelmeerraum (für Stromimport)	0	0.22	17.5-21	250	-
Welt maximal	0.84- 1.12	1.12- 2.25	12.5- 63.0	68- 1456	300- 6960
Dargebot (Vollbenutzungsstunden)	1990	2005	2020	2035	2050
Standortabhängig (nur gute Standorte)					
Schweiz (max.)	-	-	(1250)	(1375)	-
ohne TS ^a	2100	2250	2500	2750	3000
mit TS ^a	-	-	3000	5600	5800
Hybrid	2800	4500	-	-	-
Stand der Technik <i>Solarthermische Technologie:</i> Parabolrinnen + Rankine Cycle Solarturm + Rankine Cycle + TS ^a (Salzschmelze) Paraboloid + Stirling-Motor <i>Solarchemische Technologie:</i> Turmreflektor + Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Solarofen + Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	SEGS (30-80 MW _e) Solar Two (10 MW _e) EuroDish (10 kW _e) SOLZINC (0.5 MW _{th}) PSI/ETHZ (10 kW _{th})				
Technik (nächste Technologieentwicklung) <i>Solarthermische Technologie:</i> Parabolrinnen + Rankine Cycle (SEGS) + TS ^a Parabolrinnen + GuD (ISCCS) + TS ^a Solarturm + Luftreceiver + Rankine Cycle + TS ^a Paraboloid + Stirling-Motor <i>Solarchemische Technologie:</i> Turmreflektor + Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Solarturm + Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	2006 (AndaSol: 50 MW _e) ca. 2007 2006 (PS10: 10 MW _e) ca. 2010 ca. 2008 (SOLZINC 10 MW _{th}) ca. 2010 (PSI/ETHZ, 0.5 MW _{th})				
Wirkungsgrad ^c (%)	1990	2005	2020	2035	2050
<i>Solarthermische Technologie:</i>	-	14	20-25	23-28	25-30
Parabolrinnen	9-14	14	15-18	-	-
Solarturm	7-8	13-16	17-20	-	-
Paraboloid	-	23	-	-	-
<i>Solarchemische Technologie:</i>	-	-	9-22	10-24	11-25
Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b)	-	-	6-17	7-19	8-20
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	-	-	-	-	-
Marktreife					

Solarthermische Technologie: Parabolrinnen Solarturm Paraboloid Solarchemische Technologie: Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	Marktreif, Einführungsphase Markterprobt (354 MW _e); betriebssicher verfügbar Demonstriert (10 MW _e) Prototyp (10 kW _e) Forschungsphase Pilotanlagen bis 500 kW _{th} Testanlagen bis 10 kW _{th}				
Umweltauswirkungen	vgl. Kap. 1.5				
Lebensdauer	25-30 Jahre				
Planungsdauer	Standortsspezifisch; im Bereich von Monaten				
Investitionskosten (USD/kW _e)	1990	2005	2020	2035	2050
Solarthermische Technologie: (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	3000	4800-9100	2200-3600	1300-3000	800-2600
Solarchemische Technologie: Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) (Szenario 2; flexible Speicherung)	-	-	1950-3750	1500-2950	1200-2350
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b) (Szenario 3; flexible Speicherung)	-	-	2900-5950	2450-4750	2000-3850
Typische Betriebskosten (US\$/kW _h)	1990	2005	2020	2035	2050
Solarthermische Technologie: (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	3.0-3.5	1.0-3.3	0.3-1.4	-	-
Solarchemische Technologie: Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b)	-	-	3-7	2-4	1-2
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b)	-	-	5-10	3-6	2-3
Stromkosten (USD/kW _h) ohne Transport	1990	2005	2020	2035	2050
Solarthermische Technologie: (Szenario 1; begrenzte Speicherung)	0.16-0.20	0.099-0.143	0.033-0.062	0.023-0.052	0.015-0.044
Solarchemische Technologie: Zn/ZnO (Zn→Zn/Luft BZ ^b) (Szenario 2; flexible Speicherung)	-	-	0.17-0.31	0.11-0.19	0.07-0.11
Zn/ZnO (H ₂ →H ₂ /O ₂ BZ ^b) (Szenario 3; flexible Speicherung)	-	-	0.26-0.49	0.17-0.31	0.11-0.18
Transportkosten					
Stromtransport (Szenarien 1 und 2) Wasserstofftransport (Szenario 3)	< 0.01 EUR/kW _h pro 1000 km 3000 km: 0.015-0.02 EUR/kW _h 3000 km: 0.01-0.015 EUR/kW _h				
Demontageaufwand (USD/kW)	unbekannt				
Lernkurven	vgl. Kap.1.4; speziell Fig. 1.9 und Fig. 1.10				
Begründung	Technische Verbesserungen durch F&E; Komponenten- und Anlagengröße; Massenanfertigung; Einsparungen bei O&M.				

^a TS = Thermische Speicherung; ^b BZ = Brennstoffzelle; ^c Elektrischer Jahressystemwirkungsgrad

8.9 Abkürzungsverzeichnis

BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft
BFE	Bundesamt für Energie
BZ	Brennstoffzelle
CFLR	Compact Linear Fresnel Reflector
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CSP	Concentrating Solar Power
DNI	Direkte Normaleinstrahlung (Direct Normal Irradiation)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EUMENA	Akronym für Europa (EU) plus Middle East (ME) plus Nordafrika (NA)
GuD	Gas- und Dampfturbine
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	Internationale Energieagentur
ISCCS	Integrated Solar Combined Cycle System
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LEC	Levelized Energy Costs
LFR	Linear Fresnel Reflector
O&M	Betrieb und Unterhalt (Operation and Maintenance)
REFOS	Geschlossener volumetrischer Druckluftabsorber
SEGS	System zur solaren Stromerzeugung (Solar Electricity Generation System)
SNF	Schweizerischer Nationalfonds

8.10 Literatur

- ABB 2004 ABB (2004) High Voltage Direct Current (HVDC) electricity transmission over long distances by overhead transmission lines or submarine cables. Internet: www.abb.com/hvdc (18.5.2004)
- Aringhoff 2002 Aringhoff R., Geyer M., Herrmann U., Kistner R., Nava P., Osuna R. (2002) AndaSol – 50 MW Solar Plants with 9 Hour Storage for Southern Spain. Proc. 11th SolarPACES Int. Symposium on Concentrated Solar Power and Energy Technologies, Zurich, Switzerland, Sept. 4-6, 2002, pp. 37-41.
- BBW-Projekt 2001 Wieckert C. et al. (2001) SOLZINC: Solar carbothermic production of Zn from ZnO. EU-Projekt Nr. ENK6-2001-00512, BBW Nr. 01.0045-1, 2001-2005.
- Becker 2000 Becker M. et al. (2000) Solar Thermal Power Plants. Draft for EUREC Agency, May 3, 2000.
- BFE 2004 BFE (2004) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2003. Bundesamt für Energie, 2004.
- BFE-Projekt 2001 Sturzenegger M., Alxneit I., Tschudi H.R. (2001) Solarchemische Beiträge zur Reduktion des CO₂-Ausstosses. BFE-Projekt Nr. 43708, 2001-2007.
- BFE-Projekt 2003 Palumbo R., Steinfeld A., Meier A. (2003) Solar Chemical Reactor Engineering for the Solar Thermal Production of Zinc. BFE-Projekt Nr. 100323/150400, 2003-2004.
- BMU 2004 BMU (2004) Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2004. Internet: http://www.bmu.de/files/broschuere_ee_innov_zukunft.pdf (18.6.2004).
- BMU & KfW 2002 BMU und KfW (2002) Expanding the Market for Concentrating Solar Power – Moving Opportunities into Projects. Tagungsband der internationalen Konferenz vom 19./20. Juni 2002 in Berlin.
- BMU/BMZ/DLR 2002 BMU/BMZ/DLR (2002) Concentrating Solar Power Now – Clean energy for sustainable development. Kurzbroschüre zu Solarthermischen Kraftwerken, herausgegeben von BMU, BMZ und DLR, Juli 2002. Neudruck Oktober 2003.
- Broesamle 2001 Broesamle H., Mannstein H., Schillings C., Trieb F. (2001) Assessment of solar electricity potentials in North Africa based on satellite data and a geographic information system. Solar Energy 70 (1), pp. 1-12.
- Carlsson et al. 2003 Carlsson L., Flisberg G., Weimers L. (2003) Recent evolution in classic HVDC. Proc. 4th Int. Conference on Power Transmission & Distribution Technology 2003, Changsha, China.
- CIA World Factbook 2003 Internet: <http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/rankorder/2042rank.html>
- Cohen et al. 1999 Cohen G.E., Kearney D.W., Kolb G.J. (1999) Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants. Sandia National Laboratories and KJC Operating Company. SAND99-1290.
- CSP-GMI 2003 Expert Group CSP Global Market Initiative (2003) Second International Executive CSP Conference, Palm Springs, CA, October 2003.
- CSP-GMI 2004 Expert Group CSP Global Market Initiative (2004) CSP Global Market Initiative – Concrete Action for the Renewables 2004 Conference, Bonn, 1-4 June, 2004. Internet: http://www.solarpaces.org/GMI_DOCS.HTM (15.7.2004)

Czisch 2001	Czisch G., Kronshage S., Trieb F. (2001) Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung. In: FVS Themen 2001, pp. 51-63.
DLR/IFEU/WI 2004	Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI (2004) Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004.
Dreier & Wagner 2000	Dreier T., Wagner U. (2000) Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, Teil 1: Techniken und Systeme zur Wasserstofferzeugung. BWK 12-2000, S.41-48
Dürschmidt & Lorych 2002	Dürschmidt W., Lorych L. (2002) Solarthermische Kraftwerke – Potenziale und Umsetzung: Förderung und Nutzung der solarthermischen Stromversorgung. In: FVS Themen 2002, pp. 44-49.
ECOSTAR 2004	ECOSTAR (2004) ECOSTAR – European Concentrated Solar Thermal Roadmap. Coordination Action, Sixth Framework Programme. Third Project Coordination Meeting, Madrid, 24-25 May 2004.
EGES 1988	Expertengruppe Energieszenarien (1988) Neue, erneuerbare Energien. Eidg. Institut für Reaktorforschung (EIR), Würenlingen.
Energie-Spiegel 2001	Energie-Spiegel – Facts für die Energiepolitik von Morgen (2001) Solarchemie – Der andere Weg. Newsletter des GaBE, Paul Scherrer Institut, Nr. 5 / November 2001.
ESTIR 2002	ESTIR (2002) Scientific and Technological References – Energy Technology Indicators. Area: Electricity Generation, Sector: Solar Thermal for electricity, December 17, 2002. Internet: http://www.cordis.lu/eesd/src/indicators.htm (27.5.2004)
Fahrni 2002	Fahrni R. (2002) Hydrogen Production – An Overview of Hydrogen Production Methods and Costs Today. Term Paper, ETH – Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Switzerland.
FVS 2002	FVS (2002) FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002.
FVS 2003	FVS (2003) Eckpunktepapier des ForschungsVerbunds Sonnenenergie für ein neues Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Juni 2003.
Gantner & Hirschberg 1997	Gantner U., Hirschberg S. (1997) Entwicklung der Nutzung Regenerativer Energiequellen in der Schweiz. Beitrag zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Schweiz 50%. Paul Scherer Institut, Villigen, Juni 1997.
GEF 2001	GEF (2001) Thematic Review of GEF-Financed Solar Thermal Projects. Monitoring and Evaluation Paper 7, October 2001. Prepared for the Global Environment Facility (GEF) by Mariyappan J. (Imperial College) and Anderson D. (GEF).
Geyer 2002	Geyer M. et al. (2002) Solarthermische Kraftwerke – Technologie und Perspektiven: Parabolrinnensysteme. In: FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 14-22.
Geyer & Quaschnig 2000	Geyer M., Quaschnig V. (2000) Solar thermal power – The seamless solar link to the conventional power world. Renewable Energy World, Jul-Aug 2000, pp. 184-191.

-
Greenpeace/ESTIA 2003	Greenpeace/ESTIA (2003) Solar Thermal Power 2020 – Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change. Brochure published by European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA) and Greenpeace International (Editor C. Aubrey), Palm Springs, USA, October 24, 2003.
Groenendaal 2002	Groenendaal B.J. (2002) Solar Thermal Power Technologies. Monograph in the framework of the VLEEM Project ECN-7.7372 (EC Fifth Framework Programme: Energy, Environment and Sustainable Development).
Herrmann 2002	Herrmann U., Kelly B., Price H. (2002) Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants. <i>Energy</i> 29 (5-6), pp. 883-893.
Herrmann & Kearney 2002	Herrmann U., Kearney D.W. (2002) Survey of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Power Plants. <i>J. Solar Energy Eng.</i> 124, pp. 145-152.
IEA 2003	IEA (2003) Renewables for Power Generation – Status and Prospects. International Energy Agency, 2003.
Kearney 2003	Kearney D. (2003) Concentrating Solar Power Systems. Market Pull/Technology Push – Where to Invest. National Center for Photovoltaics and Solar Program Review Meeting, March 24-26, 2003, Denver, CO.
Kistner 2003	Kistner R. (2003) Simulation of Solar Thermal Power Plants and Their Evaluation Emphasizing on Energy Economic Issues and Financing Issues. <i>Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 506</i> . Düsseldorf: VDI Verlag 2003.
Kribus 1996	Kribus A. (1996) High-Concentration Solar Energy Optics. <i>Proc. of Sun Day Symp.</i> , Weizmann Institute of Science, Rehovot, Israel, May 1996.
Laing 2002	Laing D. et al. (2002) Solarthermische Kraftwerke – Technologie und Perspektiven: Dish-Stirling-Systeme. In: <i>FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie</i> , Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 30-34.
Lehmann et al. 1997	Lehmann H., Reetz T., Roewer S., Liedtke C. (1997) Ökologische Chancen und Risiken grosstechnisch angelegter solarthermischer Kraftwerke. Wuppertal Institut für Klima, Energie und Umwelt im Auftrag der BMW AG. Download: www.isusi.de/downloads/solarthermie.pdf (11.5.2004)
Mancini 2003	Mancini T., Heller P., Butler B., Osborn B., Schiel W., Goldberg V., Buck R., Diver R., Andraka C., Moreno J. (2003) Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status. <i>J. Solar Energy Eng.</i> 125, pp. 135-151.
MeteoWallis 1995	Wuillemin D., Brack M., Bulgheroni W., Durisch W., Meier Z. (1995) Meteo Wallis: Einstrahlungsdaten, Schlussbericht. PSI Bericht Nr. 95-16, Dezember 1995.
Mills 2004	Mills D. (2004) Advances in solar thermal electricity technology. <i>Solar Energy</i> 76, pp. 19-31.
Morse 2001	Morse F.H. (2001) The Commercial Path Forward for Concentrating Solar Power Technologies – A Review of Existing Treatments of Current and Future Markets. Document prepared for Sandia National Laboratories. SAND2001-2520P.
Nitsch 2002	Nitsch J. (2002) Potenziale der Wasserstoffwirtschaft. Gutachten für den Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart, Juni 2002.
Pilkington 1996	Pilkington (1996) Status Report on Solar Trough Power Plants. Study prepared for the German Federal Ministry for Education, Science, Research, and Technology: Prepared by Pilkington Solar International GmbH, Cologne, Germany, 1996.
-

-
Pilkington et al. 1996	Pilkington et al. (1996) Solar Thermal Power – Now. A Proposal for Rapid Market Introduction of Solar Thermal Technology. Co-operative Position Paper of Pilkington Solar International (ed.), KJC, SOLEL Solar Systems Ltd., DLR, Plataforma Solar de Almería, CIEMAT, Bechtel, Fichtner GmbH & Co., and Schott Rohrglas GmbH.
Pitz-Paal 2002	Pitz-Paal R. et al. (2002) Solarthermische Kraftwerke – Technologie und Perspektiven: Solarturmkraftwerkssysteme. In: FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 23-29.
Pitz-Paal 2004	Pitz-Paal R. (2004) Solarthermische Kraftwerke – Wie die Sonne ins Kraftwerk kommt. Phys. Unserer Zeit 35 (1), Weinheim: Wiley-VCH Verlag 2004.
Price 2002	Price H., Lüpfert E., Kearney D.W., Zarza E., Cohen G., Gee R., Mahoney R. (2002) Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology. J. Solar Energy Eng. 124, pp. 109-125.
Price & Carpenter 1999	Price H., Carpenter S. (1999) The Potential for Low-Cost Concentrating Solar Power Systems. IECEC, Vancouver, British Columbia, Canada, August 1-5, 1999. NREL/CP-550-26649.
Price & Kearney 1999	Price H., Kearney D. (1999) Parabolic-Trough Technology Roadmap: A Pathway for Sustained Commercial Development and Deployment of Parabolic-Trough Technology. NREL/TP-550-24748.
Quaschnig 2002	Quaschnig V., Dersch J., Trieb F., Ortmanns W. (2002) Hybride Solarkraftwerke. In: FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 50-54.
Quaschnig 2003	Quaschnig V. (2003) Spanien bringt Erneuerbare in Fahrt. Sonne Wind & Wärme 1/2003, pp. 26-29.
Quaschnig 2004	Quaschnig V. (2004) Technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation. Solar Energy 77, pp. 171-178.
Quaschnig et al. 2003	Quaschnig V., Geuder N., Richter C., Trieb F. (2003) Contribution of Concentrated Solar Thermal Power for a Competitive Sustainable Energy Supply. Clean Air 2003, Lisbon, Portugal.
Quaschnig & Geyer 2000	Quaschnig V., Geyer M. (2000) Konzentration auf die Sonne. Sonne Wind & Wärme 4/2000, pp. 50-53.
Quaschnig & Geyer 2001	Quaschnig V., Geyer M. (2001) Optimale Einsatzgebiete für solarthermische Kraftwerke und Photovoltaikanlagen. 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, Deutschland, 14.-16. März 2001, S. 272-277.
Quaschnig & Trieb 2001	Quaschnig V., Trieb F. (2001) Solar Thermal Power Plants for Hydrogen Production. HYPOTHESIS IV Symposium, Stralsund, Germany, September 9-14, 2001, pp. 198-202.
RES 2003	Quaschnig V. (2003) Regenerative Energiesysteme. Carl Hanser Verlag München Wien 2003, p. 26.
Romero 2002	Romero M., Buck R., Pacheco J.E. (2002) An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies. J. Solar Energy Eng. 124, pp. 98-108.
Sargent & Lundy 2003	Sargent & Lundy (2003) Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts. Prepared for Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory. Final SL-5641, May 2003. Subcontractor Report to National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/SR-550-35060, October 2003.
-

-
Schild 2002	Schild P. (2002) Solar Thermal Power: European Perspective. Proc. 11 th SolarPACES Int. Symposium on Concentrated Solar Power and Energy Technologies, Zurich, Switzerland, Sept. 4-6, 2002, pp. 647-652.
Schlaich & Schiel 2002	Schlaich J., Schiel W. (2002) Aufwindkraftwerke. In: FVS Themen 2002, pp. 85-89.
SGS 1996	Schweiz. Greina-Stiftung (1996) Neue SGS-Energiestudie 1996-2070 – Marktwirtschaft im Schweizer Landschafts- und Gewässerschutz. Zürich, Mai 1996.
SolarPACES 2003	IEA SolarPACES Annual Report 2002 (2003) Ed. M. Geyer, DLR.
SolarPACES 2004	IEA SolarPACES Annual Report 2003 (2004) Ed. M. Geyer, DLR.
SOLZINC 2003	Bruesewitz M., Semrau G., Epstein M., Vishnevetsky I., Frommherz U., Kräupl S., Palumbo R., Wieckert C., Olalde G., Robert J.-F., Osinga T., Steinfeld A., Santén S. (2003) Solar carbothermic production of Zn and power production via a ZnO-Zn cyclic process. Proc. ISES Solar World Congress, Gothenburg, Sweden, June 14-19, 2003.
Steinfeld 2002	Steinfeld A. (2002) Solar hydrogen production via a two-step water-splitting thermochemical cycle based on Zn/ZnO redox reactions. Int. J. Hydrogen Energy 27, pp. 611-619.
Steinfeld & Meier 2004	Steinfeld A., Meier A. (2004) Solar Fuels and Materials. In: Encyclopedia of Energy, C. J. Cleveland Ed., Elsevier, Vol. 5, pp. 623-637.
Steinfeld & Palumbo 2001	Steinfeld A., Palumbo R. (2001) Solar Thermochemical Process Technology. In: Encyclopedia of Physical Science and Technology, R. A. Meyers Ed., Academic Press, Vol. 15, pp. 237-256.
SW&W 2004	Juhran M. (2004) Sonne macht der Kohle Dampf. Sonne Wind & Wärme 9/2004, pp. 26.
Tamme et al. 2002	Tamme R., Sattler C., Jörissen L. (2002) Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken der Erzeugung. In: FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 100-104.
Tamme et al. 2004	Tamme R., Laing D., Steinmann W.-D. (2004) Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough. J. Solar Energy Eng. 126, pp. 794-800.
TREC 2004	TREC (2004) A Renewable Energy and Development Partnership EU-ME-NA for Large Scale Solar Thermal Power and Desalination in the Middle East and in North Africa. Thematic Background Paper for the MENAREC Conference in Sana'a, April 21-22, 2004, in preparation of the international conference renewables2004 in Bonn, June 1-4, 2004. Proposal by the Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation TREC (www.trec-eumena.org) for a World Sustainability Project.
Trieb 2002	Trieb F., Quaschnig V., Schillings C., Kronshage S., Czisch G. (2002) Solarthermische Kraftwerke – Standortpotentiale, Standortanalysen, Stromtransport. In: FVS Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14.-15. Oktober 2002, pp. 36-43.
Trieb et al. 2002	Trieb F., Nitsch J., Kronshage S., Schillings C., Brischke L.-A., Knies G., Czisch G. (2002) Combined solar power and desalination plants for the Mediterranean region – sustainable energy supply using large-scale solar thermal power plants. Desalination 153, 2002, pp. 39-46.
-

Tyner 2001	Tyner C.E., Kolb G.J., Geyer M., Romero M. (2003) Concentrating Solar Power in 2001. An IEA/SolarPACES Summary of Present Status and Future Prospects. SolarPACES Task I: Electric Power Systems, May 2001.
Wagner et al. 1996	Wagner u., Geiger B., Reiner K. (1996) Untersuchung von Prozessketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. IfE Schriftenreihe, Heft 34, 1996.
WBGU 2003	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2003) Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2003, pp. 74-75.
WEA 2000	World Energy Assessment (2000) Energy and the challenge of sustainability. United Nations Development Programme (UNDP), United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council (WEC).
Weinrebe 2000	Weinrebe G. (2000) Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken. Dissertation Universität Stuttgart.
Welford & Winston 1989	Welford W.T., Winston R. (1989) High collection nonimaging optics. San Diego: Academic Press, 1989.
Wenzlawski 2003	Wenzlawski H. (2003) The Global CSP Market – Its Industry, Structure and Decision Mechanisms. Diplomarbeit, Universität Hamburg, Oktober 2003.
Wieckert 2004	Wieckert C. (2004) Abschätzung des technischen Potenzials des Zn/ZnO-Kreisprozesses. Persönliche Mitteilung, 13.5.2004.
World Bank 1999	World Bank (1999) Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report prepared by Enermodal Engineering Ltd. in association with Marbek Resource Consultants Ltd., May 5, 1999.
Zarza 2002	Zarza E., Valenzuela L., León J., Weyers H.-D., Eickhoff M., Eck M., Hennecke K. (2002) The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Trough Systems. Operating and Maintenance Experience and Update on Project Status. J. Solar Energy Eng. 124, pp. 126-133.

9 Geothermie

9.1 Einführung

Das Ziel dieses Kapitels ist die Beschreibung des Potenzials zur geothermalen Stromproduktion in der Schweiz. Dies beinhaltet geothermale Ressourcen, die zu erwartende Technologie sowie deren zukünftige Entwicklung, potenzielle Kosten und andere Aspekte wie beispielsweise ökologische Gesichtspunkte und Fragen der Nachhaltigkeit. Der Abschnitt zu den geothermalen Ressourcen beschreibt zunächst, welche Arten der geothermalen Ressourcen zur Stromerzeugung geeignet sind, inkl. Der Reichweite und Klassifizierung verschiedener Typen von Ressourcen, und welche Faktoren wichtig für die Wärmerückgewinnung sind. Das Hauptaugenmerk dieser Untersuchung liegt auf dem technischen Potenzial der geothermalen Stromerzeugung in der Schweiz, d.h. wie viel Elektrizität könnte unter Verwendung von aktuellen bzw. zukünftigen Technologien produziert werden. Das Ausmass der möglichen Wärmeengewinnung zur Stromerzeugung auf verschiedenen Kostenniveaus hängt von der lokalen Geologie ab, welche momentan für die Schweiz nicht vollständig untersucht ist. Der zweite Abschnitt beschreibt die Technologie der Bohrungen, der Rissbildung und der Stromproduktion sowie deren Kosten und das Potenzial zur Kostenreduktion. Durch die Kenntnis der relativen Anteile der einzelnen Beiträge zu den Gesamtkosten und deren möglichen Reduktionspotenzialen ermöglichte die Entwicklung eines Modells zur Berechnung der Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen Verhältnissen der geothermalen Ressourcen. Dieses Modell ist jedoch noch in entscheidendem Ausmass von einigen relativ unsicheren Daten abhängig, insbesondere den potenziellen lokalen Flussraten des geothermalen Fluids. Der Schlussabschnitt dieses Kapitels behandelt ökologische Fragen wie z.B. die Verwendung oder Entsorgung der Abwärme und des Abwassers, den Landverbrauch sowie andere Nachhaltigkeitsindikatoren.

9.1.1 Globale und Europäische Stromversorgung, Wärmeversorgung und Trends

Im Jahr 2000 betrug die weltweite Stromproduktion aus geothermalen Quellen 49.3 TWh bei einer installierten Kapazität von 7974 MW_e (IEA 2003). Dies resultierte jedoch aus Trockendampf- und hydrothermischen Ressourcen. Obwohl eine beschränkte Anzahl von Anlagen zur Untersuchung des „Hot Dry Rock“-Verfahrens (HDR) existierten, trugen diese nicht signifikant zur Elektrizitätsproduktion bei. Das ursprüngliche Konzept der HDR-Stromproduktion aus künstlich geschaffenen Rissen im nicht permeablen „trockenen“ Gestein wurde laufend verändert in Richtung einer Nutzung von Reservoirs mit natürlichen Rissen. Der neue Begriff „Enhanced Geothermal Systems“ (EGS) beinhaltet ein Spektrum mit dem „Hot Dry Rock“-Verfahren an einem Ende sowie der Verbesserung von natürlichen hydrothermalen Systemen am anderen Ende. Das bedeutendste Beispiel der EGS stellte jedoch bis heute die Rückinjektion von Wasser in eine ausgebeutete Trockendampf-Formation bei Geysiren in Kalifornien. Dies ist jedoch nicht mit den geothermalen Ressourcen in der Schweiz vergleichbar.

Wärmeengewinnung stellt natürlich die hauptsächliche Nutzung geothermischer Energie dar. Die Energiemenge, welche aus geothermischen Ressourcen als Elektrizität gewonnen werden kann, ist jedoch deutlich geringer. Aufgrund der niedrigen Temperaturen der Ressourcen liegen die thermischen Wirkungsgrade im Bereich von 10%, die gesamte Abwärmemenge aus der Stromproduktion machte im Jahr 2000 annähernd 450 TWh aus, wovon der Grossteil in die Umgebung freigesetzt wurde.

9.1.2 Schweizer Stromversorgung, Wärmeversorgung und Trends

Derzeit wird in der Schweiz keine Elektrizität aus geothermischen Quellen produziert, im Rahmen des Projekts in Basel ist jedoch die Errichtung einer Anlage mit 3 MW_e geplant, deren Stromproduktion im Jahr 2009 oder 2010 beginnen soll. Basel wurde teilweise wegen des vorhandenen Marktes für die Abwärme gewählt, über eine längere Zeitperspektive erscheint es jedoch wahrscheinlich, dass der

Stromversorgung aus kleinen, dezentralisierten Anlagen, welche sich nicht unbedingt in städtischen Gebieten befinden, den limitierten Markt für Fernwärme übertreffen wird.

9.2 Technologiebeschreibung

9.2.1 Aktuelle Technologien

Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energieformen existiert zur Stromerzeugung aus geothermischen Quellen keine Vielzahl an Technologien. Als Basistechnologie für hydrothermale und erweiterte geothermale Systeme dienen Anlagen mit binärem Kreislauf, wie in Fig. 9.1 dargestellt.

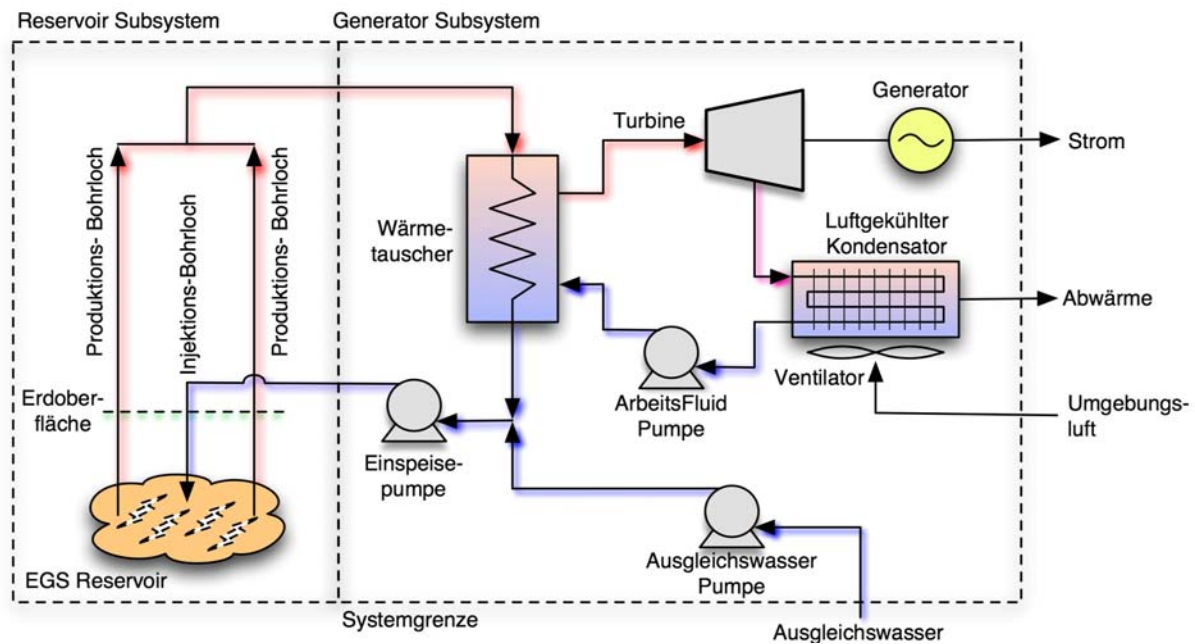


Fig. 9.1 Schematische Darstellung einer Stromerzeugungsanlage mit binärem Kreislauf (Kutscher 2001).

Das heiße geothermale Fluid stammt entweder aus einem Injektionsbohrloch und einem Produktionsbohrloch („Doublet“) oder aus einem Injektionsbohrloch und zwei Produktionsbohrlöchern („Triplett“). Das heiße Wasser wird zur raschen Verdampfung einer organischen Flüssigkeit in einem Rankine Kreislauf verwendet. Der Dampf wird zum Antrieb eines Generators über eine Turbine genutzt, die Abwärme wird entweder in die Umgebungsluft oder ein Gewässer in der Nähe abgelassen, kann jedoch auch zur lokalen Wärmeversorgung genutzt werden. Der kondensierte Dampf wird in den Wärmetauscher rückgeführt und das abgekühlte geothermische Fluid wird mit einer Pumpe zurück in das Injektionsbohrloch gepumpt. Wasserverluste innerhalb der geothermischen Gesteinsformation müssen durch Oberflächenwasser ausgeglichen werden.

Anlagen mit binärem Kreislauf sind aus verschiedenen Gründen eher klein, die Leistungen liegen zwischen einigen hundert Kilowatt bis in den zweistelligen Megawatt-Bereich. Die Produktion mit einem einzigen Bohrloch ist beschränkt, thermische Verluste und Kosten für Rohrleitungen verunmöglichen die Kombination mehrerer Bohrlöcher zum Betrieb eines Generators. Die Abführung der Wärme in die Umgebungsluft kann bei grossen Anlagen schwierig oder teuer sein und falls die Abwärme genutzt werden kann, spielt möglicherweise auch die Grössenordnung des Wärmebedarfs eine Rolle. Tab. 9.1 zeigt typische Charakteristika von Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung in verschiedenen Grössen, beispielsweise Strom- und Wärmeproduktion, Pumpverluste, Nettostromerzeugung, Abwärme, Gesamtwirkungsgrad, Fluss- und Verlustraten des Fluids, Produktions- und Injektionstemperaturen.

Tab. 9.1 Charakteristika geothermischer Stromproduktionsanlagen (USDOE/NREL 2001).

Charakteristika	Einheit	2010	2020	2030
Reservoir-Volumen	10^6 m^3	99	498	396
Produktionsdauer	a	20	20	20
Anzahl der Triplets		1	2	4
Triplet-Flussrate	m^3/h	224	291	291
Flussverluste	%	5-15	5-15	5-15
Geothermischer Gradient	$^{\circ}\text{C}/\text{km}$	65	65	65
Tiefe der Bohrlöcher	km	4	4	4
Produktionstemperatur	$^{\circ}\text{C}$	225	225	225
Netto-Fluid-Wirkungsgrad	kWh/m^3	30.1	30.8	30.8
Anlagenkapazität	MW_e	6.8	17.9	35.8
Pumplast	MW_e	1.2	3.12	6.24
Netto-Anlagenkapazität	MW_e	5.6	14.8	29.6
Nutzungsgrad	%	83	85	90
Jährliche Stromproduktion	GWh	40.4	110.1	233.1

Die zweite Anlagengeneration und ausgereifte Technologie werden 2020 bzw. 2030 verfügbar sein.

9.2.2 Zukünftige Technologien

Es kann angenommen werden, dass Anlagen mit binärem Kreislauf für den Untersuchungszeitraum dieser Studie die Basistechnologie zur Stromerzeugung darstellen werden. Forschung und Entwicklung werden vorangetrieben, das Hauptaugenmerk liegt jedoch auf Möglichkeiten zur Verringerung der Kosten der aktuellen Systeme. Anlagen mit binärem Kreislauf werden bereits zur Nutzung hydrothormaler Ressourcen verwendet, die Technologieentwicklung folgt also gegenwärtigen Erfahrungen in der Kostenreduktion. Eine der Möglichkeiten ist eine Abwandlung des binären Kreislaufs, indem als Fluid eine Mischung aus Ammoniak und Wasser verwendet wird. Dies wird als Kalina-Kreislauf bezeichnet. In Fig. 9.2 ist der Kraftwerksteil des Gesamtsystems ohne das geothermale Reservoir aus Fig. 9.1 dargestellt. Zu beachten ist hier, dass die kalte Arbeitsflüssigkeit einerseits im normalen Heizer durch das geothermale Fluid erwärmt wird, andererseits auch im Wärmetauscher mittels Abwärme aus dem unteren Teil des Separators. Dieser Kreislauf weist einen höheren thermischen Wirkungsgrad auf und wurde in Demonstrationsanlagen in den USA und Island betrieben. Ob durch diesen höheren Wirkungsgrad die höheren Kosten der Anlage kompensieren kann, hängt von verschiedenen Faktoren ab, bei welchen noch Forschungsbedarf besteht. Eine weitere Möglichkeit zur Modifikation des binären Kreislaufs wäre die Verbesserung der Wärmeabgabe in die Luft durch die Anwendung von Verdampfungskühlung. Dies könnte eine attraktive Option an Standorten mit geringer Luftfeuchtigkeit und genug vorhandenem Wasser zur Verdampfung sein. Falls ausreichend Wasser zur Verfügung steht, wäre die direkte Wärmeabgabe ins Wasser natürlich effektiver.

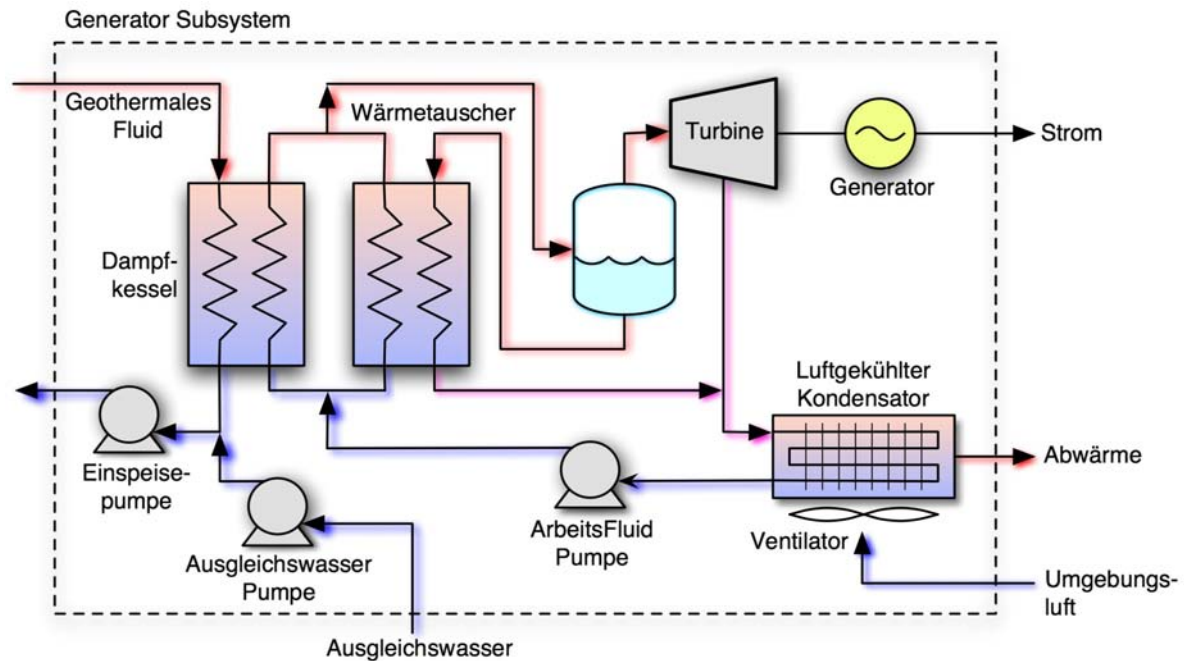


Fig. 9.2 Schematische Darstellung einer Stromproduktionsanlage mit binärem Kalina-Kreislauf (Kutscher 2001).

Da die Erforschung und Ausbeutung der Ressourcen einen grossen Anteil an den gesamten Stromgestehungskosten aufweisen (annähernd 50%, siehe Kap. 9.4), konzentriert sich die Forschung für zukünftige Technologien auf die Verringerung der Bohrkosten. Bohrkosten hängen hauptsächlich von den Kosten der Bohranlage pro Stunde oder Tag ab sowie vom Zeitaufwand für jedes Bohrloch. Die Kosten pro Tag bewegen sich um die 15'000 USD, abhängig von der Grösse der Bohranlage, Betriebskosten und den Kosten von Betriebsstoffen wie dem Bohrschlamm. Die Bohrdauer hängt zum Grossteil von der Tiefe des Bohrlochs und den während der Bohrung auftretenden Problemen ab. Es kann eine Vielzahl von Schwierigkeiten auftreten wie beispielsweise der Bruch des Bohrkopfs, das Abscheren der Bohrstange oder das Eindringen von Schlamm in die auszubeutende geologische Formation, um nur einige zu nennen. Die meisten dieser Probleme ziehen eine Entfernung des Bohrgestänges und eine anschliessende Wiedereinführung nach sich, was unproduktiv und ein teurer Zeitverlust ist. Sogar die normale Abnutzung unter optimalen Bohrbedingungen ist die Hauptursache für ein nicht-lineares Ansteigen der Bohrkosten mit zunehmender Tiefe. Bei einem vorhandenen Tiefenregime können die Bohrkosten jedoch annähernd eine lineare Abhängigkeit von der Tiefe aufweisen. Diese Kosten liegen bei typischen geothermischen heissen Gesteinsformationen bei etwa 700-1000 EUR/m oder 1000-1500 CHF/m, abhängig von den Kostendefinitionen, beispielsweise ob die Überwachung des Bohrprozesses beinhaltet ist. Erfahrungen in Europa (Soulitz) lassen auf Werte im oberen Bereich schliessen.

Die Zahl der kontrollierbaren Einflussgrössen während des Bohrens ist begrenzt. Regulierbar sind grundsätzlich die Umdrehungsgeschwindigkeit des Bohrkopfes, der Druck gegen das Gestein sowie die Flussrate und die Zusammensetzung des Schlammflusses, welcher Bohrkopf und -röhre kühlt und schmiert, den Druck am Ende des Bohrlochs kontrolliert und das ausgebrochene Gestein abtransportiert. Das Problem der Kontrolle und der Optimierung dieser Parameter wird noch durch das Fehlen von Echtzeit-Information zur Art des Gesteins, zur Temperatur, zum Vorhandensein von Flüssigkeiten unter hohem Druck oder zum Verhalten des Bohrkopfes an sich erschwert. Grosse Teile der Forschung zu Bohrungen beziehen sich auf die für Öl- und Gasbohrungen interessanten Gesichtspunkte. Aktuelle Forschungsaktivitäten, die für die Suche und Ausbeutung von geothermalen Ressourcen interessant sind, konzentrieren sich auf folgende Gebiete:

- Verbesserung der Bohrkronen – Bei konventioneller geothermischer Bohrtechnologie werden rotierende Bohrköpfe verwendet. Eine Erhöhung der Rotationsgeschwindigkeit und der

Lebensdauer der für hartes Gestein verwendeten Kronen hat offensichtliche Vorteile. Der Schwerpunkt der technischen Forschung für verbesserte Bohrkronen liegt auf der „Polycrystalline Diamond Compact (PDC)“-Technologie, bei der polykristalline Diamantfräser, aufgelötet auf Kronenköpfe aus Wolframkarbid verwendet werden. Zwei Beispiele dieses Bohrkronendesigns sind in Fig. 9.3 dargestellt. Das zweite Bild zeigt verbesserte integrierte Schlammdüsen. Die Forschung zeigt, dass Mikroblasen bildende Hochdruckdüsen synergetische Verbesserungen durch eine Verringerung der Scherkräfte und eine höhere Lebensdauer der Bohrer bringen. Schlag- oder Hammerbohrer, die mit Druckluft angetrieben werden, weisen laut Literatur gegenüber Rotationsbohrern Kostenvorteile auf, nicht jedoch im Zusammenhang mit geothermischen Bohrungen, für diesen Zweck erschienen sie als nicht geeignet. Weiter fortgeschrittene Forschungsgebiete betreffen Bohrer, die mit thermaler Spaltung, Schmelzen oder Verdampfen des Gesteins arbeiten, oder mit chemischen Reaktionen oder mechanischer Beanspruchung zur Entfernung des Gesteins. Die meisten dieser Ideen existieren schon jahrelang, sind jedoch weit weg von der praktischen Anwendung in näherer oder mittlerer Zukunft.

- **Schlanke Bohrungen** – Konventionelle Bohrlöcher sind am oberen Ende breit (bis zu 1 m Durchmesser) und verdünnen sich nach unten hin in einer Abfolge von zylindrischen Stufen mit abnehmendem Durchmesser. Ein Bohrloch wird so gestaltet, dass in der vorgesehenen Tiefe ein bestimmter Durchmesser erreicht wird, die Zahl der Stufen und der Durchmesser an der Oberfläche hängen also von dieser Tiefe ab. Dieser Prozess führt natürlich dazu, dass eine viel grössere Menge an ausgebohrtem Material entfernt werden muss, und dass viel mehr Zeit zum Entfernen und Wiedereinsetzen des Bohrgestänges nötig ist. Die sogenannte „slimhole boring“ Technologie vermeidet dies Probleme, indem ein Loch mit konstantem Durchmesser über die gesamte Tiefe gebohrt wird. Der Durchmesser des Bohrlochs bei diesem Verfahren ist beschränkt. Typisch sind Werte von 7-10 cm (3“-4“), das obere Limit liegt bei etwa 15 cm (6“). Das heisst, dass diese Technik eher zur Verringerung der Kosten bei den Versuchsbohrungen als bei den Produktionsbohrlöchern geeignet ist. Diese Kostenreduktion kann jedoch auch von grosser Bedeutung sein. Es sind Kostenverringerungen von mehr als 60% dokumentiert (von 1250 USD/m auf 500 USD/m). Die kleineren Löcher für die Versuchsbohrungen bedeuten, dass das Bohrloch einen grösseren Anteil am Widerstand gegenüber dem Fluidfluss durch das heisse Gestein verursacht und daher die Forschung eine Anpassung der Berechnungen zur Abschätzung der Gesteinspermeabilität beinhaltet. Obwohl Flussraten aus geothermischen Bohrungen mit solch geringen Durchmessern als ungenügend für einen ökonomischen Betrieb von Generatoren in der heute üblichen Grössenordnung angesehen werden, könnte eine deutliche Verringerung der Bohrkosten für Erforschung und Nutzung der Ressourcen dazu führen, dass geothermal betriebene Mikro-Generatoren im Leistungsbereich von etwa 10-100 MW_e ökonomisch betrieben werden können, insbesondere in abgelegenen Gebieten.
- **Forschung zum Bohrschlamm** – Wie schon erwähnt, kühlt und schmiert der Bohrschlamm die Bohrkronen und das Bohrgestänge, sorgt für den Druck im Bohrloch und transportiert das ausgebrochene Gestein ab. Verlust von Schlamm in das umliegende Gestein kann zu Schwierigkeiten führen. Aus diesem Grund wird an der Beobachtung des Schlammflusses hinsichtlich solch plötzlicher Verluste sowie an Versiegelungsmethoden zur Verhinderung der Verluste geforscht. Aktuelle Forschungsergebnisse beinhalten die Verwendung von PU-Schaum um Löcher zu stopfen und vergebende Zirkulation zu verhindern. Konventionelle Öl- oder Gasbohrungen verwenden Schlämme mit hoher Dichte, sodass die hohe Schlammssäule im Bohrloch hohen Druck am Boden des Lochs gewährleistet und somit dem Druck von vorhandenem Gas oder Öl entgegenwirkt. Heisse Gesteinsformationen stellen im Gegensatz dazu eine Niederdruckumgebung dar. Daher wird auch an der Beifügung von Additiven mit geringer Dichte, wie z.B. Mikro-Glaskugeln, geforscht, um den Schlammdruck zu reduzieren.
- **Bohrgestänge** – Das Gewicht des Bohrgestänges kann den limitierenden Faktor hinsichtlich erreichbarer Bohrtiefe mit Bohranlagen jeder bestimmten Grösse darstellen. Daher wird an

leichtgewichtigen Bohrrohren geforscht, um konventionelle Stahlrohre zu ersetzen. Die Forschung beinhaltet die Verwendung von Kohlefaserrohren.

- Echtzeitüberwachung der Bohrung („Diagnostics While Drilling (DWD)“) – Wie zuvor erwähnt, kann eine Veränderung der Bohr-Parameter oder der Geologie Probleme verursachen, die über mehrere Minuten bis hin zu einer Stunde nicht ersichtlich sind. Daher wird an der Überwachung der Verhältnisse am Bohrkopf, etwa der Temperatur, dem Druck, dem Zustand des Gesteins und der Bohrmeissel sowie des Bohrverhaltens, geforscht. Das eigentliche Ziel ist eine Überwachung dieser Parameter in Echtzeit, eine Übermittlung der Informationen an die Oberfläche, sofortiges Feedback an den Betreiber und als Reaktion Steuerungssignale zurück ins Bohrloch. Die Forschung konzentriert sich hier auf zwei Bereiche.
 - Hochtemperatur-Elektronik – Der Boden des Bohrlochs in heißen Gesteinsformationen ist eine sehr feindliche Umgebung. Elektronische Sensoren und Mikroprozessoren weisen derzeit eine Ausfallsrate von etwa 90% bei Temperaturen von unter 200°C (400 F) auf. Die Funktion von Elektronikbauteilen, die Temperaturen bis zu 300°C (575 F) aushalten können, wurde im Labor demonstriert und in Bohrlöchern mit Temperaturen bis zu 250°C (475 F) getestet.
 - Bohrloch-Telemetrie – Derzeit geschieht die Kommunikation mit dem Bohrkopf, beispielsweise zur Steuerung durch eine Taktung des Schlammflusses bei Frequenzen von etwa 10 baud (bits/s). Die Forschung zielt auf die Verwendung von akustischen Signalgebern ab, um Daten durch die Stahlrohre des Bohrgestänges mit Frequenzen von 100-200 kbaud zu übermitteln. Die Verwendung von einer verschleißbaren Faseroptikverbindung im Bohrgestänge wird auch untersucht und würde sogar noch höhere Kommunikationsfrequenzen erlauben.

In Fig. 9.3 bis Fig. 9.6 sind einige Beispiele zur oben beschriebenen Forschung an der Bohrtechnologie dargestellt – neue Bohrmeisseldesigns, Profile schlanker Bohrlöcher, Messungen des geothermalen Fluidflusses sowie Bohrloch-Messtechnik und Telemetrie.

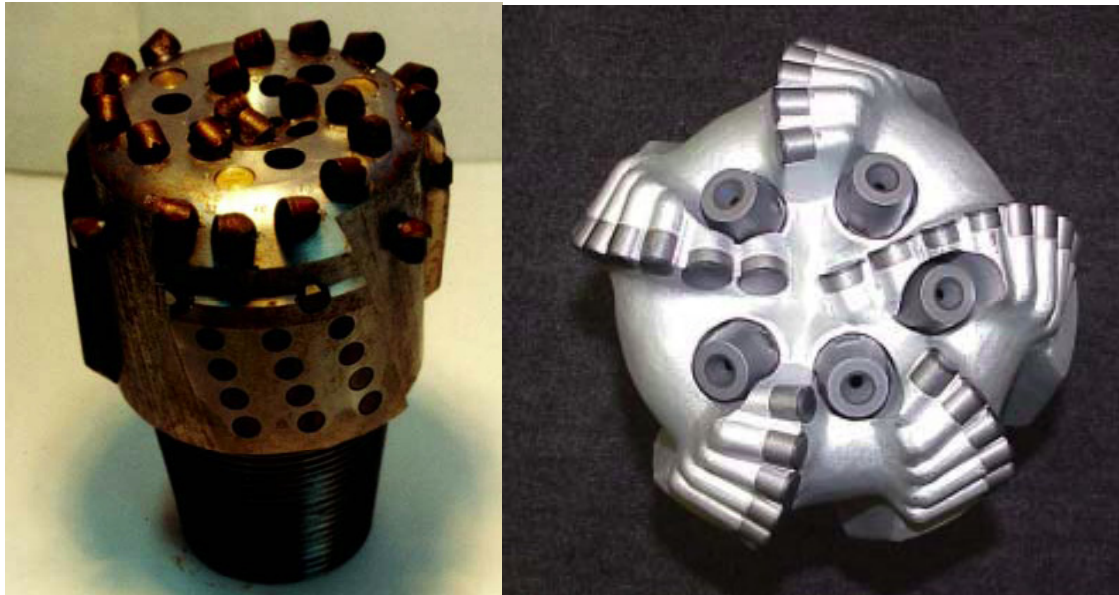


Fig. 9.3 Polykristalline Diamant-Bohrkronen Technologie (USDOE 2001).

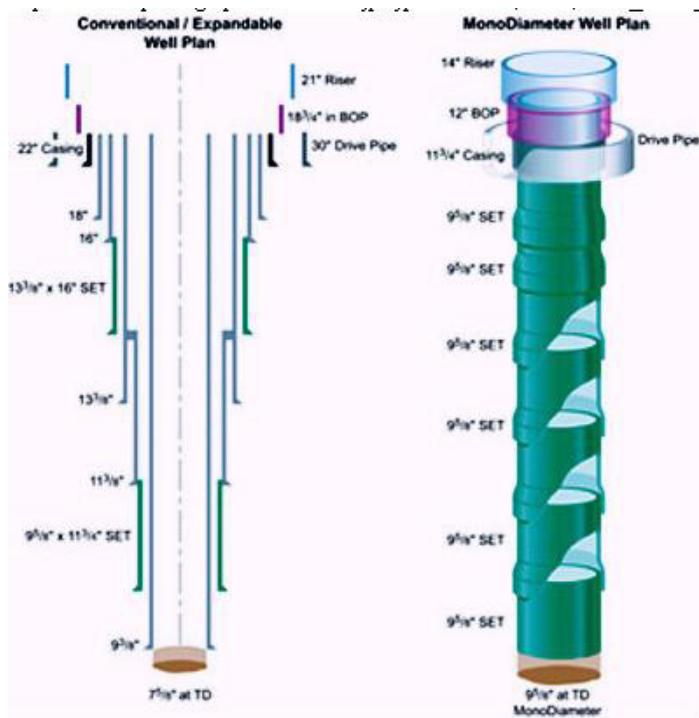


Fig. 9.4 Profile eines konventionellen und eines schlanken Bohrlochs.^a

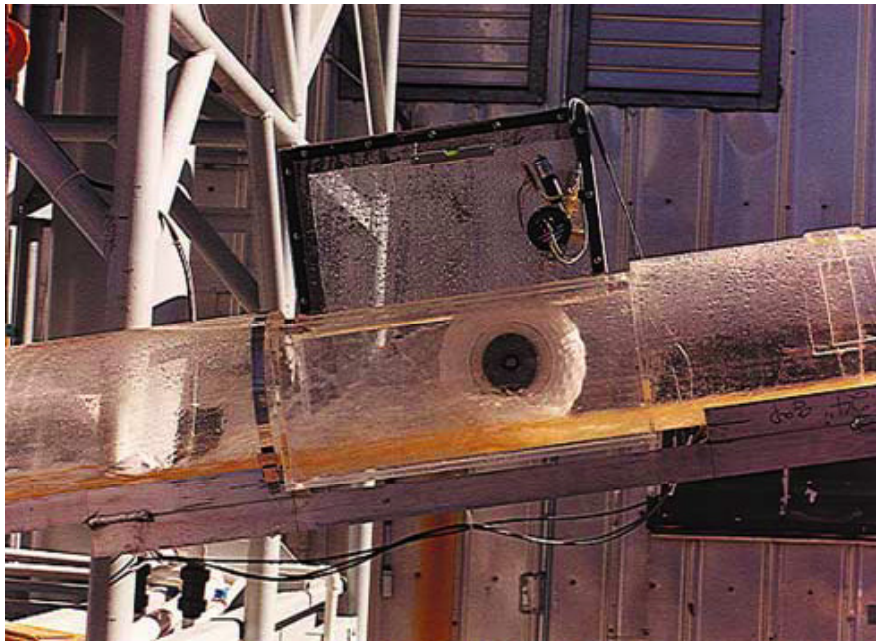


Fig. 9.5 Messgerät für den Fluss des geothermischen Fluids (USDOE 2001).

Vom DOE (U.S. Department of Energy) finanzierte Forschung führte zu neuen geothermalen Bohrtechnologien, wie diesem Strömungsmessgerät, das die Ausflussrate des Fluids aus einem Bohrloch misst.

^a <http://www.netl.doe.gov/scngo/Natural%20Gas/E&P/Deep%20Trek/DTProgram/> (Juli 2004).

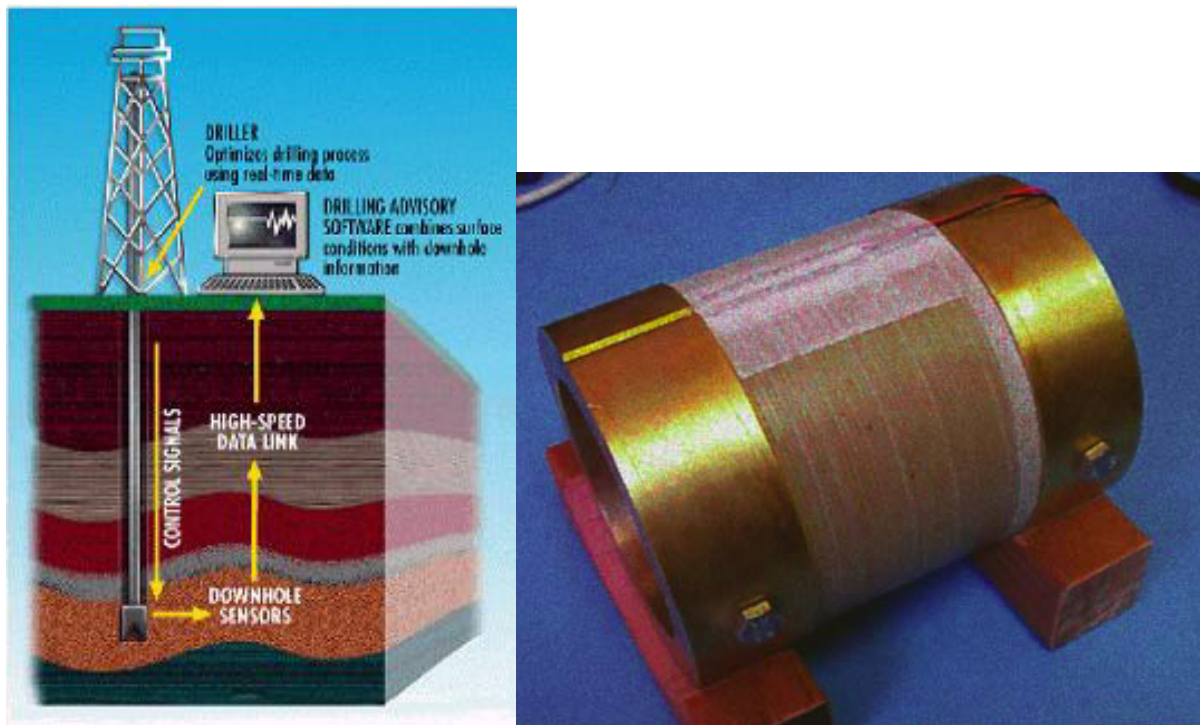


Fig. 9.6 Bohrloch-Überwachung und Steuerung, akustischer Signalübermittler für Bohrloch-Telemetrie (USDOE 2001).

Während die Forschung an der Bohrtechnologie an Standorten wie Basel oder Soultz natürlich Bestandteil der gesamten geothermischen Forschung ist, existieren auch einige Institutionen, die im Speziellen in Forschung und Entwicklung der Bohrtechnologie interessiert sind, beispielsweise das F&E- und Demonstrations-Programm des U.S. DOE am Morgantown Energy Technology Center (METC) in West Virginia, das „Deep Trek Program“ des DOE Nationalen Energietechnik Labors (als Teil des strategischen Zentrums für Erdgas), das „National Advanced Drilling and Excavation Technologies (NADET) Institute“ am MIT sowie das „Sandia National Laboratory“ des DOE. Die ersten beiden Institute konzentrieren sich hauptsächlich auf Öl- und Gasbohrungen, deren Ergebnisse sind jedoch auch für geothermische Zwecke verwendbar.

9.3 Potenzial der Ressourcen

9.3.1 Physikalisches Potenzial

Geothermische Energie stammt aus der Wärme im Zentrum der Erdkugel. Deren Ursprung liegt in der Restwärme der Erdbildung sowie dem Zerfall von verschiedenen radioaktiven Isotopen, unter anderem Uran und Thorium. Die in der Erde enthaltene Wärmemenge ist immens groß, entweicht jedoch wegen des relativ geringen thermischen Gradienten und der eher kleinen thermischen Leitfähigkeit der Erdkruste relativ langsam. Aufgrund dieser Faktoren kommt ein durchschnittlicher Wärmefluss zustande, welcher bei weitem zu gering ist, um von ökonomischem Interesse zu sein. Daher konzentriert sich die Nutzung geothermischer Wärme für alle Anwendungen, insbesondere für die Stromerzeugung, auf Gebiete, in denen die Ressourcen aufgrund inhomogener geologischer Verhältnisse in konzentrierter Form vorkommen. Diese für die Nutzung interessanten Gebiete beschränken sich üblicherweise auf vulkanologisch oder seismisch aktive Gegenden an den Rändern der tektonischen Platten, wie etwa den „Ring of Fire“ im Pazifik. Die Verfügbarkeit und Qualität der geothermischen Ressourcen weisen natürlich eine Bandbreite auf, von hochqualitativen und selten vorkommenden Ressourcen bis zu solchen mit geringerer Qualität, die weit verbreitet sind. Dieses Spektrum in Fig. 9.7 dargestellt, zusammen mit den Bezeichnungen verschiedener Arten von geothermalen Ressourcen, die für Stromerzeugung genutzt werden.

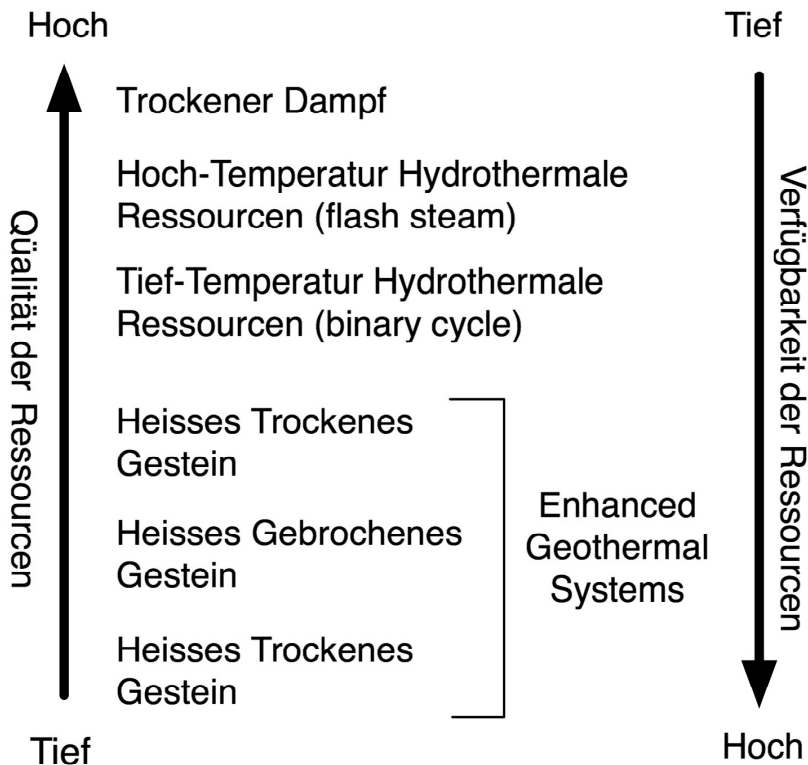


Fig. 9.7 Spektrum der Geothermalen Ressourcen zur Stromerzeugung.

Die Qualität der geothermalen Ressourcen hängt von der Temperatur und einem ausreichenden Grundwasserfluss zur Gewinnung der Wärme ab. Die höchste Qualität weist heisser, trockener Dampf auf. Dies erfordert nicht nur eine heisse Gesteinsformation, sondern auch das Vorhandensein von Grundwasser sowie eine undurchlässigen Gesteinsformation um den Dampf einzuschliessen. Solche Dampfressourcen stehen für die erste geothermische Stromerzeugung in Lardarelle, Italien, zur Verfügung und auch für die grösste, einzelne derzeit genutzte Einrichtung zur geothermischen Stromerzeugung bei den Geysiren in Kalifornien.

Hydrothermale Ressourcen können von ausreichend hoher Temperatur sein, direkt verdampft werden und so einen Generator antreiben. Sie können auch kleinere Temperaturen aufweisen, die zum Antrieb einer Anlage mit binärem Kreislauf nötig sind, wo ein organisches Arbeitsfluid über einen Wärmetauscher verdampft wird. Solche Anlagen existieren an viel mehr Standorten, beispielsweise im Imperial Valley in Kalifornien, auf den Philippinen oder Island.

Am anderen Ende der Bandbreite an Qualität und Verfügbarkeit befindet sich heisses, trockenes Gestein („hot dry rock“). Die Nutzung dieser Ressource bedingt Bohrungen bis zu einer Tiefe mit ausreichend hoher Temperatur, hydraulische Rissbildung im Gestein, die Injektion von Wasser und die Extraktion desselben zum Antrieb eines binären Kreislaufs, ähnlich jenem zur Nutzung für hydrothermale Ressourcen mit niedrigerer Temperatur. Die Nutzung von heissem Gestein war wegen des riesigen Ausmasses der Ressource und der geografischen Allgegenwärtigkeit immer schon das ultimative Ziel zur geothermischen Stromproduktion. Diese Ressource ist buchstäblich überall unter unseren Füßen verfügbar, falls die Nutzungskosten ausreichend reduziert werden können. Als problematisch haben sich bisher die hohen Kosten für die Bohrungen und die hydraulische Rissbildung im Gestein, niedrige Fluid-Flussraten aufgrund von unzureichender Permeabilität sowie Wasserverluste erwiesen.

Aus den genannten Gründen wurde der Ausdruck „hot, dry rock“ (HDR) vor relativ kurzer Zeit durch verschiedene andere Ausdrücke ersetzt, wie etwa „hot, wet rock“ (HWR), „hot, fractured rock“ (HFR) oder den umfassenderen Begriff „enhanced, geothermal systems“ (EGS). Diese neueren Ausdrücke

sind auch in Fig. 9.1 enthalten. HWR und HFR spiegeln beiden die Tatsachen, dass im Fall von bereits vorhandenem Grundwasser die Permeabilität des Gesteins schon gewährleistet ist und Verluste minimiert werden, und dass die Schaffung oder Ausweitung des Rissystems zur Gewährleistung des Flusses der Kühlflüssigkeit einfacher sein muss, wenn das Gestein schon mit Rissen durchzogen ist, besser wider als die Bezeichnung HDR. Die umfassendere Bezeichnung EGS beinhaltet nicht nur die verschiedenen heissen Gesteinsformationen, sondern auch Fälle, in denen ein zusätzlicher Fluid-Fluss (mehr als zum Ausgleich normaler Verluste erforderlich) zur Ausweitung der Nutzungsdauer vorhandener Ressourcen hinzugefügt wird. Ein Beispiel dafür ist die Verwendung von städtischem Abwasser zur Injektion in das geothermale Geysir-Feld, um angesichts sinkender Dampferzeugung die Nutzungsdauer dieser Ressource zu verlängern.

Diese relativ allgemeine Diskussion kann durch die Berücksichtigung einer durchschnittlichen Stichprobe der Erdkruste konkretisiert werden (Fig. 9.8).

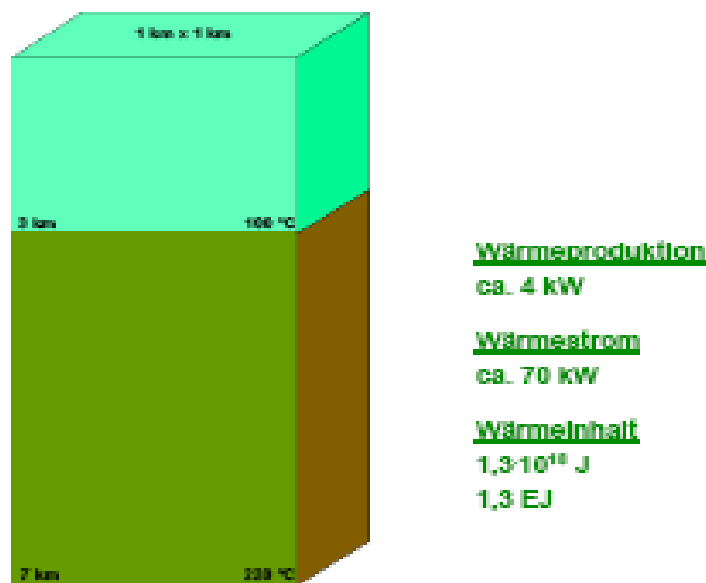


Fig. 9.8 Durchschnittlicher Wärmegehalt und -fluss (BGR 2000). Tiefenbereich, der für die geothermische Stromerzeugung grundsätzlich infrage kommt. Obere Begrenzung 100 °C-Isotherme, Untere Begrenzung: 7 km (maximale Bohrtiefe).

Fig. 9.8 zeigt ein Tiefenprofil der Erdkruste mit einem Querschnitt von 1 km², das sich bis in eine Tiefe von 7 km erstreckt. Von besonderem Interesse ist der Teil, der zwischen 3 km und 7 km Tiefe liegt. Es kann angenommen werden, dass dieser Teil im Allgemeinen unterhalb der durchschnittlich tief reichenden darüber liegenden Sedimentformationen aus kristallinem Granit besteht. Die Mindestdiefe von 3 km hängt vom Temperaturprofil ab. Als untere Grenze für die ökonomische Stromproduktion in einer Anlage mit binärem Kreislauf kann eine Fluidtemperatur von 100°C angegeben werden. Die Temperatur nimmt mit der Tiefe um etwa 20-40°C/km zu. Mit einem durchschnittlichen Wert von 30°C/km ergibt sich eine Mindestdiefe von 3 km, um die ökonomische Mindesttemperatur von 100°C zu erreichen. Die Maximaltiefe von 7 km repräsentiert das ökonomische Limit bezüglich Bohrtiefe und basiert auf heutigen Kosten.

Der durchschnittliche Wärmefluss in Zentraleuropa beträgt 70-100 mW/m² bzw. 70-100 kW/km². Der Fluss in der nördlichen Schweiz liegt im oberen Bereich von 90-100 kW/km², im Kanton Aargau zwischen 100-120 kW/km². Der gesamte, nachhaltig bestehende Wärmefluss in der Schweiz würde mit diesen 70 kW/km² und der Fläche von etwa 41'000 km² etwa 3000 MW betragen. Das liegt zwar in der gleichen Grössenordnung wie die derzeitige Leistung der schweizerischen Kernkraftwerke, kann jedoch in diesem Ausmass nicht realisiert werden, da die Ressource für eine ökonomische Nutzung viel zu weit verteilt ist und die Umwandlung der Wärme in Elektrizität ziemlich ineffizient wäre.

Obwohl der Wärmefluss gering ist, ist der Wärmegehalt des Gesteins jedoch bemerkenswert. Dieser Ausschnitt der Erdkruste mit einer Ausdehnung von $1 \times 1 \times 4$ km beinhaltet im Durchschnitt einen Energiegehalt von 1.3 EJ (1.3×10^{18} J). Das entspricht annähernd einer Wärmemenge von 41 GWa oder der Stromproduktion eines 1000 MW Kernkraftwerks während etwa 52 Jahren. Es entspricht auch der Wärmemenge, die nötig ist um ein solches Kernkraftwerk über etwa 18 Jahre hinweg zu betreiben, bzw. um ein 50 MW Geothermiekraftwerk 33 Jahre lang mit einem thermischen Wirkungsgrad von 4% betreiben.

Streng genommen kann Geothermie nur als nachhaltig und ökonomisch betrachtet werden, wenn die Wärme über einen langen Zeitraum an einem bestimmten Ort genutzt wird. Wenn die ökonomische Lebensdauer eines Kraftwerks erreicht ist, muss wieder tiefer oder an der Seite des Bohrlochs gebohrt oder eine neue Anlage an einem anderen Standort errichtet werden. Das ausgebeutete Gestein wird sich nur sehr langsam asymptotisch mit der verbrauchten Wärme zum ursprünglichen Temperaturprofil aufladen. Bis zum Erreichen der für die Stromerzeugung benötigten Temperatur kann das mehrere hundert bis zu tausenden Jahren dauern.

Die verfügbare Wärmemenge ist zwar enorm (etwa 1.7 Mio. GWa für die gesamte Schweiz), es kann jedoch nur ein kleiner Teil davon aus mehreren Gründen genutzt werden. Erstens kann die Wärme nur einem kleinen Teil des gesamten Gesteins, in dem die Rissbildung zur Wärmegegewinnung vorgenommen wird, entnommen werden. Zweitens ist die nutzbare Wärmemenge davon abhängig, wie gut die Rissbildung durchgeführt wurde, vom Wärmeübergang auf das injizierte Fluid sowie der Geometrie des Temperaturfeldes, das während der fortlaufenden Nutzung entsteht. Drittens kann die Wärme nur bis zu einer Temperatur entnommen werden, bei der es noch ökonomisch ist, einen Generator zu betreiben, was vom thermischen Wirkungsgrad, den Kapitalkosten und der Abgabe der Abwärme abhängt. Schliesslich hängt die produzierbare Strommenge vom thermischen Wirkungsgrad ab, der wiederum an die Fluidtemperatur gekoppelt ist.

Es stellt sich also die Frage, welche Faktoren eine ausbeutbare geothermische Ressource charakterisieren. Die beiden wichtigsten Bedingungen sind die Temperatur und die Flussrate des zur Wärmeextraktion genutzten Fluids (Wasser). Diese hängt wiederum von der Temperatur des Gesteins, von dessen Permeabilität und der Sättigung mit Grundwasser ab. Diese drei geologischen Charakterisierungsfaktoren sind in Fig. 9.9 dargestellt.

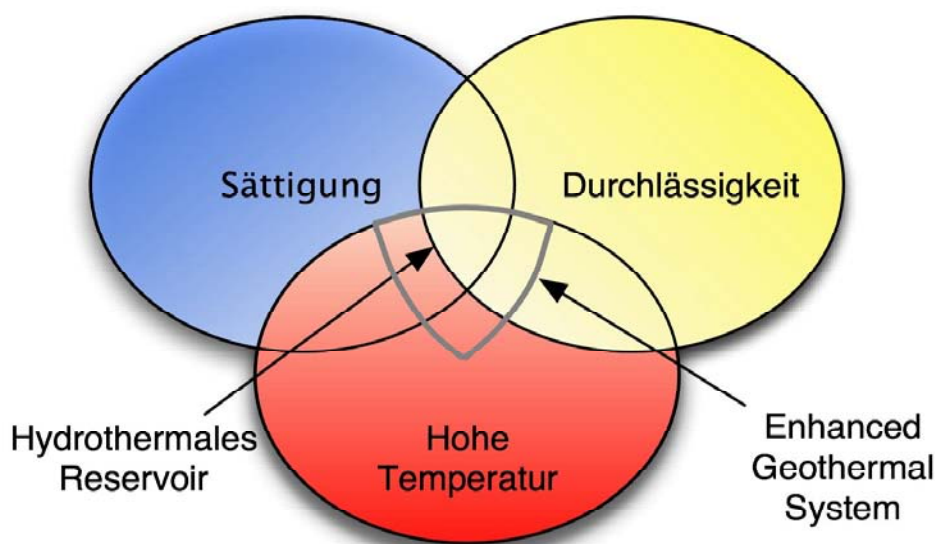


Fig. 9.9 Geologische Charakteristika einer Geothermischen Ressource (Mink 2003).

Fig. 9.9 zeigt, dass eine brauchbare geothermische Ressource dort existiert, wo diese drei Charakteristika überlappen. Die Abbildung zeigt auch die Gebiete, in denen eine hydrothermale

Ressource existiert (Temperatur und Sättigung) und wo ein erweitertes geothermisches System (Temperatur und Permeabilität) durch die Injektion von Wasser geschaffen werden kann. Diese drei Faktoren haben eine Vielzahl von Implikationen.

Sättigung ist wertvoll, da sie zumindest ein gewisses Mass an Porosität zur Wasserspeicherung sowie eine minimale Permeabilität für den Wassereintritt impliziert. Das vorhandene Wasser weist bereits die Gleichgewichtstemperatur auf und, noch wichtiger, reduziert auch die Verluste des injizierten Fluids. Falls das vorhandene Wasser zirkulieren kann, kann es auch Wärme nach oben transportieren und somit die Temperatur über das normale Temperaturprofil anheben. Das bedeutet, dass Temperaturprofile von Bohrlöchern möglicherweise vorteilhafte Standorte anzeigen können. Sättigung kann in trockenen Gebieten und Wüsten ein Problem darstellen, nicht jedoch in der Schweiz.

Permeabilität verbindet die Konzepte von Porosität und der Rissbildungsmöglichkeit. Porosität bedeutet, dass miteinander verbundene Leerräume vorhanden sind. Die Möglichkeit zur Rissbildung besteht, wenn mittels hydraulisch erzeugtem Hochdruck ein makroskopisches, zusammenhängendes System von Rissen gebildet werden kann. Die Möglichkeit zur Rissbildung hängt wiederum vom Spannungsfeld im Gestein ab. Ein Spannungsfeld zeigt Stärke und Richtung des Drucks oder der Spannung an einer Stelle des Materials an. Das heisst in der Geologie üblicherweise den in einer interessanten Gesteinsformation vorhandenen Druck und Druckgradienten. Gesteinskörper sind weit von der Homogenität entfernt. Lokale Defekte oder Zonen, in denen sich zwei tektonische Platten unter Scherkräften aneinander vorbei oder unter Spannung voneinander weg bewegen, haben signifikante Auswirkungen auf den hydraulischen Druck, welcher für die Erzeugung eines zur Wärmeextraktion ausreichenden Rissystems notwendig ist.

Eine ausreichend hohe Temperatur kann immer erreicht werden, falls ein ausreichend tiefes Loch ökonomisch gebohrt werden kann. Das Problem sind die hohen Kosten der Bohrungen (Bohrkosten können bis zu 50% der gesamten Kapitalkosten ausmachen), wobei die Kosten mit der Tiefe zunehmen und zunehmende Tiefe im Allgemeinen das Vorhandensein von Grundwasser und potenzielle Permeabilität verringert. Bei zunehmender Tiefe erhöhen sich auch die störenden Pumpverluste bei der Zirkulation des geothermischen Fluids, was die Nettostromproduktion verringert.

Unglücklicherweise ist es nicht gleich einfach, alle diese geologischen Charakteristika mit verfügbaren Daten aus bestehenden Bohrlöchern vorherzusagen. In der Praxis ist die Temperatur des Gesteins in unterschiedlichen Tiefen der homogenste Faktor und daher der mit einer begrenzten Zahl an Testbohrungen am leichtesten vorherzusagende. Temperaturkarten sind daher die am häufigsten verfügbaren Indikatoren möglicher Potenziale zur geothermischen Stromerzeugung, sind jedoch nicht ausreichend für das sichere Vorhandensein ökonomisch nutzbarer Ressourcen. Die Schlüsselfaktoren der Grundwassersättigung und der geologischen Permeabilität, die den Fluss des geothermischen Fluids bestimmen, sind viel inhomogener und Verzeichnisse mit diesen Charakteristika sind im Allgemeinen nicht vorhanden. Dieser Mangel an Daten und die Unsicherheiten bedeuten, dass mehr Testbohrungen für einen einzelnen Standort nötig sind. Testbohrungen sind kleiner und billiger als Produktionsbohrlöcher, die zusätzlichen Erschliessungskosten müssen bei der Stromerzeugung jedoch berücksichtigt werden.

Daten zu den Faktoren, die für die geothermale Stromerzeugung von Interesse sind, beschränken sich üblicherweise auf vorhandene Bohrlöcher. Der Grossteil dieser Löcher wurde zu anderen Zwecken gebohrt, nur einige wenige für die geothermische Erschliessung. Das heisst, dass die Daten nicht die Anforderungen für geothermische Vorhersagen erfüllen. Eine Auswahl an Temperaturprofilen aus Bohrlöchern in Deutschland ist in Fig. 9.10 zu sehen. Diese zeigt eine grosse Bandbreite von Temperatur vs. Tiefe, in Übereinstimmung mit den niedrigen hohen und durchschnittlichen Werten von 20°C/km, 30°C/km und 40°C/km, wie bereits im Beispiel vorher (Fig. 9.8) erwähnt. Es wird auch deutlich, dass der Grossteil der Testbohrungen eine Tiefe von weniger als 2 km aufweist, und dass nur wenige tiefer als 4 km reichen.

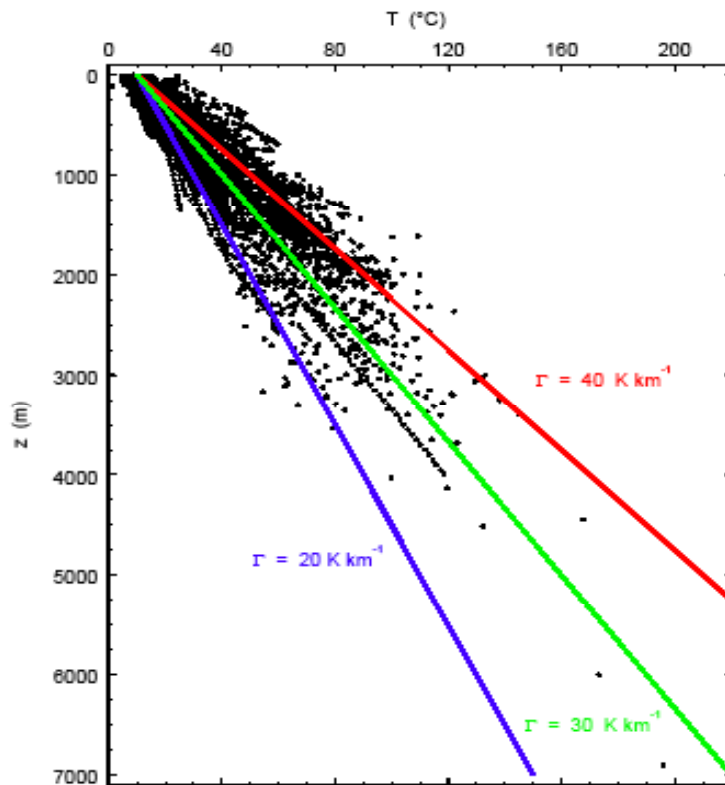


Fig. 9.10 Temperaturprofile von Bohrlöchern in Deutschland, Auszug der Datenbank des GGA-Institutes (BGR 2000).

Was lässt sich nun angesichts der erläuterten Fakten zu geothermischen Ressourcen in der Schweiz gesagt werden? Erstens befindet sich die Schweiz auf pro Kopf Basis unter den führenden Nationen, was die Nutzung der Geothermie betrifft, und zwar auf Rang drei nach Island und Neuseeland. Das schweizerische Geothermie-Programm konzentriert sich jedoch mehr auf die Wärme- als auf die Stromproduktion. Angesichts des zu versorgenden Wärmebedarfs ist dies wohl auch die richtige Verwendung der Ressource, auch unter dem Gesichtspunkt, dass die Wärmeversorgung – meist mit fossilen Brennstoffen – im Vergleich zur nahezu CO₂-freien Schweizer Stromproduktion mit Wasser- und Kernkraft recht hohe CO₂-Emissionen verursacht. Die Hauptquellen der geothermischen Energie in der Schweiz beinhalten (Rybach et al. 2000):

- Geothermale Wärmekreisläufe (horizontale Rohre)
- Wärmetauscher in Bohrlöchern
- Grundwasserbohrungen
- Energiepfähle (Kreisläufe, die in Fundamentspfosten von Gebäuden integriert sind)
- Bohrungen in tiefe Grundwasservorkommen
- Geothermales Tunnelwasser (warmes Abwasser aus Eisenbahntunneln)
- Thermalquellen

Die bedeutendsten möglichen Nutzungsarten geothermaler Wärme in der Schweiz beinhalten:

- Geothermische Wärmepumpen
- Kur- und Wellnessangebote (Baden & Schwimmen)
- Raumwärme und -kühlung

- Schneeschmelzen
- Heizen von Treibhäusern
- Fisch- und Tierzucht
- Landwirtschaftliche Trocknungsprozesse
- Industrielle Prozesswärme

In der Schweiz mangelt es unglücklicherweise an geothermalen Dampfvorkommen oder hydrothermalen Ressourcen, welche zur Stromerzeugung geeignet wären. Es existiert jedoch ein Forschungsprogramm zur geothermischen Stromerzeugung unter dem Namen „Deep Heat Mining (DHM)“, das vom BFE finanziert wird. Standort dieses Projekts ist Basel. Gegenwärtig ist dort ein Erschliessungsbohrloch mit einer Tiefe von 2700 m vorhanden (bei einer anderen Bohrung brach das Gestänge bei 1500 m). Detaillierte Planungen für eine Bohrung bis in 5000 m zur Festlegung des Reservoirs sind in Arbeit. Die Bohrkosten lagen bei etwa 1000 EUR/m (oder 1 M EUR/km) (Hopkirk et al. 2002). Es wurden Flussraten für das geothermische Fluid von bis zu 70 l/s (250m³/h) vorhergesagt. Das Ziel ist eine thermische Leistung von 20 MW, womit jährlich 20 GWh Strom und 80 GWh Wärme produziert werden könnten.^a

Ein ähnliches Testprojekt existiert für die Stadt Genf, dieses ist aber noch nicht so weit fortgeschritten. Es befindet sich 4 km westlich von Genf auf der Halbinsel Aire an der Rhone. Das Projekt wurde 1998 gestartet und beinhaltet drei Phasen zur Bestimmung möglicher Standorte, geologischer Verhältnisse, Wärmebedarf, Landverbrauch sowie Umweltauswirkungen. Die aktuellste Projektphase führte zur Auswahl eines Standorts für ein 3700 m tiefes Erkundungsbohrloch.

Der Grossteil der geothermischen Forschung wird zwar durch den Bund finanziert, es gibt aber auch Forschung auf kantonaler Ebene. Der Kanton Vaud hat eine Untersuchung zu geothermalen Ressourcen veröffentlicht, welche in Ergänzung zu oberflächennaher Wärme und hydrothermalen Ressourcen auch deep heat mining beinhaltet (Wilhelm et al. 2003).

Das BFE hat kürzlich auch einen Bericht zu geothermischen Ressourcen im Kanton Tessin veröffentlicht. Dieser Bericht beschreibt ein Projekt, das vom Institut für Erdwissenschaften (IST) an der Fachhochschule der italienischen Schweiz (SUPSI) durchgeführt wurde. Der Schwerpunkt des Projekts lag auf der Kartierung der geothermischen Ressourcen des Kantons Tessin, inkl. Bereits vorhandenen geothermischen Einrichtungen, Grundwasservorkommen, vorhandenen Grundwasser-Schutzzonen, geologischer Wärmekapazität und -leitfähigkeit und natürlich dem geothermischen Wärmefluss. Diese Arbeit scheint sich eher auf die Nutzung geothermaler Wärme zu konzentrieren und nicht auf die Stromproduktion. Zusätzlich zum Bericht, der auf der ENET-homepage zu finden ist, stehen die Ergebnisse der Studie auch auf der entsprechenden website^b und in Form einer CD-ROM zur Verfügung (Thüring 2003).

Dazu gibt es mit dem Soultz-Projekt in Soultz-sous-Forêts, Frankreich, noch ein weiteres grosses geothermisches Forschungsprojekt, das für die Schweiz relevante Informationen geliefert hat. Es befindet sich im Rheingraben in der Region Alsace nördlich von Strassburg. Die Geologie und weitere Umstände machen es quasi zu einem Referenzprojekt für die zukünftige Entwicklung der Geothermie in der Schweiz. Es wurden bereits zwei Testreservoirs in Tiefen von rund 3500 m und 5000 m untersucht. Die im Jahr 2004 gestartete Projektphase zielt darauf ab, die Rissbildung im Reservoir in 5 km Tiefe durch drei Bohrlöcher zu ergänzen.

^a <http://www.dhm.ch/dhm.html> (Juni 2004).

^b <http://www.ist.supsi.ch/engl/geotherm/index.htm> (Oktober 2004)

Obwohl diese Forschungsprojekte sehr wertvolle Ergebnisse zu Bohrungen, hydraulischer Rissbildung und Stromerzeugung sowie standortspezifische Daten zu Ressourcen liefern, behandeln sie nicht direkt den Untersuchungsgegenstand dieser Studie, mit welcher das technische Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in der ganzen Schweiz abgeschätzt werden soll. Dazu sollten so weit wie möglich Daten zu Stromgestehungskosten für bestimmte Potenzialbereiche angegeben werden. Da der Grossteil der Geothermie-Forschung vom BFE finanziert wird und die Berichte bereits dem BFE zu Verfügung gestellt und von diesem veröffentlicht wurden, erscheint es als eine nicht notwendige Wiederholung Informationen zu den einzelnen vorliegenden Projekten in weiter gehender Tiefe in diese Studie aufzunehmen. Weitere Informationen können aus den folgenden Internetquellen bzw. -referenzen bezogen werden.

<http://www.dhm.ch> (Deep Heat Mining Projekt in Basel & Genf)

<http://www.soultz.net> (EGS Projekt in Soultz-sous-Forêts, Frankreich)

<http://www.geothermal-energy.ch> (BFE ENET Geothermie-website, inkl. Publikationen)

<http://www.energieforschung.ch/ENET/Publication/ENETProj.nsf/fmPubsByType?ReadForm&cat=19&count=12&lang=DE> (ENET Publikationen zur Geothermie, mit frei erhältlichen PDF-Dokumenten)

Obwohl verschiedenste Anstrengungen zur Kartierung der geothermischen Ressourcen unternommen wurden, behandelten diese nicht die geothermische Stromerzeugung und die wechselseitige Abhängigkeit von Kosten gegenüber Qualität und Verfügbarkeit der Ressourcen. Zwei dieser Initiativen sind eine Kartierung der geothermalen Wärmeressourcen in der Schweiz von (Häring et al. 2003) sowie der geothermale Ressourcenatlas der Schweiz, der ein Teil des grösseren europäischen geothermalen Ressourcenatlas ist.

Die Kartierung der geothermalen Wärmeressourcen (Fig. 9.11) ist ein ähnlicher Ansatz wie der zuvor umrissene generische Ansatz des Erdkrustenelements. Für eine Schicht von kristallinem Basisgestein mit einer Temperatur von mehr als 120°C wird angenommen, dass der Wärmegehalt bis in eine Tiefe von 7 km von Temperaturprofilen ausgewählter Bohrlöcher abhängt. Weiter wird angenommen, dass 5% dieser Wärme genutzt werden können. Die Karte zeigt Standorte von Bohrlöchern und Isothermen, welche eine durchschnittlich nutzbare Wärmeressource in GWh/km² angeben. Daraus ergibt sich für die gesamte Schweiz ein kontinuierlicher Wärmefluss von etwa 3000 MW bzw. 3600 TWh pro Jahr (Häring et al. 2003). Dies stimmt einigermaßen gut mit den Ergebnissen des allgemeiner berechneten, gesamten Wärmegehalts überein. Obwohl der verfügbare Wärmegehalt von Messtemperaturen abhängt, stellt der Anteil der nutzbaren Wärme immer noch eine eher grobe Annahme dar.

Der geothermale Ressourcenatlas der Schweiz ist Teil des grösseren europäischen Ressourcenatlas, der sich auf hydrothermale Ressourcen für den Bedarf an Wärme mit niedrigerer Temperatur konzentriert. In diesem Atlas sind die Abstände von hydrothermalen Grundwasserleitern, deren Dicke, die Temperaturen an deren oberer Grenze sowie die geothermale Energiedichte (in GJ/m²), welche sich aus diesen drei Faktoren ergibt, kartografiert (Hurter & Haenel 2002).

Fig. 9.12 zeigt schliesslich eine Karte zur potenziellen geothermalen Stromerzeugung in der Schweiz.^a Diese Karte offenbart einige Tatsachen. Der Grossteil der geothermischen Ressourcen wird dort gefunden, wo nach anderen Dingen gesucht wird. Das heisst, der Hauptteil der bekannten, geologisch interessanten und ökonomisch realisierbaren Ressourcen befindet sich in einem Streifen in der Nordschweiz zwischen Bodensee und Genfersee. Dies ist der am dichtesten bevölkerte Teil der Schweiz, mit den meisten Erkundungsbohrlöchern und dem grössten Wärmebedarf.

^a <http://www.dhm.ch/dhm-swiss.html> (September 2004).

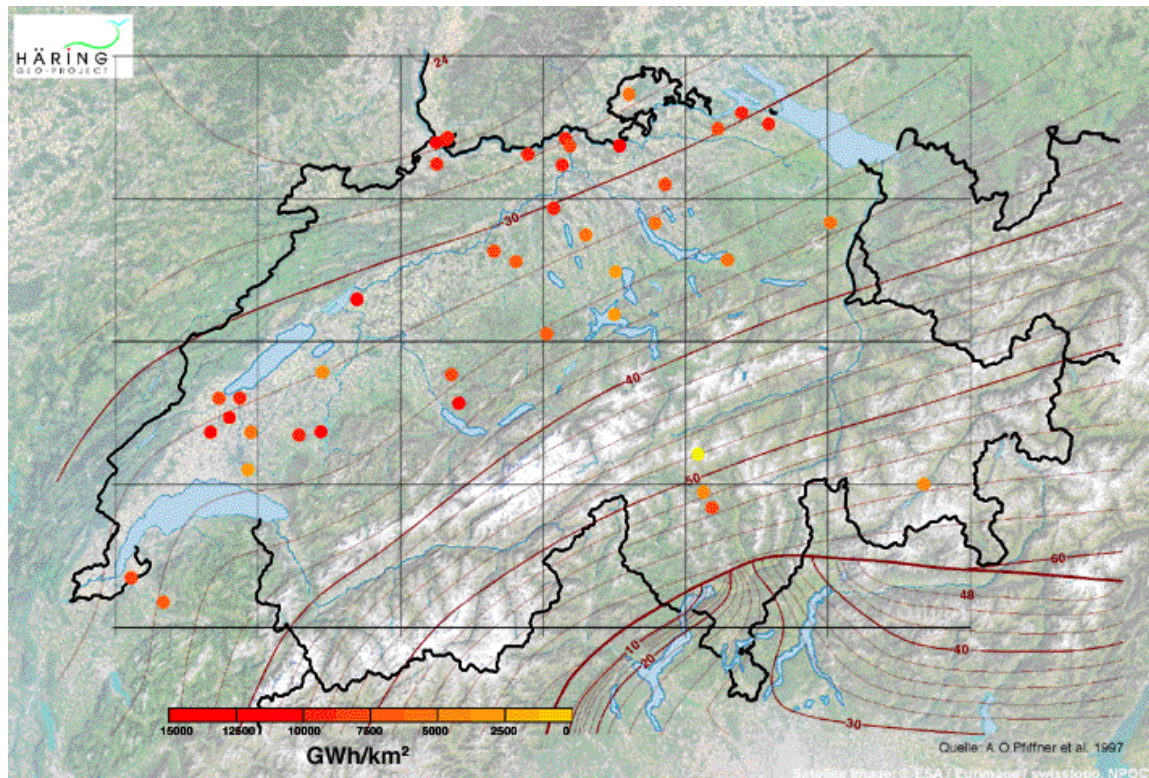


Fig. 9.11 Ressourcenkarte für geothermale Wärme (Häring et al. 2002).

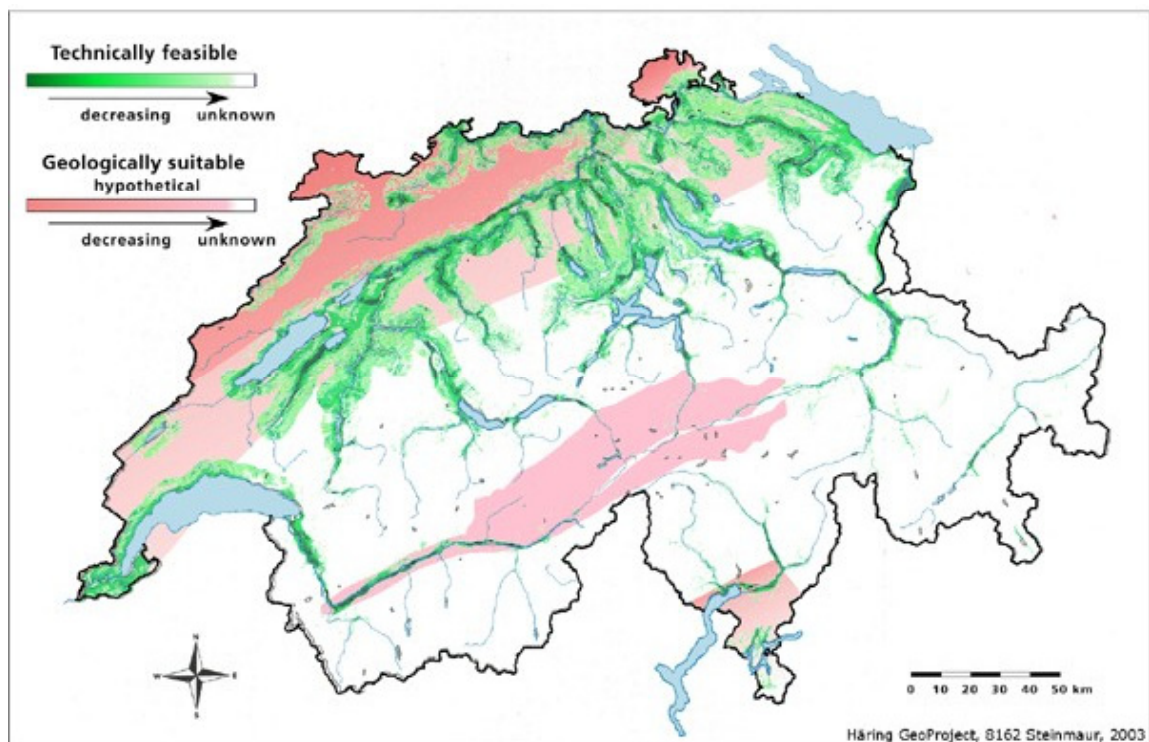


Fig. 9.12 Geothermal Generation Map of Switzerland.

Diese Karte stimmt auch recht gut mit der Typologie der „hot fractured rock (HFR)“-Ressourcen überein (Genter 2003), die auf Daten des Soultz-Projekts basieren, welche deutlich machen, dass die am besten geeigneten geothermalen Standorte aufgrund der geologischen Spannungsfelder

wahrscheinlich in den Voralpen liegen, auch im Molassebecken im Norden der Schweiz und Süden Deutschlands.

Wegen der fehlenden Informationen zur Sättigungs- und Permeabilitätscharakteristik potenzieller geothermischer Ressourcen beauftragte das BFE das SGPK (Schweizer Geophysikalische Kommission) und die private Consultingfirma Geowatt mit einer fünf-jährigen, detaillierten Studie zu einer Verbesserung der geothermischen Modellierung der Schweiz. Das Projektziel ist die Untersuchung von fünf überlappenden Regionen der Schweiz, beginnend mit Zürich sowie dem Gebiet nördlich davon in Richtung Westsüdwest. Die Arbeiten zur ersten Region wurden bereits abgeschlossen, siehe Fig. 9.13. Die Studie wird mit der Untersuchung einer weiteren Region pro Jahr während der kommenden vier Jahre fortgesetzt. Ein grosser Teil der für diese erste Region stammt aus Bohrlöchern zur ausführlichen Erforschung der Geologie durch die NAGRA, welche für die Endlagerung der radioaktiven Abfälle in der Schweiz verantwortlich ist, zur Charakterisierung von Gesteinsformationen für Endlagerstandorte für radioaktiven Abfall.

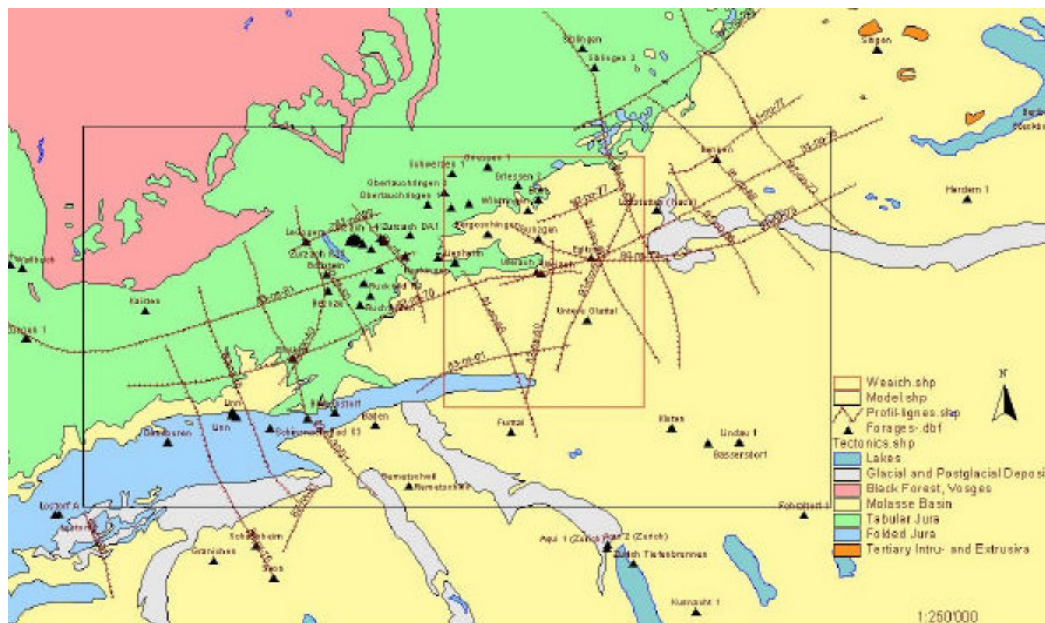


Fig. 9.13 Ursprüngliches Gebiet der Geowatt Studie. Geologische Karte der Nordschweiz, inkl. Bohrlöchern, seismischen Linien und Geowatt Modellparameter.

Beim Geowatt-Modell werden das vorhandene Spannungsfeld in geologischen Formationen sowie Wasser und Wärmetransport hindurch modelliert. Diese Art von Computermodell ist sehr rechenintensiv, da Resultate für einzelne, finite Volumenelemente der Erdkruste berechnet werden. Wären diese Elemente regelmässig geformt, so müssten sie sehr klein sein, um den vorhandenen geologischen Störungszonen und Gesteinsformationen genau folgen zu können. Einer der Fortschritte in diesem Modell ist die Verwendung von grösseren, vierflächigen Elementen, welche an die existierenden geologischen Formen angepasst sind und nicht ein kleines, gleichmässiges Gitternetz. Dadurch reduziert sich die Zahl der für eine sorgfältige Modellierung notwendigen Elemente deutlich und auch die Anforderungen an die Computerrechenleistung sinken entsprechend. Daten zu physischen geologischen Strukturen werden mit Daten aus vorhandenen Bohrlöchern kombiniert, sodass zwischen den Bohrlöchern Werte für die verschiedenen geologischen Eigenschaften interpoliert werden können. Fig. 9.14 zeigt das an Gesteinsformationen angepasste vierflächige Modellnetz. Die Farbgebung zeigt die mit zunehmender Tiefe steigende Temperatur. Das Temperaturprofil auf der rechten Seite zeigt die Übereinstimmung der Temperatur im Modell im Vergleich zu einem gemessenen Temperaturprofil an einer einzelnen Stelle. Es sollte angemerkt werden, dass das Temperaturprofil nicht exakt linear ist und die Temperatur zwischen 600 m und 1000 m Tiefe stärker

zunimmt als im Durchschnitt. Das zeigt, dass der konvektive Wärmefluss im Grundwasser den Wärmefluss erhöht, und dass das Modell diesen Effekt erfolgreich wiedergibt.

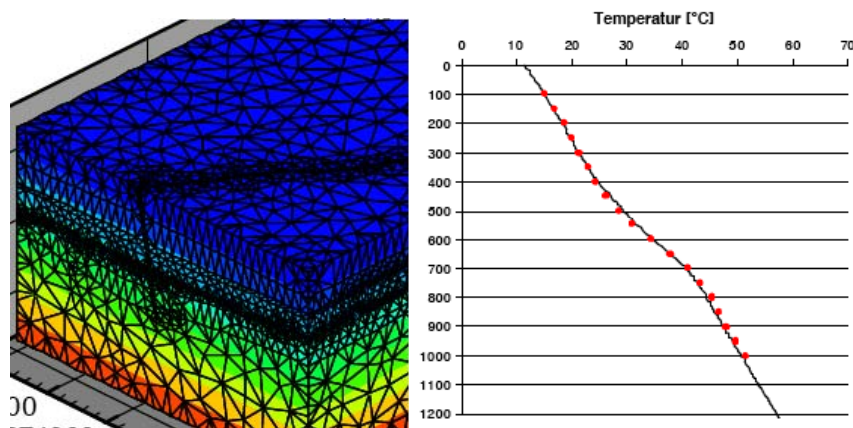


Fig. 9.14 Geowatt Modell mit vierflächigen Netzelementen.

Nach Abschluss des Geowatt-Projekts sollte ein wertvoller Leitfaden zur Nutzung geothermischer Ressourcen zur Verfügung stehen. Dieser kombiniert Informationen zu Temperatur- und Durchlässigkeitsverteilung unterhalb der Oberfläche mit vorhandenen Informationen zu Bevölkerungsdichte, Wassernutzung und industrieller Nutzung der Oberfläche. Angesichts der derzeit bestehenden Lücke zwischen der Kartierung der potenziellen Wärmeressourcen, welche bereits zur Verfügung steht, und der vollständigen Verfügbarkeit dieser detaillierteren Daten in etwa vier Jahren stellt sich die Frage, welcher Ansatz zur Evaluierung des geothermischen Potenzials zur Stromerzeugung in der Schweiz verfolgt werden soll.

Ein möglicher Zugang ist jener aus einer kürzlich erstellten Studie zum geothermischen Potenzial in Deutschland (Jung et al. 2002). Darin wird das für die geothermische Stromproduktion geeignete Potenzial in drei verschiedene Gesteinsformationen bzw. Arten von Ressourcen, siehe Fig. 9.15. Es wurde wiederum ein Element der Erdkruste mit den Massen $1 \times 1 \times 7$ km gewählt, nun wurden jedoch einige schematische geologische Eigenschaften eingeführt, um einen geothermalen Grundwasserfluss, eine Störungszone und den Granitfelsen (manchmal kristallines Fundament genannt), der unter dem sedimentären Abraum liegt, zu zeigen.

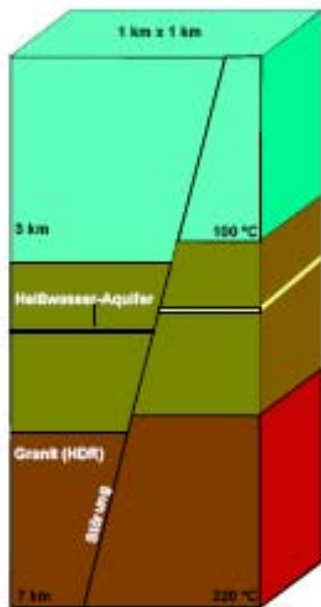


Fig. 9.15 Schematische Darstellung geothermaler Ressourcentypen (BGR 2000).

Die dieser Studie zu Grunde liegende Vorgehensweise ist es, jeden dieser drei Typen von Ressourcen nicht nur bezüglich deren Wärmegehalt, sondern auch im Hinblick auf die Frage, wie der nutzbare Anteil der Wärme von der Geologie und der Geometrie des Fluid-Flusses durch den aufgebrochenen Fels sowie vom Umwandlungswirkungsgrad der genutzten Wärme in Strom. Die Basis für die Abschätzungen bildet die durchschnittliche Temperatur in verschiedenen Tiefen. Dieser Ansatz führt zu einer relativ vernünftigen oberen Abschätzung der mit sämtlichen geothermalen Ressourcen erzeugbaren Menge an Elektrizität, allerdings ohne Berücksichtigung möglicher Reduktionen der Wärmegegewinnung durch unterdurchschnittliche geologische Permeabilität oder Sättigung.

Eine korrekte Anwendung dieses Ansatzes sollte die Anteile der Gesamtfläche der Schweiz, die in die Kategorien Grundwasserleiter, Störungszone und HDR fallen, berücksichtigen. Diese Studie teilte jedoch die ganze Schweiz (etwa 41'000 km²) ohne detaillierte geologische Untersuchung in die Kategorie „hot dry rock“ ein, und zwar aus zwei Gründen. Erstens ist die HDR Kategorie bei weitem die grösste. In der Studie für Deutschland machte das Potenzial des HDR-Typs 95% der gesamten geothermalen Ressource aus, während Störungszone und Grundwasserleiter nur 4% bzw. 1% ausmachten. Zweitens waren die nutzbaren Anteile der Wärme bei Störungszone und Grundwasserleiter höher und daher führt eine Kategorisierung der gesamten Ressource unter HDR zu einer etwas konservativen, niedrigeren Abschätzung im Vergleich zu den tatsächlichen Verhältnissen.

Tab. 9.2 und Tab. 9.3 zeigen, wie die Methodologie der deutschen Studie verwendet wurde, um das technische Potenzial zur geothermalen Stromerzeugung in der Schweiz abzuschätzen.

Tab. 9.2 Physikalisches Potenzial der geothermalen Wärme.

Maximal Thermische Energie						
Temperatur -klasse [°C]	Durchschnitt. Temperatur [°C]	Teufen -intervall [km]	Fläche [km ²]	Wärme -kapazität [J/kg·K]	Dichte [Kg/m ³]	Thermische Energie (heat in place) [J]
100 – 130	115	3 – 4	41000	840	2600	1.03E+22
130 – 160	145	4 – 5	41000	840	2600	1.30E+22
160 – 190	175	5 – 6	41000	840	2600	1.57E+22
190 – 220	205	6 – 7	41000	840	2600	1.84E+22
Gesamtwärmeenergie [J]						5.73E+22
Gesamtwärmeenergie [GWa]						1.82E+06

Tab. 9.3 Physikalisches Potenzial der geothermalen Stromproduktion.

Maximal Gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)						
Temperatur- klasse [°C]	Durchschnitt. Temperatur [°C]	Teufen -intervall [km]	Recovery -factor	Zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung	Elektrische Energie [J]
100 – 130	115	3 – 4	2.4%	2.47E+20	10.3%	2.55E+19
130 – 160	145	4 – 5	4.0%	5.19E+20	11.7%	6.08E+19
160 – 190	175	5 – 6	4.6%	7.21E+20	12.6%	9.08E+19
190 – 220	205	6 – 7	5.0%	9.18E+20	13.1%	1.20E+20
Gesamtenergie [J]				2.41E+21		2.97E+20
Gesamtenergie [GWa]				7.62E+04		9.42E+03

Wie die Tabellen zeigen, wird die HDR Ressource zwischen 3 km und 7 km Tiefe in 1 km dicke Schichten geteilt. Jeder dieser Schichten wird ein Temperaturbereich und eine Durchschnittstemperatur zugeschrieben. Zur Abschätzung der *in situ* HDR geothermalen Ressource werden dann typische Werte für Wärmekapazität und Dichte verwendet.

Zur Umwandlung der in jeder Schicht verfügbaren Wärme in Elektrizität ist es notwendig, die Faktoren für die Wärmegegewinnung und die elektrischen Wirkungsgrade (Tab. 9.3) zu berechnen. Der Nutzungsfaktor für die Wärme hängt wiederum von einem Temperaturfaktor und einem Geometriefaktor ab. Der Temperaturfaktor wird mit der Formel

$$R_T = (T_G - T_{IN}) / (T_G - T_S),$$

berechnet, wobei mit T_G die Temperatur des geothermalen Fluids, das produziert wird, bezeichnet wird. T_{IN} steht für die Injektionstemperatur des Fluids, mit T_S wird die Temperatur der Abwärme an der Oberfläche bezeichnet. Diese Gleichung bedeutet, dass kein Strom gewonnen werden kann, wenn die Injektionstemperatur nicht niedriger als die Produktionstemperatur ist.

Der Geometriefaktor kann weiter unterteilt werden in einen Oberflächenfaktor (basierend auf der durch die Rissbildung entstandenen Oberfläche zur Wärmeübertragung) und einem Einflussfaktor, der von der Gestaltung der Fluid-Zirkulation und dem resultierenden Temperaturfeld abhängt. Der gesamte Geometriefaktor kann entweder empirisch oder analytisch bestimmt werden. Bei der deutschen Studie wurde ein Abstand von 340 m zwischen den Bohrlöchern (Fig. 9.16) und eine Lebensdauer der Bohrlöcher von 25 Jahren angenommen. Diese Abbildung zeigt das durch die Wärmeextraktion absinkende Temperaturfeld mit einem Abstand zwischen den Bohrungen, der ausreicht, um eine Überlappung oder Wechselwirkung zwischen den aufwändigen Bohrungen und Risszonen während einer Betriebsdauer von 100 Jahren zu verhindern. Für die Bohrlöcher wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen, d.h. die Bohrungen könnten theoretisch in geringerem Abstand durchgeführt werden und der Anteil der genutzten Wärme somit erhöht, aber das erscheint in der Praxis unwahrscheinlich. Die Kombination all dieser Faktoren Wärmenutzungsraten von 2.4-5%, wie in Tab. 9.3 angeführt.

Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung der Wärme in Elektrizität hängt von der Temperatur des produzierten geothermischen Fluids ab, wie in Fig. 9.17 gezeigt. Es ist anzumerken, dass die Wirkungsgrade ziemlich gering sind. Sie liegen für die durchschnittlichen Temperaturen in Tab. 9.3 zwischen 10% und 13%. Im Vergleich dazu betragen die durchschnittlichen Wirkungsgrade für Kernkraftwerke etwa 33%-35%, für ein mit Gas betriebenes Kombikraftwerk 55%-60%.

295

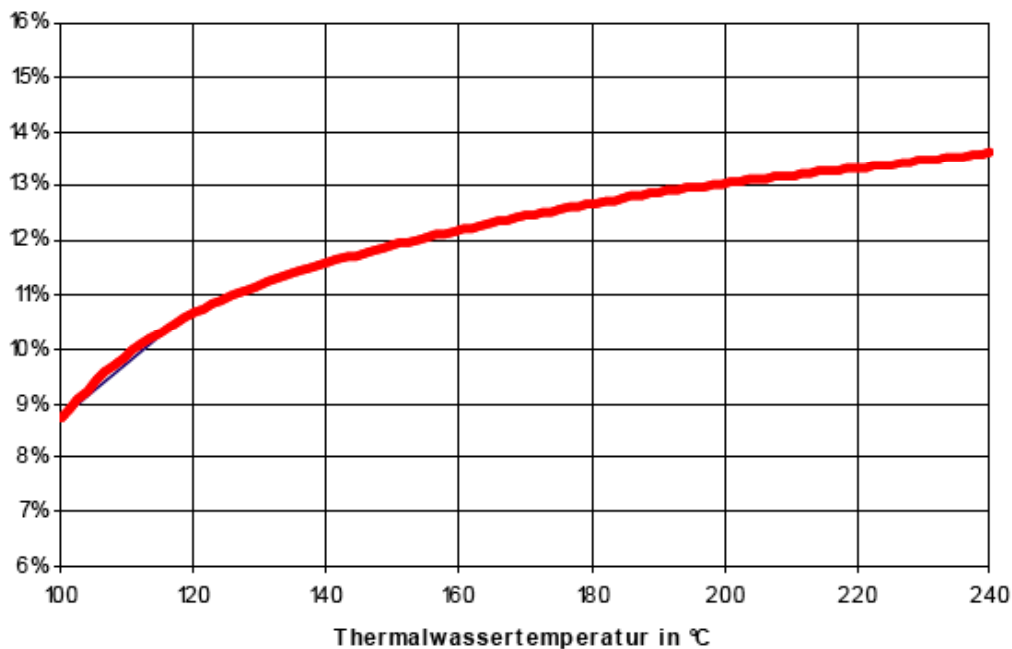


Fig. 9.17 Wirkungsgrad als Funktion der geothermalen Temperatur.

Eine Kombination des technischen Wärmepotenzials aus Tab. 9.2 mit der Nutzungsrate für die Wärme und den Wirkungsgraden aus Tab. 9.3 ergibt bei einer Addition über die vier 1 km dicken Tiefenschichten insgesamt eine Stromproduktion von annähernd 9400 GWh für die gesamte Schweiz. Eine Ressource dieser Größenordnung sollte wenn möglich ökonomisch genutzt werden. Diese Studie wendet sich daher nun der entsprechenden Stromerzeugungstechnologie, den Kosten und möglichen Kostenreduktionen der geothermalen Stromproduktion zu.

9.3.2 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial der geothermischen Stromproduktion hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, darunter die lokalen geologischen Bedingungen, der Entfernung vom Stromnetz, alternativen Formen der Landnutzung (inkl. bestehender städtischer und landschaftlicher Bedürfnisse) und der Markt für potenzielle thermische Kapazitäten, um die Abwärme zu nutzen und die Ökonomie zu verbessern. Am Ende werden die meisten dieser Faktoren in einer abschliessenden Kostenberechnung kombiniert. Das bedeutet, dass der Schlüsselfaktor die Beziehung zwischen Geologie, Technologie und den durchschnittlichen Stromgestehungskosten ist. Aus diesem Grund wird das technische Potenzial im folgenden Abschnitt über die Kosten (Kap. 9.4) behandelt, worin eine Methode entwickelt wird, welche für die potenzielle geothermal produzierte Strommenge die jeweiligen Gestehungskosten berechnet werden können.

9.4 Kosten der Stromerzeugung

9.4.1 Kostenentwicklung

Die Kosten für geothermale HDR oder EGS-Anlagen können im Wesentlichen auf die Kosten der Anlage mit dem binärem Kreislauf und auf die Kosten für die Erschliessung der Ressource – Erforschung, Bohrungen und hydraulische Rissbildung – aufgeteilt werden. Die Anlagenkosten weisen eine viel höhere Sicherheit auf, da es sich weitgehend um ausgereifte Technologie handelt, welche bereits bei der Nutzung von hydrothermalen Anlagen mit binärem Kreislauf zum Einsatz kommen. Es wird erwartet, dass die Infrastrukturkosten etwas höher sind als bei hydrothermalen Anlagen, da HDR-Anlagen basierend auf Fluid-Flussraten und Temperaturen im Allgemeinen etwas

kleiner sind und nicht die gleiche Kostendegression erreicht wird. Die Erschliessungskosten für die geothermale Ressource sind jedoch viel unsicherer und standortspezifischer. Die Bohrkosten werden für HDR und EGS Ressourcen als viel höher eingeschätzt, da es aufgrund der niedrigeren Qualität der Ressource nötig ist, zum Erreichen der für die Stromproduktion mindestens erforderlichen Temperatur tiefer zu bohren. Die Produktionsbohrlöcher von HDR-Ressourcen kosten schätzungsweise im Vergleich zu hydrothermalen Bohrungen das Vier- bis Siebenfache. Abhängig von der Flussrate kann der Faktor auch noch höher sein.

Wie zuvor angemerkt, befindet sich die Stromerzeugung mit erweiterten geothermalen Systemen (EGS) noch in der Erforschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsphase. Das bedeutet, dass heute lediglich Daten zu Kosten bestehender Forschungsanlagen vorliegen sowie aktuelle Schätzungen für nicht existierende bzw. zukünftige Anlagen. Tab. 9.6 bis Tab. 9.6 zeigen Abschätzungen von Kosten für aktuelle, verbesserte und ausgereifte Technologien sowie deren geschätzte Verringerung mit der Zeit. Diese Quelle des Energieministeriums der USA wurde gewählt, da sie die detaillierteste Aufschlüsselung der Kosten verschiedener Systemkomponenten ausweist, inkl. Reservoir, Bohrloch, Stromerzeugungsanlage, Injektionspumpe sowie Betriebs- und Wartungskosten. Diese für die Zukunft vorhergesagte Kosten entsprechen Extrapolationen basierend auf heute vorliegender geothermalen Erfahrung, aktueller HDR-Forschung und erwarteten technologischen Verbesserungen bei der Ressourcenerschließung und der Stromproduktion. Die wiedergegebenen Kostendaten des DOE gelten für die drei aufeinander folgenden HDR-Technologiegenerationen von zunehmender Leistung und mit abnehmenden durchschnittlichen Kosten. Die wichtigsten Charakteristika dieser drei Technologiegenerationen sind in Fig. 9.1 dargestellt und im Kap. 9.2 beschrieben.

- Die erste Generation entspricht der heutigen Technologie und basiert auf der heute verfügbaren Bohr- und Stromproduktionstechnologie sowie auf den Betriebserfahrungen des DOE am Standort Fenton Hill, New Mexico. Dies ist eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von etwa 5 MW, die mit einem einzigen Bohrloch-Triplett arbeitet. Die gezeigten Kosten werden für das Jahr 2005 erwartet.
- Für die zweite Generation werden im Vergleich zur ersten Generation Verbesserungen im Ausmass von 40% auf dem Weg zu einer ausgereiften Technologie erwartet. Die Verbesserungen basieren auf Erfahrungen mit den wenigen ersten funktionierenden Anlagen. Sie werden wahrscheinlich nicht vor dem Jahr 2015 verfügbar sein. Anlagen der zweiten Generation mit zwei Triplets und weiter sinkenden Kosten werden etwa im Jahr 2020 zur Verfügung stehen.
- Die dritte Generation mit ausgereifter Technologie beinhaltet grössere Anlagen, welche mit vier oder mehr Triplets ausgestattet sind, basierend auf den Erfahrungen mit 15-20 kommerziellen Anlagen. Diese dritte Generation wird erwartungsgemäss nicht vor 2030 zum Einsatz kommen. Ausgehend von dieser ausgereiften Technologie werden weitere Kostenreduktionen minimal sein.

Das DOE prognostiziert basierend auf diesen drei Technologiegenerationen die Kapital-, Betriebs- und Wartungskosten wie in Tab. 9.4 und Tab. 9.5 dargestellt. Kosten für die heutige Technologie sind für die Jahre 2005 und 2010 enthalten, für die zweite Generation für das Jahr 2020 und für ausgereifte Technologie für das Jahr 2030.

Tab. 9.4 Prognostizierte Kapitalkosten.

CAPITAL COSTS	UNITS	2005		2010		2020		2030	
Exploration	\$/kW	377	7.9%	360	8.3%	135	4.1%	68	2.5%
Siting and Licensing	\$/kW	64	1.3%	64	1.5%	64	2.0%	64	2.4%
Land (\$4942/hectare)	\$/kW	5.65	0.1%	5.4	0.1%	2.71	0.1%	1.69	0.1%
Field Costs	\$/kW								
Wells	\$/kW	1,631	34.3%	1,384	32.1%	945	28.8%	639	23.7%
Fracturing	\$/kW	553	11.6%	501	11.6%	406	12.4%	391	14.5%
Gathering System	\$/kW	81	1.7%	71	1.6%	58	1.8%	55	2.0%
Fresh Water System	\$/kW	146	3.1%	132	3.1%	110	3.4%	85	3.2%
Injection Pumps	\$/kW	134	2.8%	128	3.0%	115	3.5%	115	4.3%
Total Field Cost	\$/kW	2,545	53.5%	2,216	51.4%	1634	49.9%	1,286	47.8%
Plant Cost	\$/kW	1,656	34.8%	1,558	36.1%	1330	40.6%	1,163	43.2%
Project Cost	\$/kW	109	2.3%	109	2.5%	109	3.3%	109	4.0%
Total Capital Req.	\$/kW	4,756	100%	4,312	100%	3276	100%	2,692	100%

Tab. 9.5 Prognostizierte Betriebs- und Wartungskosten.

OPERATION & MAINTENANCE	UNITS	2005		2010		2020		2030	
Power Plant O&M	\$/kW/yr	37	19%	33	18%	30	18%	30	20%
Daily Field O&M	\$/kW/yr	33	17%	32	18%	30	18%	28	18%
Well Repair	\$/kW/yr	121	63%	114	64%	103	63%	94	62%
Total Operating Costs	\$/kW/yr	191	100%	179	100%	163	100%	152	100%

Zur Interpretation dieser Kostendaten sind einige Anmerkungen und Vorbehalte angebracht. Erstens ist es wichtig, ein Gefühl für die Grössenverhältnisse der relativen Anteile der Kosten der einzelnen Komponenten zu haben. Im Jahr 2005 liegt der Anteil von Standortsuche und –festlegung sowie des Landes bei etwa 10%, mit den Bohrungen verbundene Kosten machen fast 55% aus, jene der Stromerzeugungsanlage selbst etwa 35%. Alle diese Kosten nehmen bis zum Jahr 2030 ab, jedoch unterschiedlich stark. Die mit den Bohrungen zusammen hängenden Kosten sinken am deutlichsten, die Anteile der einzelnen Bereiche betragen im Jahr 2030 etwa 5%, 50% und 45%. Die gesamten Kapitalkosten sinken um gut 40% von etwa 4750 USD/kW_e auf 2700 USD/kW_e. Diese Kosten pro kW sind recht hoch. Zum Vergleich betragen die Kapitalkosten bei Kohle- und Gaskraftwerken 400-1000 USD/kW_e, bei Kernkraftwerken 1500-2500 USD/kW_e. Dafür fallen keine Brennstoffkosten an und die Kosten für Betrieb und Wartung sind relativ gering. Das bedeutet, dass geothermale Kraftwerke zur Erzeugung von Grundlaststrom eingesetzt werden, um die Kapitalkosten auf eine möglichst grosse Elektrizitätsmenge aufzuteilen. Es ist zwar möglich, den thermischen Output eines Bohrloch-Triplets während vier Stunden pro Tag um etwa 65% zu erhöhen, ohne das geothermale Feld übermässig zu beanspruchen. Um sagen zu können, ob dies auch aus wirtschaftlicher Sicht von Vorteil ist, wäre jedoch eine ökonomische Analyse der zusätzlichen Kosten, welche aus der Leistungserhöhungen der Pumpe und der Stromerzeugungsanlage folgen, im Vergleich zum zusätzlichen Erlös aus der Stromproduktion während der Spitzenlastzeit wünschenswert.

Es besteht bezüglich dieser Kosten ein gewisses Mass an Unsicherheit. Die Vorhersagen für die verbesserte zweite Generation im Jahr 2020 und für die dritte Generation im Jahr 2030 zeigen Kostenreduktionen für die meisten der Komponenten, jedoch in unterschiedlichen Ausmassen. Diese Abnahmen reflektieren die Verbesserungen auf verschiedenen Technologiesektoren (insbesondere Erschliessungs- und Bohrtechnologie), inkl. Lernkurven und Kostendegression mit zunehmender Anlagengrösse. Diese Abschätzungen weisen nicht für alle Komponenten die gleiche Sicherheit auf. Es werden zwar die besten Schätzungen gezeigt, in manchen Fällen können die Kosten jedoch um bis zu 20-30% abweichen.

Die Betriebs- und Wartungskosten werden eher als konstant angenommen (d.h. in USD/kW/a), was für den angenommenen Grundlastbetrieb plausibel erscheint. Reparaturen der Bohrlöcher stellen den dominierenden Faktor bei diesen Kosten dar. Die Kosten für Betrieb und Wartung sind insgesamt jedoch im Vergleich zu den jährlich amortisierten Kapitalkosten gering.

Unter der Annahme des DOE einer Lebensdauer der Bohrungen von 20 Jahren und einer Zinsrate von 5% ergeben sich bei einer Umrechnung der Kapitalkosten auf Jahresbasis die in Tab. 9.6 dargestellten Gesamt- und durchschnittlichen Stromgestehungskosten.

Tab. 9.6 Aktuelle Kostenabschätzungen einer EGS-Anlage.*

Kostenaufschlüsselung	Einheit	2005	2010	2020	2030
Leistung der Anlage	MW	6.5	6.8	17.9	35.8
Gesamter Kapitalbedarf	USD/kW	4'756	4'312	3'276	2'692
Gesamter Kapitalbedarf	M USD	31.0	29.1	58.7	96.4
Amortisationsdauer	Jahre	20	20	20	20
Zinsrate		5%	5%	5%	5%
Amortisationsfaktor		0.080	0.080	0.080	0.080
Jährlicher Kapitalbedarf	M USD/a	2.5	2.3	4.7	7.7
Gesamte Betriebskosten	USD/kW/a	191	179	163	152
Gesamte Betriebskosten	M USD/a	1.2	1.2	2.9	5.4
Gesamte Jahreskosten	M USD/a	3.7	3.5	7.6	13.2
Jährliche Stromproduktion	GWh/a	38.1	40.4	110.1	233.1
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	USD/MWh	98	88	69	57
	US\$/kWh	9.8	8.8	6.9	5.7

* Für das Jahr 2020 wird eine verbesserte 2. Anlagengeneration erwartet, für 2030 ausgereifte Technologie.

Zu dieser Tabelle sind einige Kommentare angebracht.

Leistung der Anlagen – Die Stromgestehungskosten sind für Anlagen mit grösserer Leistung natürlich höher, die Leistung ist jedoch durch die Produktion der Bohrlöcher limitiert. Die Produktion an Wärme pro Bohrung ist viel kleiner als bei hydrothermalen oder Dampf produzierenden Bohrungen, d.h. die beste Möglichkeit, die Anlagengrösse zu steigern, ist die Erhöhung der Zahl der Bohr-Triplets pro Anlage. Das ist auch in Tab. 9.4 und Tab. 9.5 gezeigt, wo die Anlagen in den Jahren 2020 und 2030 jeweils zwei bzw. vier Triplets aufweisen. Es könnte jedoch sein, dass zusätzliche Kosten für Rohrleitungen an der Oberfläche und Wärmeverluste in leistungsstärkeren Anlagen die Rentabilität bei höherer Anlagenleistung senken. Die Kostendegression hat in diesem Fall momentan zur Folge, dass die maximale Anlagengrösse bei etwa 50 MW bleiben wird.

Vorteilhafte Verhältnisse – Die Kostenschätzungen basieren auf einer einzigen Auswahl eher vorteilhafter geologischer Bedingungen mit einem hohen geothermischen Gradienten von 65°C/km sowie einer Flussrate, welche eine gute geologische Permeabilität widerspiegelt, beruhen. Das entspricht dem Umstand, dass die ersten Anlagen an den besten Standorten errichtet werden, es ergeben sich damit jedoch für die Schweiz optimistisch erscheinende Kosten, da die geothermalen Gradienten basierend auf Bohrlochdaten der Schweiz und Deutschlands hier bei durchschnittlich 30°C/km liegen und in den besten Fällen 40°C/km erreichen. Eine Anpassung dieser Kosten vorgenommen werden, indem die Nettostromproduktion bei gleich bleibenden Bohr- und Erzeugungskosten verringert wird. Die Kosten des Generators würden abnehmen, Pumpkosten zunehmen und der Nettowirkungsgrad würde von 13% auf etwa 10% abnehmen. Damit würden die oben gezeigten Stromgestehungskosten zunehmen. Es stellt sich also die Frage, wie die Abschätzungen von diesem Einzelfall auf die grössere Bandbreite der weniger guten Schweizer Bedingungen übertragen werden können, sodass die Kosten für das geothermale Potenzial in der Schweiz quantifiziert werden können. Dies wird im Abschnitt über die zukünftigen Kosten (Kap. 9.4.2) erläutert.

Insbesondere die Reduktionen bei den einzelnen Komponentenkosten von der heutigen Technologie bis zur ausgereiften dritten Generation erfordert einige spezielle Kommentare.

Erkundungskosten – Der bedeutendste Schritt zur Senkung der gesamten Bohrkosten ist eine möglichst geringe Anzahl an Bohrlöchern an den richtigen Orten, d.h. eine möglichst effektive Erkundung der Standorte. Fortschritte, welche im Kap. 9.2.2 beschrieben sind, bestehen in der

Verschlinkung der Bohrlöcher und einer besseren geologischen Modellierung. Beide Faktoren können zu verringerten Erschliessungskosten beitragen. Zusätzlich kann eine Kostenreduktion auch bei einer Nutzung der Geothermie in grösserem Massstab erreicht werden. Dadurch können die Erkundungskosten auf eine grössere Zahl von Bohrlöchern aufgeteilt werden.

Bohrkosten – Da die Bohrkosten etwa 50% der gesamten Kapitalkosten ausmachen, ist deren Verringerung ein zentraler Punkt. Zusammen mit der verbesserten Ressourcenerkundung werden die durch die oben beschriebenen Technologien in den nächsten 25 Jahren erreichbaren Kostenreduktionen auf bis zu 50% geschätzt. Diese Abnahme wird vom DOE als das realistische Maximum angesehen, die Schätzung basiert auf einer Reihe von Ergebnissen: 1) Sandia National Laboratory, 2) Unocal, 3) the Massachusetts Institute of Technology's National Advanced Drilling and Excavation Technology Institute (NADET) und 4) the National Research Council.

Kosten für die Rissbildung – Wirkungsvolle Rissbildung ist der Schlüssel zu einer Reduktion des Fluid-Widerstands und zu einer Steigerung des Fluid-Flusses. Das DOE sagt voraus, dass die Zahl der gebildeten Risse um 30% erhöht werden kann. Technologische Verbesserungen und die Kostendegression mit zunehmender Anlagengrösse werden bis ins Jahr 2030 die relativen Kosten um 20% bzw. 10% senken.

Infrastrukturkosten – Die Kosten für die HDR-Anlage mit binärem Kreislauf basieren auf der hydrothermalen Technologie, angepasst an die geringer Anlagengrösse (kleinere Kostendegression), erhöhten Kosten für die Pumpe sowie Änderungen bei der Einlasstemperatur. Das DOE prognostiziert, dass die Kraftwerkskosten bis 2030 um etwa 25% sinken werden.

Betriebs- und Wartungskosten – Die Wartung der Bohrlöcher ist hier der dominierende Faktor. Allerdings kann erwartet werden, dass die HDR-Fluide chemisch weit weniger aggressiv sind als die Laugen in hydrothermalen Gesteinsformationen. Daher sind die Betriebs- und Wartungskosten höchstwahrscheinlich für HDR im Vergleich zu hydrothermalen Ressourcen geringer. Es kann jedoch nicht von einer so deutlichen Kostenabnahme wie bei anderen Faktoren ausgegangen werden. Ein Schlüsselfaktor ist die Erhöhung der innerhalb einer Anlage genutzten Bohrloch-Triplets, zwei bei der zweiten Technologiegeneration und vier bei der dritten, ausgereiften Generation. Dadurch können die Kosten, welche durch die während der Wartung reduzierte Stromerzeugung entstehen, auf eine grössere Menge an Elektrizität aufgeteilt werden.

Gesamtkosten – Eine Kombination all dieser Faktoren führt zu Einsparungen in den Kostenfaktoren wie in Tab. 9.4 bis Tab. 9.6 dargestellt. Die Verbesserungen bei den einzelnen Komponenten sind auch in Tab. 9.7 zusammengefasst. Die Daten in dieser Tabelle basieren auf dem Abschnitt über die Kosten der Hydrothermie, geben aber fast die gleichen, allgemeinen Annahmen wieder.

Tab. 9.7 Erwartete Reduktionsfaktoren der Stromerzeugungskosten.

Technology Factor or Indicator	Units	Value	Performance or Cost Multiplier				
			1997	2005	2010	2020	2030
a. Average cost per well	\$K	1,639	1	0.8	0.75	0.6	0.5
b. Wildcat dry hole		0.8	1	0.95	0.9	0.8	0.7
c. Flow per production well	kg/hr	304	1	1.12	1.2	1.3	1.4
d. Field O&M cost	\$/kW/yr	24	1	0.75	0.68	0.62	0.62
e. Power capital cost	\$/kW	629	1	1	1	1	1
f. Plant net effectiveness	Wh/kg	26.4	1	1.09	1.1	1.1	1.1
g. Plant O&M cost	\$/kW/yr	49	1	0.75	0.67	0.6	0.5
h. Reservoir pressure decline	%/yr	6	1	0.85	0.66	0.4	0.33

Auch der Umstand, dass geothermale Stromproduktion neben der Elektrizität auch grosse Mengen an Wärme produziert, ist hier von Bedeutung. Die vorgenommenen Kostenschätzungen behandeln diese Wärme als Abfallprodukt ohne Wert. Falls ein lokaler Markt zur Nutzung dieser Wärme existiert,

kann dieser die Ökonomie positiv beeinflussen. Dann stellt sich aber die Frage, wie die Kosten auf Strom und Wärme aufgeteilt werden können.

Der Schwerpunkt dieser Studie liegt auf der Quantifizierung der gesamten und durchschnittlichen Kosten der geothermalen Stromproduktion ohne der frei werdenden Wärme einen Wert zuzuschreiben. Dies geschieht aus mehreren Gründen. Das Hauptproblem ist, dass bei einer signifikanten Stromproduktion – auch wenn dies nur ein Bruchteil des technischen Potenzials wäre – in den kleinen Gebieten um die Produktionsstandorte, wo eine Nutzung der Wärme ökonomisch wäre, nicht genug Wärmebedarf besteht. Es ist sicherlich möglich, die Abwärme zur Nahwärmeversorgung zu verwenden, wie dies bei der Pilotanlage in Basel geschieht, aber der gesamte Bedarf an Fernwärme ist beschränkt und wird bereits durch vorhandene Wärmequellen befriedigt. Die Kosten für die Errichtung einer neuen Fernwärmeversorgung werden nicht so sehr von der Wärmeproduktion selbst verursacht, sondern vom Verteilungsnetz. Die Kosten hängen vom gesamten Wärmebedarf und der Zahl der Wärmekonsumenten pro km des Verteilungssystems ab. Auch mit einer Serie von Kosteneinsparungen, die am ehesten in nicht sehr verdichteten Gebieten möglich sind, können die Wärmeverteilungskosten von etwa 4 Rp./kWh auf rund 2 Rp./kWh gesenkt werden (Dettli et al. 1998). Das heisst, dass die Kosten der Wärme sehr gering sein müssen und das ist auch der Fall, da der Grossteil der Fernwärme aus der Abwärme von Kernkraftwerken, aus Müllverbrennungsanlagen oder Ähnlichem stammt. Der Wert, welcher der Abwärme aus geothermischer Stromproduktion in einer umfassenden, landesweiten Untersuchung zugeschrieben werden könnte, ist gering und zudem ist der Gültigkeitsbereich beschränkt.

Es gibt einige Nutzungsvarianten für die frei werdende Wärme, für die ein besserer Markt existieren würde, als für die Fernwärmeversorgung. Dies sind hauptsächlich Anwendungen im Bereich Prozesswärme, beispielsweise zur Trocknung verschiedener Produkte, zur Heizung von Treibhäusern oder Aquakulturateichen, für Warmwasser im Wellnessbereich, etc., welche auch bereits die wichtigsten Nutzungsmöglichkeiten für direkte geothermale Wärme sind. Der Wert dieser Nutzungsvarianten liegt irgendwo zwischen Null und dem derzeitigen Preis von fossil erzeugter Wärme, da andernfalls diese Anwendungen bereits existieren würden und der Bedarf mit fossilen Brennstoffen gedeckt würde. Es besteht jedoch immer noch das Problem, dass dieser Wärmebedarf nicht am Standort der geothermalen Stromerzeugung vorliegt, und dass der gesamte Wärmebedarf sehr unsicher ist. Aus all diesen Gründen wurde der Wert des Beiprodukts Wärme in dieser Untersuchung vernachlässigt.

Eine mögliche Synergie hinsichtlich der Kosten, welche im Laufe dieses Projekts gefunden wurde, ist die mögliche Verbindung von geothermaler Wärme mit der Stromerzeugung aus Biomasse. Geothermale Wärme würde zur Erwärmung des Arbeitsfluids (organische Flüssigkeit oder Wasser) verwendet. Die Wärme aus Biomasse würde anschliessend dazu verwendet, das Fluid zu verdampfen oder auf die Arbeitstemperatur zu überhitzen. Diese Möglichkeit könnte für weitere Untersuchungen von Interesse sein, der Rahmen dieses Projekts gab jedoch vorrangig die Berücksichtigung der direkten Stromerzeugung mit Biomasse vor.

9.4.2 Entwicklung der Kosten/Versorgungs-Kurve

Wie schon zuvor erwähnt, sind sowohl derzeitige als auch zukünftige geothermale Stromgestehungskosten immer noch Abschätzungen und einige gute, gegenwärtig gültige Abschätzungen sind in Tab. 9.4 bis Tab. 9.6 dargestellt. Anstatt die Entwicklung dieser Komponentenkosten noch weiter voranzutreiben (was ausserhalb des Rahmens, der Fachkenntnis und des Budgets dieses Projekts gewesen wäre), wurden die Daten zur Kalibrierung eines Kostenmodells verwendet, welches zur Abschätzung der Kosten der geothermalen Stromproduktion entwickelt wurde und welches auf einigen Parametern der Geologie, der Bohrungen und der Anlagen selbst basiert. Daher konzentriert sich dieses Kapitel auf die Präsentation dieses Modells und dessen Ergebnisse, um zu sehen, wie für die Schweiz die Kosten/Versorgungs-Kurve aussehen würde.

Das geothermale Modell kann am besten mit einem Blick auf Fig. 9.1 beschrieben werden. Darin ist eine geothermale Stromerzeugungsanlage mit binärem Kreislauf dargestellt. Das System beinhaltet das geothermale Reservoir, das Bohrloch, den Generator und die Injektionspumpe. Der Ansatz war es, eine fixe Flussrate des geothermalen Fluids festzulegen und dann die Druckabfälle innerhalb des Reservoirs, der Bohrung und der Stromerzeugungsanlage zu finden. Damit wird der Druck, welcher zum Pumpen für die Injektion des Fluids nötig ist, bestimmt, und damit die erforderliche Leistung. Die Temperatur des Fluids hängt vom geothermalen Gradienten, der Bohrlochtiefe sowie Wärmeverlusten bis zum Generator ab. Flussrate und Temperatur zusammen bestimmen den Wirkungsgrad des Generators und die Bruttoproduktion. Bruttoproduktion minus Pumpleistung ergibt die Nettoproduktion. Die gesamten Kapitalkosten hängen vom Grad der Rissbildung im Reservoir, von Tiefe und Grösse der Bohrungen und von der Anlagengrösse ab. Diese Kapitalkosten wurden amortisiert, zu den Betriebs- und Wartungskosten hinzugefügt und durch die jährliche Nettostromproduktion dividiert, um die durchschnittlichen Gestehungskosten pro kWh Elektrizität zu erhalten. Das Modell wurde anhand der Kosten für die Komponenten für die Anlagengrösse und die Gegebenheiten in Tab. 9.1 kalibriert. Die Kalibrierung wurde für drei Generationen der Technologie vorgenommen: aktuelle Technologie (2010), weiterentwickelte Technologie (2020) und ausgereifte Technologie (2030). Die Schlüsselparameter und –annahmen für das Modell werden im Folgenden kurz umrissen, basierend auf jedem Untersystem.

Geothermales Reservoir – Das geothermale Reservoir wird durch den geothermalen Gradienten, einen vorhandenen Koeffizienten für die Permeabilität und einem linearen Koeffizienten für die Kosten der hydraulischen Rissbildung zur Verbesserung der Permeabilität, welche ausreichend hoch sein muss, um den spezifizierten Fluidfluss zu gewährleisten. Wichtig ist, dass Gradient und Permeabilitätskoeffizient nur durch die Auswahl des Standorts beeinflusst werden können. Der Druckverlust innerhalb des Reservoirs wird durch Darcys Gesetz bestimmt, welches aussagt, dass der Fluss proportional zum Druckverlust ist. Die Daten des DOE enthalten lediglich den gesamten Druckabfall für das Reservoir und das Bohrloch. Der anfängliche Druckabfall im Reservoir war also durch die Subtraktion des Druckverlusts im Bohrloch gegeben.

Bohrloch – Tiefe und Durchmesser der Bohrung wurden für im Modell als veränderliche Parameter festgelegt. Die Tiefe des Bohrlochs bestimmt die Temperatur des produzierten Fluids. Der Querschnitt (Durchmesser) bestimmt die Flussgeschwindigkeit. Die Oberfläche des Bohrlochs und die Flussgeschwindigkeit bestimmen die Wärmemenge, welche an den umliegenden Fels verloren geht, wenn das Fluid nach oben tritt. Diese Beziehung ist in Fig. 9.18 dargestellt. Die Strömung des Fluids im Bohrloch ist turbulent und der Druckverlust ist proportional zum Quadrat der Geschwindigkeit. Die Bohrkosten wurden als proportional zum Volumen der Bohrung angenommen, d.h. proportional zum Quadrat des Durchmessers und der Tiefe. Es ist von vornherein klar, dass die Bohrkosten zumindest einige Bestandteile enthalten, die proportional zum Quadrat der Tiefe sind, da während des Bohrens Bohrgestänge herausgezogen werden muss und Ähnliches mehr. Es standen jedoch keine detaillierten Daten für eine binomiale Abhängigkeit der Kosten zur Verfügung und daher wurde ein linearer Zusammenhang angenommen.

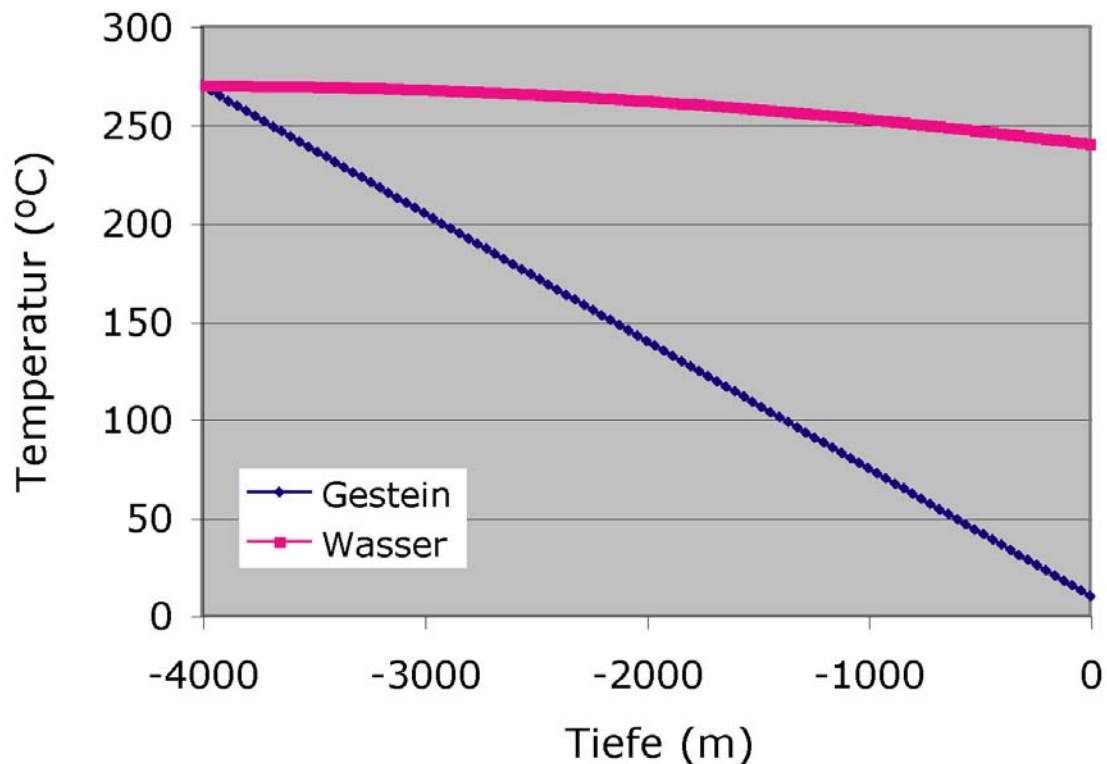


Fig. 9.18 Abnahme der Temperatur des geothermalen Fluids.

Anlage zur Stromerzeugung – Die Arbeitstemperatur des geothermalen Fluids wurde festgelegt, indem von der Temperatur des Reservoirs die Verluste im Bohrloch und jene zwischen dem Bohrloch und dem Einlass in die Anlage, was als Kalibrationsfaktor verwendet wurde, abgezogen wurden. Die Temperatur des Fluids und die Wärmekapazität ergeben die Nettowärmeleistung. Die Fluidtemperatur bestimmt den thermischen Wirkungsgrad der Anlage, basieren auf der Abhängigkeit in Fig. 9.17. Bruttowärmeleistung und Wirkungsgrad bestimmen die Bruttostromproduktion. Der Druckabfall innerhalb der Anlage, welcher viel kleiner als der gesamte Druckverlust innerhalb des Reservoirs und des Bohrlochs ist, wurde für verschiedene Anlagengrößen als konstant angenommen. Die Anlagengröße ergibt sich aus der Bruttoleistung, deren Kosten weisen basierend auf DOE-Quellen (USDOE 1997) eine exponentielle Abnahme mit zunehmender Leistung auf.

Injektionspumpe – Die Druckerhöhung, welche durch die Injektionspumpe bereitgestellt werden muss, entspricht dem gesamten Druckverlust in Reservoir, Bohrloch und Anlage. Die Pumpleistung ergibt sich aus dem Fluss mal dem Gesamtdruck und berücksichtigt noch die mechanischen und elektrischen Verluste. Die Kosten weisen eine exponentielle Abnahme mit zunehmender Leistung auf, wobei ein Koeffizient aus der DOE-Quelle verwendet wird (USDOE 1997).

Diverse Kapitalkosten – Diese beinhalten die Erschließung, den Erwerb und die Lizenzierung eines geothermalen Standorts, das Rohrsystem, welches das Fluid zur zentralen Anlage leitet, und das Frischwassersystem zum Ausgleich von Reservoirverlusten. Diese Kosten werden als konstant pro kW angenommen. Diese Kapital kosten verringern sich mit jeder Technologiegeneration, teilweise durch verbesserte Erschließung sowie verminderten durchschnittlichen Landbedarf, da mehr Bohrlöcher pro Anlage genutzt werden.

Konstante jährliche Kosten – Dieser Posten beinhaltet Betriebs- und Wartungskosten für das Kraftwerk und für die Bohrungen sowie die Reparatur von Bohrlöchern. Die jährlichen Kosten sind pro kW konstant, verringern sich jedoch mit jeder Technologiegeneration. Hier ist anzumerken, dass die erhöhte Zahl an Bohrlöchern pro Anlage für die Technologie der Jahre 2020 und 2030 die Stillstandszeiten der Anlagen aufgrund von Instandsetzung von Bohrlöchern und Wartungsarbeiten für das

Reservoir verringert. Dadurch wird der gesamte Nutzungsgrad erhöht und die Stromgestehungskosten pro kWh nehmen ab.

Basierend auf diesem relativ einfachen Modell kann man erkennen, dass die durchschnittlichen Kosten von sieben Hauptfaktoren abhängen: vom geothermalen Gradienten, der nachträglichen hydraulischen Rissbildung, von der Bohrtiefe und deren Durchmesser, von der Flussrate des Fluids sowie von Wärmeverlusten im Fluidsystem und der Stromerzeugungsanlage. Die ersten beiden Faktoren werden durch die Standortauswahl bestimmt, die anderen fünf Faktoren können durch das Design der Bohrungen und der Anlage beeinflusst werden. Fig. 9.19 zeigt eine Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf parametrisierte Weise. Jeder Faktor wurde relativ zum Ausgangswert in der DOE-Quelle (USDOE 1997) verändert. Alle Kurven für die einzelnen Parameter kreuzen sich bei 100%, wo alle Parameter ihre Referenzwerte haben. Jede Kurve reflektiert also die Variation eines einzelnen Faktors, während alle anderen Parameter konstant beim Ausgangswert gehalten werden. Diese Sensitivitätsanalyse wurde mit der Referenztechnologie des Jahres 2010 gemacht, nicht jene der Jahre 2020 oder 2030.

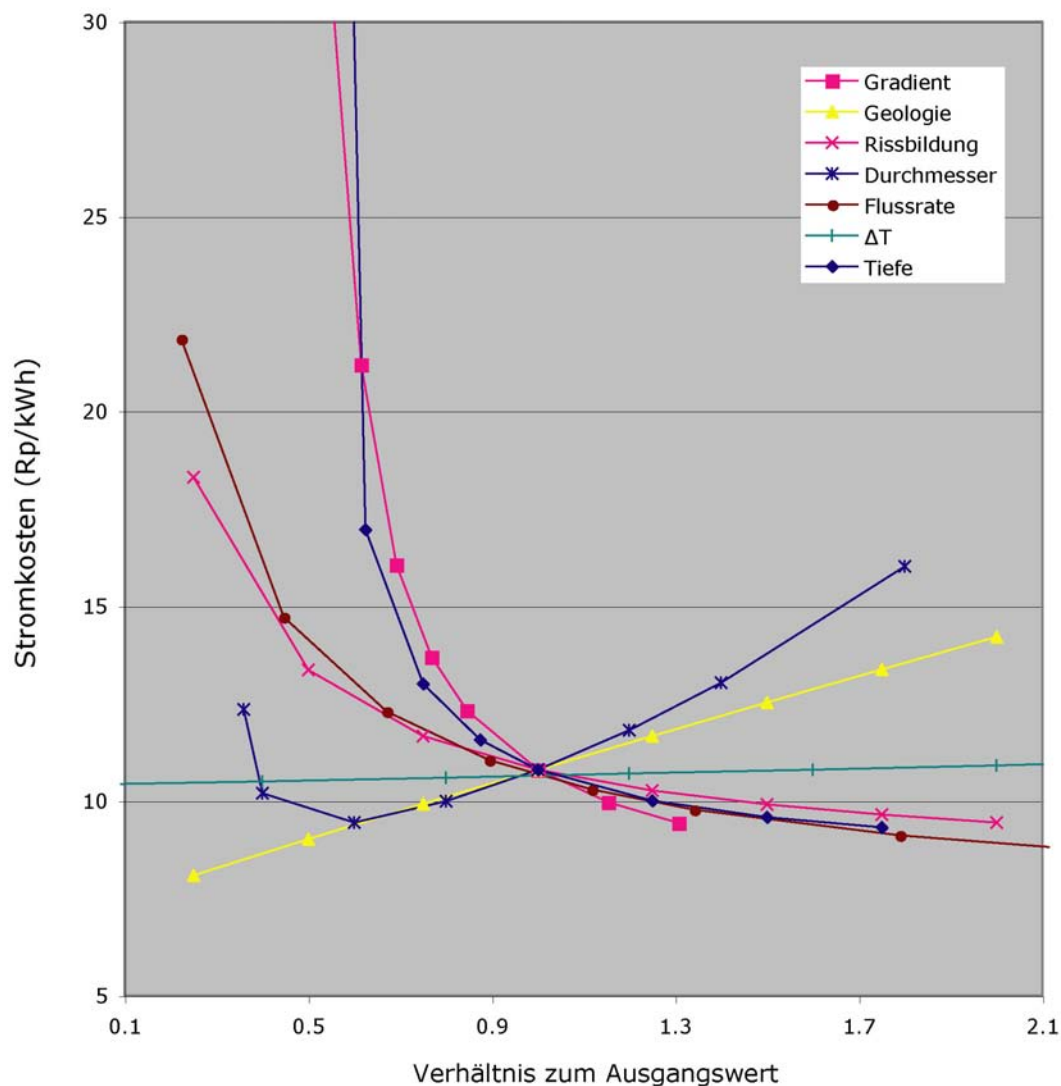


Fig. 9.19 Sensitivitätsanalyse der geothermalen Stromgestehungskosten für einzelne Parameter.

Fig. 9.19 macht deutlich, dass die durchschnittlichen geothermalen Stromgestehungskosten am stärksten mit Veränderungen beim Temperaturgradienten und bei der Bohrtiefe reagieren. Das macht Sinn, da die Fluidtemperatur Haupteinfluss auf die Bruttowärmeleistung und den thermischen Wirkungsgrad hat. Wenn die Fluidtemperatur unter den Referenzwert fällt, bewegt sich die Bruttoleistung in Richtung der notwendigen Pumpleistung und die Nettoleistung fällt daher gegen Null, wodurch die Stromgestehungskosten ins Unendliche steigen. Die nächst wichtigsten Faktoren sind die Flussrate und die erforderliche Rissbildung. Die Flussrate, welche eine exogener Parameter ist, und die Rissbildung beeinflussen beide den Druckabfall im Kreislauf und als Folge davon den Pumpendruck. Erhöhte Pumpleistung verringert die Nettoerzeugung und erhöht daher die Stromkosten. In der Reihe abnehmender Bedeutung folgen die geologische Permeabilität und der Durchmesser der Bohrung. Die Permeabilität bestimmt den Druckverlust innerhalb des Reservoirs, basierend auf dem Referenzwert der nötigen Rissbildung, d.h. wie geeignet das Gestein für die Rissbildung ist. Die Änderung dieses Parameters hat den selben Effekt wie mehr oder weniger Rissbildung, allerdings mit dem wichtigen Unterschied, dass er standortspezifisch ist und keine Kosten damit verbunden sind. Der Durchmesser der Bohrung weist die interessanteste Kurve aller Parameter auf. Diese hängt von den Wechselwirkungen zwischen Bohrkosten, Fließgeschwindigkeit sowie Druckverlust und Temperaturabnahme im Bohrloch ab. Nur wenn der Durchmesser zu klein wird, kommt es durch die Kombination dieser Faktoren zu steigen Gestehungskosten. Der am wenigsten einflussreichen Parameter ist schliesslich die Temperaturabnahme zwischen oberem Ende des Bohrlochs und dem Kraftwerk. Da die Kurven für den Temperaturgradienten und die Bohrlochtiefe nahe legen, dass die Fluidtemperatur der Schlüsselfaktor ist, kann diese Temperaturabnahme nur die flachste Kurve aufweisen, weil der Schwankungsbereich relativ gering war. Dennoch könnten die Kosten zur Isolation und einer damit verbundenen Verringerung dieses Temperaturgefälles gering genug sein, um diese Massnahmen sehr kosteneffektiv zu machen.

Mithilfe des oben beschriebenen Modells kann nun für die Schweiz eine Kurve für die geothermalen Stromgestehungskosten vs. realisiertem Potenzial entwickelt werden. Aus Kap. 9.3.1 ist bekannt, dass die interessanten geothermalen Ressourcen etwa in einer Tiefe von 3-7 km vorhanden sind. Es ist möglich die verfügbare Stromproduktion und die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für jeden Quadratkilometer abzuschätzen, indem ein geothermischer Gradient festgelegt wird, die mögliche Stromproduktion basierend auf der Fluidtemperatur und dem thermischen Wirkungsgrad sowie die Kosten des Stroms aus jeder der 1 km dicken Schichten berechnet werden und anschliessend über alle vier Tiefenschichten summiert wird. Dies ist in Fig. 9.20 dargestellt. Die Abbildung zeigt die Kosten/Versorgungs-Kurve für die gesamte Schweiz, basiert auf einem durchschnittlichen geothermalen Gradienten von 30°C/km. Die drei Kurven geben die nach den Vorhersagen des DOE abnehmenden Kosten für die Jahre 2010, 2020 und 2030 wieder. Daraus wird deutlich, dass die durchschnittlichen Stromkosten zunehmen, wenn die Tiefe von 6.5 km über 5.5 km auf 4.5 km abnimmt. Diese Tiefen sind die durchschnittlichen Distanzen der Tiefenschichten 6-7 km, 5-6 km und 4-5 km zur Erdoberfläche. Bei der obersten Schicht zwischen 3 km und 4 km Tiefe ist die Stromerzeugung unökonomisch, die Kosten werden hier nicht gezeigt. Offensichtlich verringert sich die Menge der potenziell in einer Schicht erzeugbaren Elektrizität mit abnehmender Tiefe, da die enthaltene Wärmemenge sowie der Wirkungsgrad abnehmen. Die mögliche Stromproduktion mit der in den drei Tiefenschichten 6-7 km, 5-6 km und 4-5 km enthaltenen Energie beläuft sich auf 3.8 TWh, 2.6 TWh und 1.8 TWh, womit sich kumulative Ressourcen von 3.8 TWh, 6.4 TWh und 8.2 TWh ergeben.

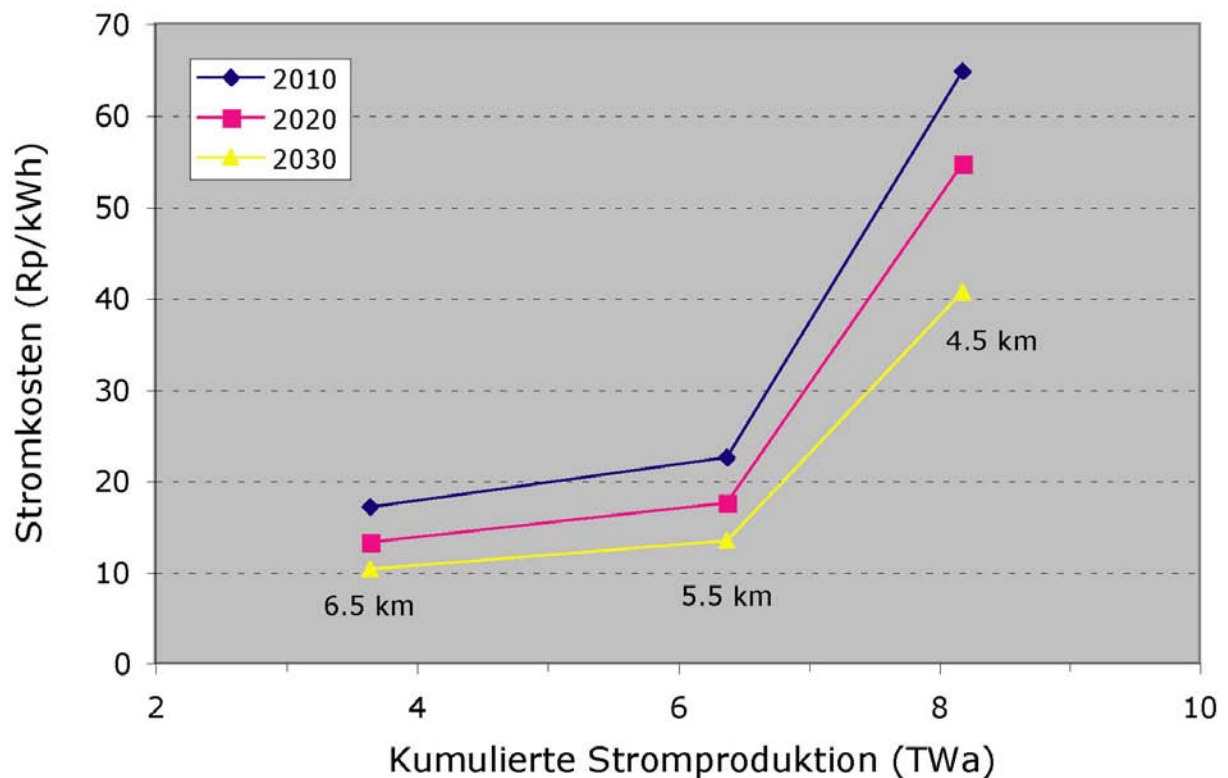


Fig. 9.20 Geothermale Kosten/Versorgungs-Kurve in der Schweiz für einen Temperaturgradienten von 30°C/km, für Tiefen zwischen 3 km und 7 km.

Der Wert von 30°C/km stellt zwar in etwa einen Durchschnitt für den geothermalen Gradienten in der Schweiz dar, ein Blick auf Fig. 9.10 offenbart aber auch, dass – falls die Verteilung des geothermalen Potenzials hierzulande ähnlich wie in Deutschland ist – ein bedeutender Anteil der Wärme bei einem Gradienten von 40°C/km zur Verfügung steht. Fig. 9.21 zeigt die Kosten/Versorgungs-Kurve für die Annahme, dass in der gesamten Schweiz ein Temperaturgradient von 40°C/km vorhanden wäre. Daraus wird ersichtlich, dass die Kosten nun geringer sind, die potenziell erzeugbare Strommenge nun grösser ist, und dass nun die Möglichkeit besteht, Nettostrom mit einer Bohrtiefe von 3.5 km zu produzieren (auch wenn die Kosten dabei ziemlich hoch sind).

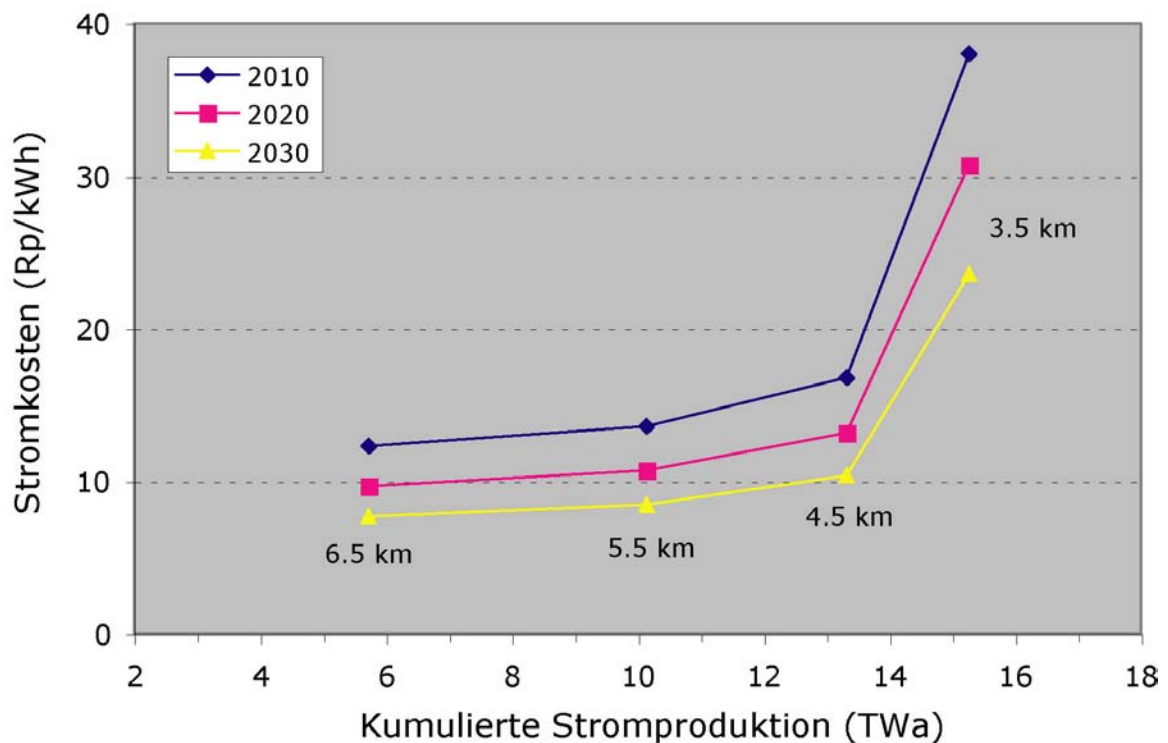


Fig. 9.21 Geothermale Kosten/Versorgungs-Kurve in der Schweiz für einen Temperaturgradienten von 40°C/km, für Tiefen zwischen 3 km und 7 km.

Es besteht natürlich auch die Möglichkeit, mehrere Kosten/Versorgungs-Kurven mit unterschiedlichen geothermalen Gradienten zu berechnen, siehe Fig. 9.22. Die Abbildung zeigt, dass bei einem Gradienten von 25°C/km die Stromproduktion lediglich mit den Ressourcen der beiden tiefsten Schichten (6-7 km und 5-6 km) möglich ist. Die Kurven für Gradienten von 30°C/km und 35°C/km weisen drei Punkte auf, d.h. die Elektrizitätserzeugung ist für Tiefen von 4-7 km möglich. Bei allen Kurven mit Gradienten von 40°C/km oder mehr sind vier Punkte für die vier Tiefenschichten zwischen 3 km und 7 km vorhanden. Die Kurven für Gradienten von 50-70°C/km sind in der Abbildung vorhanden, wurden jedoch nicht einzeln bezeichnet, um die Optik nicht zu stören.

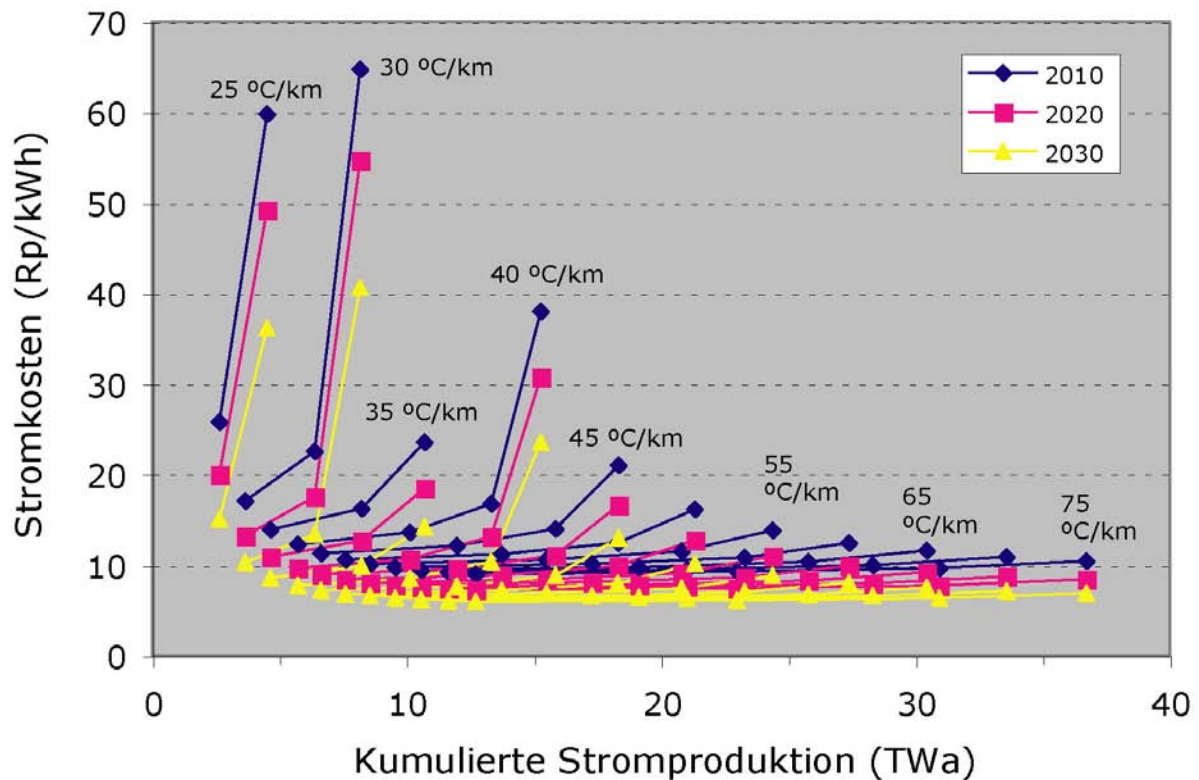


Fig. 9.22 Kosten/Versorgungs-Kurve als Funktion des geothermalen Gradienten.

Es ist auch zu beobachten, dass bei einer Steigerung des geothermalen Gradienten die Kostensensibilität hinsichtlich der Tiefe abgeflacht wird. Das heisst, dass tiefere Bohrungen an guten Standorten die mögliche Stromproduktion deutlich erhöhen, die Kosten dabei jedoch nicht allzu stark zunehmen.

Unter Berücksichtigung dieser verschiedener Kurven ist es nun möglich, eine gesamthafte Kosten/Versorgungs-Kurve für die Schweiz abzuschätzen. Fig. 9.10 zeigt eine Verteilung des geothermalen Gradienten für Deutschland. Es waren zwar keine ähnlichen Daten für die Schweiz verfügbar, eine ähnliche Verteilung erscheint aber realistisch. Bei einer Abschätzung der Zahl der Bohrungen bei unterschiedlichen Gradienten würde sich ein sehr grobes Bild ergeben, das folgendermassen aussieht:

Geothermaler Gradient (°C/km)	20	25	30	35	40	45	50
Anteil für die Schweiz	10%	10%	15%	20%	20%	20%	5%

Mit der Ressource mit einem Gradienten von 20°C/km kann Strom nicht ökonomisch produziert werden und auch bei 25°C/km wird dies kaum möglich sein. Unter Verwendung dieser prozentuellen Anteile zur Erstellung einer gewichteten Durchschnitts-Kosten/Versorgungs-Kurve ergibt sich das in Fig. 9.23 dargestellte Resultat.

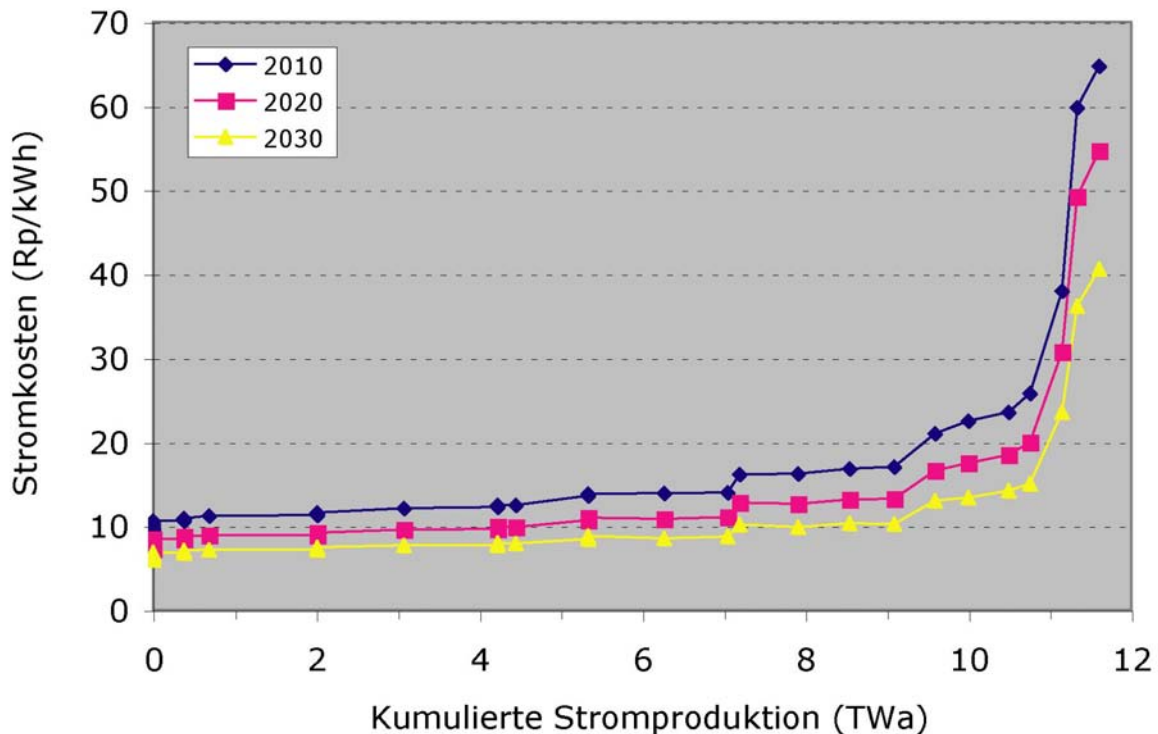


Fig. 9.23 Gewichtete Durchschnitts-Kosten/Versorgungs-Kurve für die Schweiz.

Fig. 9.23 zeigt die kumulativ verfügbare geothermale Stromproduktion in der Schweiz zu oder unterhalb bestimmter Kosten. Die Abbildung beinhaltet einige relativ grobe Annahmen, welche im Folgenden aufgeführt sind:

- Zunächst sollte wiederholt werden, dass Permeabilität und Sättigung gleich wichtig oder bedeutender als der geothermal Gradient sind, aber weit weniger bekannt (es sind deutlich weniger Daten verfügbar).
- Die Verteilung der Gradienten, die für die Berechnung der obigen gewichteten Kosten/Versorgungs-Kurve verwendet wurde, stellt lediglich eine visuelle Schätzung mithilfe von Daten aus Deutschland dar. Die tatsächlichen Werte für die Schweiz sind nicht bekannt.
- Die Kosten sind unsicher. Das Modell wurde mit den Schätzungen des USDOE zu den zukünftigen Kosten kalibriert, die wichtigsten Kostenfaktoren weisen also Unsicherheiten im Bereich von 20-30% auf. Nach Aussagen von Schweizer Geothermie-Experten könnten die Kosten hierzulande deutlich höher sein, falls die Bohrkosten höher oder die Wirkungsgrade der Injektionspumpen niedriger sind.

Aufgrund dieser notwendigerweise getroffenen Annahmen sollte die obige Kurve nicht als präzises Mass aufgenommen werden. Es sollten darauf zwar keine wichtigen Entscheidungen basieren, einige Punkte werden daraus jedoch offensichtlich.

- Die kumulative Kosten/Versorgungs-Kurve setzt sich aus einer Reihe von Beiträgen zusammen. Geringe Anteile am Stromerzeugungspotenzial stammen von Ressourcen mit den höchsten Gradienten und den niedrigsten Kosten. Es folgt ein grösserer Beitrag von Ressourcen mit durchschnittlichen Gradienten und durchschnittliche Kosten. Schliesslich steht ein grosses Wärmepotenzial bei kleinen Gradienten oder geringen Tiefen zur Verfügung. Bei diesem grossen Teil ist die Stromerzeugung jedoch unökonomisch oder unmöglich.

- Es sind zwar sowohl die Kosten als auch der Umfang der geothermalen Ressource unsicher, der Umfang der Ressource ist jedoch so gross, dass eigentlich nur die Unsicherheit der Kosten von Bedeutung ist. Es muss in Erinnerung gerufen werden, dass die obigen Kurven das Ausmass der *potenziellen* Stromerzeugung darstellen. Es wäre unmöglich, auch nur einen kleinen Teil der entsprechenden Anlagen bis zum Jahr 2030 zu bauen. Die Grösse der Ressource war jedoch immer die Antriebskraft hinter der weltweiten „Hot, dry rock“-Forschung (nun EGS-Forschung) und dies trifft auch auf die Schweiz zu.
- Das hier zuvor gezeigte Modell ist wohl genauer als die verfügbaren Inputdaten (die Genauigkeit der *Ergebnisse* hängt natürlich von der Präzision des Modells *und* der Datenqualität ab). Bessere Kosten/Versorgungs-Kurven können erst dann berechnet werden, wenn Daten von besserer Qualität aus der gegenwärtig vom BFE finanzierten Kartierung der geothermalen Ressourcen zur Verfügung stehen.

Es ist auch ersichtlich, dass die Kurven nicht sehr glatt sind, dies ist jedoch ein Artefakt und resultiert aus der Art, wie die geothermalen Reservoirs und Gradienten in diskrete Schichten und Gruppen aufgeteilt wurden. Der gewichtete Durchschnitt der einzelnen relativ glatten Kurven, die sich am Ende nach oben bewegen, ergibt eine etwas raue Kurve. Würden die geothermalen Daten eine Kombination von dünneren Gesteinsschichten und einer genaueren Verteilung der Gradienten erlauben, so könnte eine glatte Kurve erzeugt werden. Die erforderlichen Informationen liegen jedoch noch nicht vor.

9.5 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

9.5.1 Heutige Technologien

Geothermische Stromerzeugung ist weitgehend umweltfreundlich. Für die Stromerzeugung mit erweiterten geothermalen Systemen gilt das im Vergleich zu hydrothermalen oder Trockendampfressourcen ganz besonders. Das gesamte geothermale Fluid wird wieder eingespeist, das Arbeitsmedium ist keine konzentrierte oder korrosive Lauge und es gibt keine Gase wie SO_2 , die vom Dampf abgetrennt werden müssen. Umweltauswirkungen oder -schäden, die aus der geothermalen Stromproduktion resultieren, können in folgende Kategorien unterteilt werden.

Abwärme – Da die Stromproduktion in erweiterten geothermalen Systemen Wirkungsgrade in der Grössenordnung von 9-13% aufweist, müssen etwa 90% der Wärme in die Atmosphäre, Oberflächengewässer oder an andere Wärmenutzer abgegeben werden. In diesem Projekt wird die grösstmögliche Stromerzeugung untersucht. Es wird dabei für die ökonomische Analyse angenommen, dass nicht genug Wärmebedarf vorhanden ist, um all die Abwärme zu nutzen. Natürlich würde die Abwärmeproduktion bei höherem Wärmebedarf verringert, wodurch sich auch die Ökonomie verbessern würde.

Landverbrauch – Der Landverbrauch für ein einzelnes geothermales Kraftwerk ist relativ gering und schliesst andere Formen der Landnutzung nicht aus. Abschätzungen reichen von 6-10 ha für Anlagen mit einer elektrischen Nettoleistung von 5.5-30 MW. Diese Zahlen basieren auf der DOE-Quelle (USDOE 1997), welche als Hauptreferenz für dieses Kapitel verwendet wurde. Das World Energy Council schätzt den Landverbrauch basierend auf heute verfügbarer Technologie (also hydrothermal) mit $200 \text{ km}^2/\text{GW}_e$ (oder $20 \text{ ha}/\text{MW}_e$) höher ab, wobei 5-10% davon direkt verbraucht werden und der Rest für geteilte Nutzung offen steht (Manoha 2000). Die visuellen Auswirkungen (in Verbindung mit den Gebäuden, dem Rohrnetz und den Bohranlagen), Lärm und Geruch der Anlagen sollten eine relativ einfache Integration in landwirtschaftliche, gewerbliche oder industrielle Landnutzung, erlauben, eher nicht in dicht besiedelte Stadt- oder Erholungsgebiete. Insbesondere in der Schweiz machen die hohen Grundstückspreise Standorte in Stadt- oder Erholungsgebieten wohl ökonomisch uninteressant. Daher sind Probleme aufgrund von Problemen hinsichtlich Landnutzungskonflikten wahrscheinlich minimal. Geringer Landverbrauch heisst in diesem Fall, dass der Landverbrauch insgesamt nicht so niedrig ist wie für sehr konzentrierte Stromerzeugungstechnologien, wie etwa fossile Kraftwerke oder Kernkraftwerke. Geothermische Stromerzeugung hat jedoch einen geringeren Landverbrauch als die meisten erneuerbaren Energieträger wie Photovoltaik oder Biomasse.

Wasserverbrauch – Die Wasserverluste innerhalb eines geothermalen Reservoirs können zwischen 5% und 15% liegen, die Durchschnittswerte liegen anfangs bei 10%. Es liegt jedoch noch keine ausreichende Langzeiterfahrung vor, es wird jedoch angenommen, dass die Verluste mit der Zeit auf 1-2% zurückgehen, da das Reservoir in der Umgebung der Bohrung mehr und mehr gesättigt wird. Wasser zum Ausgleich dieser Verluste stammt entweder aus Oberflächengewässern oder relativ seichten Grundwasserleitern. Der Ausgleich dieser Verluste scheint alternative Nutzung zwar nicht auszuschliessen, er bedeutet aber, dass geringere Wassermengen für andere Zwecke, z.B. die Landwirtschaft zur Verfügung stehen. Falls die geothermale Anlage an einem Standort errichtet ist, an dem eine Störungs- oder Risszone vorhanden ist, könnten tiefe Injektionen von grossen Wassermassen seismische Effekte zur Folge haben, es scheint jedoch am wahrscheinlichsten, dass kleinere Erdbeben häufiger auftreten, und nicht grosse in längeren Abständen. Diese Gefahr scheint in der Schweiz vernachlässigbar klein zu sein.

Materialverbrauch – Der Ressourcenverbrauch der geothermischen Stromproduktion beinhaltet den üblichen Bedarf an Stahl, Kupfer und anderen Materialien, welche bei der Errichtung der Anlagen benötigt werden. Der Ressourcenverbrauch wurde nicht im Besonderen untersucht. Es erscheint jedoch wegen den Ausmassen und der Intensität der geothermischen Ressource wahrscheinlich, dass der über die benötigten Materialien entstehende Ressourcenverbrauch zwischen konzentrierteren Energieformen (z.B. fossil oder nuklear) und weniger konzentrierten (z.B. Photovoltaik oder Biomasse) liegt.

Externe Kosten – Das World Economic Council (Manoha 2000) hat auch grobe Abschätzungen der externen Kosten durchgeführt, basierend auf Auswirkungen auf die Umwelt und die Gesundheit. Diese Schätzung kommt für bestehende geothermale Energiequellen (hydrothermal) auf Werte von 0.2-0.5 EUR/MWh Strom. Den Abschätzungen liegen Daten der Internationalen Vereinigung für Geothermie (International Geothermal Association, IGA) zu Grunde. Das liegt deutlich unter den Werten der anderen erneuerbaren Ressourcen, wie Wind (0.5-2.6 EUR/MWh_e), Photovoltaik (1.4-3.3 EUR/MWh_e) und Biomasse (2-50 EUR/MWh_e, stark abhängig von der Art der Biomasse)

Beschäftigungseffekte – Diesbezügliche Schätzungen berücksichtigen hauptsächlich Bohrungen, Anlagenbau, Betrieb und Wartung der Bohrlöcher und hängen nicht stark von der Anlagengrösse ab. Die WEC-Schätzungen (Manoha 2000) gehen von etwa 100-200 eher kurzfristig Beschäftigten in der Baubranche aus und von 30 Beschäftigten pro Anlage für Betrieb und Wartung (für Anlagen mit Leistungen von 15-55 MW_{el}). Diese Abschätzungen basieren wiederum auf bestehender hydrothormaler Technologie. Beschäftigungseffekte pro MWh Strom würden für EGS-Anlagen wegen der geringeren Anlagengrösse bzw. der relativ gesehen grösseren Bohrungen höher sein.

Unfälle – Der WEC-Bericht (Manoha 2000) gibt an, dass die Unfallrate bei geothermalen Anlagen bei etwa 15 Unfällen pro Mio. Mannstunden Arbeit liegen. Diese Zahl basiert auf einer „best-practice“-Studie der IGA.

9.5.2 Zukünftige Technologien

Es wird angenommen, dass zukünftige Technologien eine Weiterentwicklung der heutigen darstellen, die Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte also weit gehend konstant beleiben werden. Da der Wirkungsgrad der geothermalen Stromproduktion unvermeidlich klein ist, haben auch geringe Steigerungen der Effizienz relativ grosse relative Steigerungen der Stromproduktion zur Folge. Die Reduktion der gesamten, tatsächlichen Umweltauswirkungen, beispielsweise der Abwärmeproduktion, wird jedoch relativ gering sein. Die Reduktionen der durchschnittlichen, relativen Umweltauswirkungen wird höher sein, basiert jedoch auf einer Verteilung der Auswirkungen auf eine grössere Stromproduktion und nicht auf gesunkenen Umweltauswirkungen insgesamt. Der einfachste Weg zur Reduktion der Hauptumweltauswirkung (d.h. der Abwärme) ist eine vermehrte Nutzung dieser Wärme in der Nähe der geothermischen Standorte.

9.6 Faktoren, welche die Entwicklung und Markteinführung beeinflussen

9.6.1 Nachfragefaktoren

Die Faktoren, welche die Nachfrage nach geothermal erzeugtem Strom in der Schweiz beeinflussen, sind mit deren einzigartiger Charakteristik verbunden. Die äusserst geringen CO₂-Emissionen und die hohen Abwärmeemissionen beeinflussen beide die potenzielle Nachfrage. Falls die Schweizer CO₂-Politik weiterhin vernachlässigbare Emissionen aus dem Stromsektor anstrebt und der Bau neuer Kernkraftwerke abgelehnt wird, würde dies offensichtlich für geothermische Kraftwerke sprechen. Gleichermassen würden die ökonomische Attraktivität und die potenzielle Nachfrage bei steigendem Bedarf an Wärme oder sinkenden Kosten für die Wärmeverteilungsnetze (oder öffentlicher Unterstützung) steigen.

9.6.2 Hindernisse

Die Hindernisse für die geothermische Stromerzeugung entsprechen natürlich dem Gegenteil der Förderfaktoren. Falls die CO₂-Emissionen in der Schweizer Energiepolitik an Bedeutung verlieren oder andere klimafreundliche Stromquellen, wie beispielsweise die Kernkraft, gebilligt werden, würde dies ein Hindernis für die geothermische Stromerzeugung darstellen. Auch der Mangel an Wärmenachfrage oder Widerstand gegen die Produktion von grossen Mengen an Abwärme wären Hindernisse.

9.6.3 Anforderungen für zukünftige Entwicklung und Marktreife

Die wichtigsten Faktoren, welche die zukünftige Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung und deren Marktchancen beschleunigen und verbessern könnten, sind eine Verringerung der Stromgestehungskosten, Risikoverminderung sowie steigende öffentliche Wahrnehmung der Verfügbarkeit und der Charakteristika der Geothermie. Das BFE fördert bereits die Bekanntheit von Anwendungen für geothermische Wärme, worunter auch die Nutzung von Abwärme aus der geothermischen Stromproduktion fallen würde. Die Reduktion von Kosten und Risiko ist eher eine Frage der geologischen und technologischen Forschung und nicht der Marktverhältnisse.

9.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und -bedarf

Angeichts der Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von geologischen Bedingungen (insbesondere jenen, die Permeabilität und Fluid-Flussrate) bestimmen, besteht in der Schweiz der dringendste Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Ressourcenkartierung (d.h. die zuvor beschriebene, detaillierte Geowatt Studie). Eine Fortführung der Schweizer Forschung im Bereich der Technologie ist auch wichtig. Dies ist aber nicht so dringend, da die Schweiz auch von EGS-bezogener Forschung in anderen Ländern profitieren kann, auch von Forschung im Bereich konventioneller hydrothermaler Stromproduktion sowie allgemeiner Erschliessungs- und Bohrtechnologieforschung.

9.8 Schlussfolgerungen

Wie zuvor bei den im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Kosten/Versorgungs-Kurven angesprochen, ist die wichtigste Schlussfolgerung, dass in der Schweiz ein *sehr* grosses Potenzial zur geothermischen Stromerzeugung existiert. Der hauptsächliche Vorbehalt liegt in den bestehenden Unsicherheiten. Die potenzielle Ressource ist jedoch so umfangreich, dass auch eine grosse Unsicherheit in deren genauen Umfang relativ unbedeutend ist. Auf der anderen Seite könnten Unsicherheiten bezüglich der Kosten ausschlaggebend dafür sein, ob die geothermale Stromerzeugung von Interesse sein wird. Die entscheidenden kostenbezogenen Unsicherheiten sind die geologischen Daten der Ressourcen

(besonders eine Kartierung geothermalen Gradienten, die Permeabilität und die Sättigung des Gesteins) sowie die damit verbundenen Kapitalkosten (insbesondere Bohrkosten).

Weniger wichtige Kostenfaktoren beinhalten eher technologische Betriebsparameter und für die Schweiz spezifischen Verhältnissen wie Landkosten. Trotzdem scheinen Stromkosten für die geothermische Erzeugung im Vergleich zu vielen anderen erneuerbaren Energieträgern zumindest wettbewerbsfähig oder möglicherweise auch geringer.

9.9 Abkürzungsverzeichnis

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover, Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben.
DHM	deep heat mining
DOE	US Department of Energy, also US DOE
Doublet	one injection and one return well
DWD	diagnostics while drilling
EERE	US DOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy
EGS	enhanced geothermal systems
ENET	BFE Netzwerk für Informationen und Technologie-Transfer im Energiebereich
HDR	hot dry rock
HFR	hot fractured rock
HWR	hot wet rock
IEA	International Energy Agency
IGA	International Geothermal Association
IST	Institut fuer Erdwissenschaften Tessin
METC	Morgantown Energy Technology Center
NADET	National Advanced Drilling and Excavation Technologies Institute
NREL	US DOE National Renewable Energy Laboratory
PDC	polycrystalline diamond compact
SNL	US DOE Sandia National Laboratory
Triplet	one injection and two return wells
WEC	World Energy Council

9.10 Literaturverzeichnis

- BGR 2000 BGR (2000) Obere Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover (BGR), Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben.
- Dettli et al. 1998 Dettli R., Mueller M. and Ott W. (1998) Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz. econcept, Zürich.
- Genter 2003 Genter A. (2003) Typology of potential Hot Fractured Rock resources in Europe, EU contract ENK5-CT2000-00301. BRGM, Orléans, Frankreich.
- Häring et al. 2002 Häring M., Hopkirk R. and Wilhelm J. (2002) Deep Heat Mining. Resultatebericht 2002. Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING, Häring GeoProject für das Bundesamt für Energie (BFE), Steinmaur & Bern.
- Häring et al. 2003 Häring M., Hopkirk R. and Wilhelm J. (2003) Deep Heat Mining. Entwicklung der Hot-Dry-Rock / Hot-Wet-Rock Technologie zur Strom- und Wärmeproduktion in der Schweiz; insbesondere Deep Heat Mining, Basel. Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING, Häring GeoProject für das Bundesamt für Energie (BFE), Steinmaur & Bern.
- Hopkirk et al. 2002 Hopkirk R., Haering M., Megel T., Minder R., Rybach L. and Vuataz F. (2002) IEA - Hot Dry Rock, Jahresbericht Dezember 2002, Teilnahme am Geothermal Implementing Agreement der IEA. Arbeitsgemeinschaft GIA c/o Polydynamics Engineering, Maennedorf, Schweiz.
- Hurter & Haenel 2002 Hurter S. and Haenel R. (2002) Atlas of Geothermal Resources in Europe. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg, Online-Version unter: http://publications.eu.int/general/en/salesagents_en.htm.
- IEA 2003 IEA (2003) Renewables for Power Generation. Status & Prospects. OECD/IEA, Paris.
- Jung et al. 2002 Jung R., Roehling S., Ochmann N., Rogge S., Schellschmidt R., Schulz R. and Thielmann T. (2002) Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland.
- Kutscher 2001 Kutscher C. (2001) Small-Scale Geother Power Plant Field Verification Projects, NREL Preprint NREL/CP-550-3027.
- Manoha 2000 Manoha B. (2000) Proposal of Technical, Environmental and Sociological Performance Indicators for Renewable Energy Sources. World Energy Council Working Group on the Performance of Renewable Energy Generating Plants - Phase 2.
- Mink 2003 Mink R. (2003) Powerpoint slides on DOE Geothermal Technologies Program. GRC Annual Meeting, 13.10.2003.
- Rybach et al. 2000 Rybach L., Brunner M. and Gorhan H. (2000) Swiss Geothermal Update 1995-2000. In proceedings from: World Geothermal Conference 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, Juni 2000.
- Thüring 2003 Thüring M. (2003) Geothermische Karte Tessin, Wärme aus Boden und Wasser - Kanton Tessin, Schlussbericht Dezember 2003, BFE Project No. 40151.
- USDOE 1997 USDOE (1997) Geothermal Hot Dry Rock. US Department of Energy (USDOE).
- USDOE 2001 USDOE (2001) Polycrystalline Diamond Drill bit Technology. In: Geothermal Today, DOE/GO-102001-1441(August), pp. 12.

- USDOE/NREL 2001 USDOE/NREL (2001) A Closer Look at Drilling Research. In: Geothermal Today, pp. 13.
- Wilhelm et al. 2003 Wilhelm J., Bianchetti G. and Vuataz F. (2003) Evaluation du potentiel géothermique du canton de Vaud. Projekt-Nr. 46094. Bundesamt für Energie (BFE), Bern.

10 Wellenkraft

10.1 Einführung

Ziel dieses Kapitels des BFE-Projekts Energieperspektiven ist die Untersuchung des Potenzials zur Stromerzeugung aus Wellenenergie. Dieses Potenzial basiert natürlich auf den physikalischen Basischarakteristika dieser Energieressource.

Ozeanische Wellenenergie ist eine indirekte Form der Sonnenenergie. Die Sonne stellt den Antrieb für Wettersysteme und die damit verbundenen Winde dar. Wind, der über das Meer bläst, verursacht Wellen. Die Mächtigkeit der Wellen hängt von der Windstärke, der Dauer des Windes, der Konstanz der Windrichtung sowie der Wassermenge bzw. der Distanz, über welche sich die Wellen aufbauen können („fetch“ auf Englisch), ab. Die dominierenden Wellenmuster auf den Meeren folgen daher den vorherrschenden Wetterverhältnissen. Die Wellen sind üblicherweise in den südlichen Ozeanen am höchsten, da zwischen den Südspitzen Afrikas und Amerikas und der Antarktis keine störenden Landmassen vorhanden sind. Während starker Stürme liegen die normalen Maximalhöhen bei etwa 10 m, aussergewöhnliche Wellen können bis zu 30 m hoch werden. Bedeutende Wellencharakteristika sind die Amplitude, die Frequenz (bzw. Distanz zwischen den Wellen) und die Richtung. Die statistische Verteilung und die Maximalwerte dieser Parameter bestimmen den Umfang der Wellenenergie-Ressource sowie das maximale Zerstörungspotenzial, welchem jedes Wellenkraftwerk Widerstand leisten können muss.

Wenn sich Wellen ausbreiten, bewegen sich oder oszillieren die einzelnen Wassermoleküle etwa in Kreisbahnen. Die Bewegung nimmt mit der Tiefe ab. Erreichen Wellen die Küste, so geht die Energie teilweise auf den Meeresgrund über. Die verbleibende Energie konzentriert sich in Form von steigender Wellenhöhe an der Oberfläche. Diese Wellen können brechen und treffen schliesslich auf den Strand oder auf Felsen an der Küste. Die Wellenhöhe im seichten Wasser ist durch die Wassertiefe begrenzt, und zwar auf Werte zwischen 55% und 80% der Tiefe. Die Form der Küstenlinie kann die Wellenenergie auch an bestimmten Orten fokussieren.

Meereswasser weist eine viel höhere Dichte auf als Luft, etwa um einen Faktor 800 ($1022\text{--}1029\text{ kg/m}^3$ vs. $1.25\text{--}1.29\text{ kg/m}^3$). Das bedeutet, dass die Grösse und die Kosten der Infrastruktur der Wellenkraftwerke deutlich unter jenen von Windkraftanlagen liegen können. Ein entgegengesetzter Effekt wird jedoch durch die im Allgemeinen geringere Geschwindigkeit der Wellen verursacht. Ausserdem wächst der Energiegehalt des Windes mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Das führt zu einem weiteren bedeutenden Unterschied zwischen Wind- und Wellenenergie, welcher durch die Dichte des Wassers bedingt ist. Masse und Impuls der laufenden Wellen haben zur Folge, dass sich diese langsamer aufbauen und langsamer auflösen als der Wind. Letztlich wird die Windgeschwindigkeit im Gebiet, wo sich die Wellen bilden, gemittelt. Das reduziert die Variabilität der verfügbaren Wellenenergie und kann die durchschnittliche Stromproduktion (den Auslastungsfaktor) für eine bestimmte Generatorenleistung erhöhen. Das führt dazu, dass Leistung und Kosten eines Generators für eine bestimmte Elektrizitätserzeugung reduziert werden.

Wellenenergie ist nicht die einzige Energieressource der Weltmeere. Gezeitenkraft, Strömungsenergie und die Nutzung von thermischer Energie der Ozeane sind weitere nutzbare Ressourcen. Darunter ist jedoch die Wellenenergie die am reichsten vorhandene, d.h. sie ist am wenigsten auf bestimmte Standorte beschränkt. Bei der Gezeitenkraft muss die Gezeitenbewegung am Standort konzentriert werden, um grosse Niveauunterschiede oder starke Gezeitenströmungen erreichen zu können. Meeresströmungen sind weniger an bestimmte Standorte beschränkt, im Allgemeinen jedoch weiter von den Küsten entfernt, sodass Unterseekabel die Wirtschaftlichkeit verschlechtern. Die Nutzung von thermischer Energie erfordert Standorte mit warmem Oberflächenwasser und kaltem Tiefseewasser nahe der Küste. Während die Gezeitenkraft an einzelnen Standorten echte Vorteile aufweisen kann, scheint es plausibel, dass Wellenenergie in Zukunft die vornehmlich genutzte, ozeanische Energieressource darstellen wird.

10.1.1 Globale und Europäische Stromversorgung und Trends

Die Stromerzeugung in Wellenkraftwerken befindet sich, wenn nicht in ihrer Kindheit, dann doch in ihrer Jugend. Heute existiert eine relativ kleine Zahl an Demonstrationsanlagen, die über die ganze Welt verteilt sind. In Tab. 10.1 ist ein weites Spektrum von Forschungs- und Entwicklungsanlagen und –aktivitäten zusammengefasst. Es kann nicht behauptet werden, dass die in dieser Tabelle enthaltenen Angaben vollständig und umfassend sind, obwohl eine Vielzahl von Quellen ausgewertet wurde und viele verschiedene Typen von Wellenkrafttechnologie enthalten sind. Wegen der relativen Knappheit der angegebenen Daten ist auch erkennbar, dass nicht alle Daten für die jeweilige Kategorie passend oder anwendbar sind. Viele der Anlagen wurden entweder wegen mangelnder Rentabilität oder physischen Defekten wieder stillgelegt oder abgerissen. An anderen Standorten gab es eine Abfolge von unterschiedlichen Anlagen. Für diese Fälle ist in den Spalten Jahr und Leistung jeweils das letzte Projekt angeführt.

Die Energiekommission Kalifornien schätzt, dass weltweit ab dem Jahr 1995 Wellenkraftprojekte mit einer Gesamtleistung von 685 kW betrieben wurden, wobei acht Projekte Leistungen zwischen 20 kW und 350 kW aufweisen. Die Führungsrolle bei der Wellenkraftwerkstechnologie hat Nordeuropa inne. Dort gibt es grosse Ressourcen (besonders rund um die Britischen Inseln) und mit der Offshore Öl- und Gasindustrie lokale Fachkenntnis. Viele der zuvor angeführten Testanlagen befinden sich auf Inseln. Der geringe Strombedarf und der hohe Preis anderer Elektrizitätsquellen auf Inseln, welche nicht mit dem Stromnetz am Festland verbunden sind führt dazu, dass diese Standorte die besten Voraussetzungen als Nischenmarkt für Wellenkraft darstellen. All diese Faktoren haben dazu geführt, dass sich der Standort des European Marine Energy Center auf den Orkney Inseln, im Norden Schottlands, befindet.

10.1.2 Schweizer Stromversorgung und Trends

Da die Schweiz keinen Zugang zum Meer besitzt, gibt es weder heute noch in der Zukunft eigene Wellenkraft-Ressourcen. Strom aus Wellenenergie müsste importiert werden, wahrscheinlich von der Atlantikküste Spaniens, Portugals oder Frankreichs.

Tab. 10.1 Globale Übersicht über Anlagen zur Nutzung der Wellenkraft.

Land	Standort	Firma oder Institut	Name	Typ	On / offshore	Jahr	Anlagengrösse	Anmerkungen
Norwegen		Norwegian University of Science and Technology		OWC		1980's	500 kW	stillgelegt
Schweden	Schottland	Interproject Service AB	IPS buoy	float pump	offshore	2002	150 kW	Kombination
Schweden	Schottland	Interproject Service AB	Hose pump	float pump	offshore	2003	150 kW	Kombination
Schweden	Shetlands	Sea Power International AB	Floating Wave Power Vessel	tapered channel	offshore	2004		160 t Pilotanlage, FWPV Kolben installiert 2004
Dänemark	Bredning	Wave Dragon ApS	WaveDragon	tapered channel	offshore	2004	4 MW	Massstab 1:4.5 (237 t) effektiv, verlässlich
Dänemark		Danish Wave Power	Waveplane	float pump spiral trough tapered	offshore	1999		
Schottland		Ocean Power Delivery Ltd.	PELAMIS	hinged float	offshore	2004	750 kW	
Schottland	Dounreay	Wavegen	OSPREE	OWC	offshore	1995	1 MW	durch Sturm 1995 zerstört, 1.5 MW Wind-Turbine aufgesetzt, Nachfolger OSPREE 2000
Schottland		Wavegen	WOSP	OWC/wind	offshore			
Schottland	Islay	Wavegen, Queen's University Belfast (QUB)	LIMPET	OWC	onshore	2000	500 kW	sturmsicher
Schottland		Edinburgh University	Salter Duck	hinged float	offshore		300 MW	gross, komplex, effizient, hoher Wartungsaufwand
England	Plymouth Sound	University of Plymouth, Embley Energy Ltd.		OWC	offshore	2000		
England		OreCON Ltd., (Univ. Plymouth spinoff)	MRC1000	Multi-Resonant Chamber OWC	offshore	2004	1000 kW	Tankprüfung, Pläne für die Installation von 20x1MW vor der SW-Küste 2010
Irland		WaveBob Ltd.	Wavebob	float pump	offshore	2004	500 kW	
Irland	off mouth of Shannon	Hydam Technology Ltd.	McCabe Wave Pump	hinged float	offshore	2001		orig. für Entsalzung
Portugal	Pico	Instituto Superior Tecnico, National Institute of Engineering and Industrial Technology (INETI)		OWC	onshore	2001	400 kW	
Portugal	North of Porto	Teamwork Technology BV	Archimedes Wave Swing	submerged float, linear induction gen.	offshore	2004	4 MW	Test in Originalgrösse Mai 2004
USA	Makah Bay	Aqua Energy Group	AquaBuoys	hose pump	offshore	2004	4x250 kW	
USA	Trinidad Bay	Independent Natural Resources Inc.	Seadog	float pump, onshore hydro	offshore	2004	33.5 kW	
USA		Float, Inc. (San Diego)	Pneumatic stabilized platform	multi-chamber OWC platform		2004		Tankprüfung, vorgeschlagenes Projekt vorgeschlagen; zum Patent angemeldet
USA		Ocean Wave Energy Company	Wave Pump	float & damping plate, linear generator				Tankprüfung
USA		Ocenergy	Waveberg	small flex float				Konzept
USA		BWT.jeffotto.com	PowerBuoy	float driven (piezo-electric?) generator				Konzept
USA	NJ, Hawaii, Spain	Ocean Power Technologies			offshore		20kW, später 50-200kW	auch zum Aufladen von Marine-Robotern
Japan	Sakata Port			OWC	onshore	60/200	kW	
Japan	Sanze			OWC	onshore	1983	40 kW	stillgelegt
Japan	Kujukuri			OWC (10)	onshore	1988	30 kW	stillgelegt ('88-'97)
Japan	Haramachi			OWC	onshore	1996	130 kW	
Japan			Backward bent duct	OWC				
Japan		Muroran Institute of Technology	Pendulor	Pendulum	onshore			
Japan	Gokasho Bay	Japan Marine Science and Technology Center	Mighty Whale	OWC	offshore	1998	110 kW	Erosionskontrolle
China		Guangzhou Institute of Energy Conversion			offshore	1995	60 W	> 650 Bojen
China	Shanwei	Guangzhou Institute of Energy Conversion		OWC	onshore	2000	100 kW	
China	Daguan Island	Tainjin Insitute of Ocean Technology	Pendulor	Pendulum			50 kW	
China	Dawanshan			OWC			20 kW	geschlossen
Indien		Indian Institute of Technology		OWC	onshore	1991	150 kW	
Indien		National Institute of Ocean		OWC	onshore			
Indien		National Institute of Ocean	Backward bent duct	OWC	offshore			Forschung abgeschlossen
Indonesien	Baron, Java			OWC tapchan	onshore			
Australien	Port Kembla AU	Energetech		OWC, parabolic funnel, Denniss-Auld turbine	nearshore	2004	500 kW	Demonstrationsanlage, Abschluss Dec 2004. Neues Projekt am Pt. Judith, RI USA
letzte/grösste Anlage angegeben OWC = oscillating water column Pelamis = seasnake OSPREY = Ocean Swell Powered Renewable Energy LIMPET = Land Installed Marine Powered Energy Transformer WOSP = Wind Ocean Swell Power								

10.2 Technologiebeschreibung

10.2.1 Heutige Technologie

Grundsätzlich kann die Wellenkrafttechnologie in zwei grosse Kategorien unterteilt werden, Onshore- und Offshore-Stromerzeugung. Onshore-Anlagen befinden sich natürlich in der Brandungszone. Diese Kategorie beinhaltet dazu auch küstennahe Technologien, welche im relativ seichten Wasser installiert werden. In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Typen der zu diesen beiden Kategorien gehörenden Wellenkrafttechnologie diskutiert. Es ist unmöglich alle einzelnen Designs innerhalb jeder Kategorie zu berücksichtigen, die bedeutendsten Vor- und Nachteile jedes Typs sowie einige spezifische Beispiele sind im Folgenden beschrieben

Onshore-Technologien

Die Stromerzeugung mit Onshore-Anlagen wird offensichtlich durch die geringere Wucht der Wellen, welche die Küste erreichen, sowie Charakteristika der Küste, welche die Energie der Wellen konzentrieren oder zerstreuen, beeinflusst. Die Standorte von Onshore-Anlagen sind viel beschränkter vorhanden, teilweise aufgrund der Eignung, teilweise aufgrund anderer Möglichkeiten der Standortnutzung. Es haben zwar nicht alle Onshore-Technologien einen negativen Einfluss auf das Landschaftsbild, die wichtigste alternative Landnutzung ist aber wohl die Aufrechterhaltung der landschaftlichen Schönheit möglicher Standorte. Zu den wichtigsten Vorteilen der Onshore-Anlagen zählt, dass zum Stromtransport an Land keine Seekabel nötig sind, und dass Sturmschäden weniger wahrscheinlich sind. Während Onshore-Standorte einige klare Vorteile aufweisen, sind Orte mit hoher Wellenenergie meist exponiert, sodass die Errichtung von Kraftwerken zeitaufwändiger oder gefährlicher sein kann. Die Errichtung der Anlagen beschränkt sich im Allgemeinen auf die ruhigere Sommersaison. Individuelle Unterschiede zwischen den einzelnen Standorten beschränkt das Mass der möglichen Vereinheitlichung zur Kosteneinsparung.

Oscillating Water Column Designs (OWC) – Bei diesem Typ führt die Wellenbewegung dazu, dass der Wasserspiegel innerhalb einer Kammer, die nur einen Ausgang hat, oszilliert. Die Luft oberhalb des Wassers wird bei jedem Ansteigen des Wasserspiegels komprimiert und diese komprimierte Luft wird zum Antrieb eines Turbinen-Generators verwendet. Jedes Mal, wenn sich die Welle zurück zieht, kehrt sich die Luftströmung um. Die Luftturbine („Wells-Turbine“ genannt) weist ein spezielles Design auf, wodurch es möglich ist, dass sie sich während beider Hälften des Wellenzyklus in die gleiche Richtung dreht und Energie aufnimmt. Der Unterschied zwischen der grossen Wasseroberfläche innerhalb der Kammer und dem kleinen Querschnitt des Luftaustritts hat zur Folge, dass die relativ geringe Geschwindigkeit der Wellenbewegung in eine deutlich schnellere Luftbewegung übersetzt wird. Eine schematische Darstellung dieses Typs ist in Fig. 10.1 dargestellt.

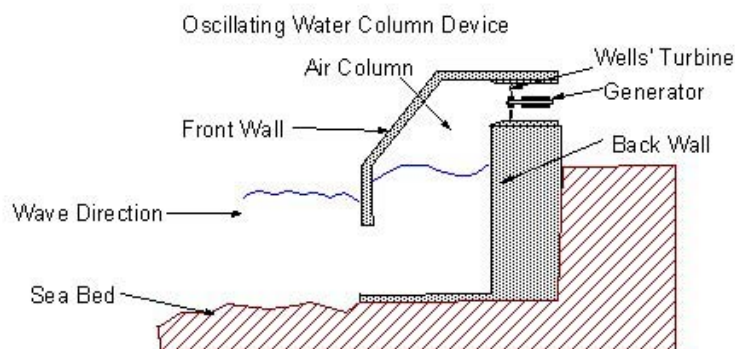


Fig. 10.1 Schematische Darstellung des Oscillating Water Column Designs.^a

Das OWC-Design ist einer der am weitesten verbreiteten Typen der Onshore-Anlagen mit mehreren Pilotanlagen, welche unterschiedlich erfolgreich waren. Eine Anlage in Dounreay, Schottland, wurde 1995 in einem Sturm zerstört. Weitere Anlagen wurden in Pico, Portugal, und auf der schottischen Insel Islay errichtet. Deren Leistungen betrugen 400 kW bzw. 500 kW. Fig. 10.2 zeigt einen Schnitt durch die Anlage auf Islay.

^a http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/Image14.gif (August 2004).

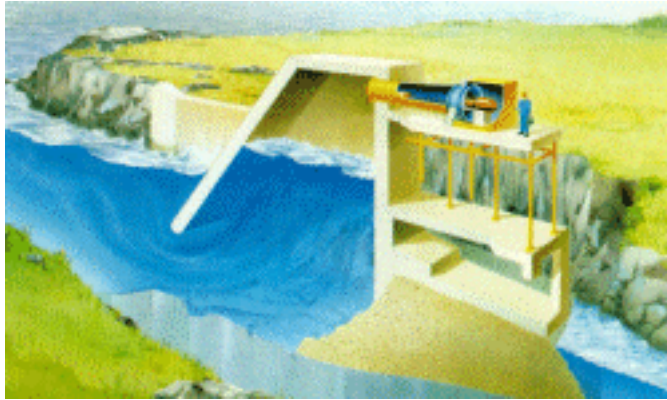


Fig. 10.2 Schnitt durch die „Oscillating Water Column“-Anlage auf Islay.^a

Der OWC-Typ gleicht in vielerlei Hinsicht einer natürlichen Küste, wo Wellen in existierende Kanäle oder Höhlen eindringen und einen natürlichen Ausfluss oder eine Wasserfontäne schaffen. Es wurde vorgeschlagen, OWC-Anlagen in vorhandene Meeresklippen einzubauen. Dadurch würden jedoch die Kosten deutlich steigen. Aktuelle Pläne sehen daher eine Errichtung an exponierten und abgelegenen Standorten vor. Die Anlagen würden zumindest gewisse visuelle Auswirkungen haben.

Es sollte noch hinzugefügt werden, dass OWC-Anlagen auch in seichtem Wasser errichtet werden können, wobei die Turbine und das Ausströmungsrohr oberhalb des Meeresspiegels liegen. Technisch würden dies dann Offshore-Anlagen, oder genauer „nearshore“-Anlagen, hier werden sie aber als Onshore-Typ klassifiziert. Es existiert jedoch auch ein schwimmendes OWC-Design und dieser Typ ist als Offshore-Anlage charakterisiert.

Pendulum Design – Wie schon vom Namen her erwartet werden kann, wird bei diesem Typ mit einem hängenden Pendel die Energie der auftreffenden Wellen genutzt. Das Pendel hängt unterhalb seiner Drehachse und die Wellen bewegen es vor und zurück. Diese oszillierende Bewegung wird an einen hydraulischen Zylinder weitergegeben und dieser trieb wiederum einen hydraulischen Motor oder Generator. Fig. 10.3 zeigt ein schematisches Diagramm davon. Ein solches Design wurde von einer Gruppe des Muroran Institute of Technology in Japan (siehe Tab. 10.1) vorgeschlagen, genannt „The Pendolor“. In diesem Fall hängt das Pendel vor einer unter Wasser befindlichen Mauer, welche Wellen von der Küste oder indirekt einfallende Wellen reflektiert. Es wird geschätzt, dass mit diesem Design 40% der einfallenden Wellenenergie vom Pendel absorbiert werden können. Dieser Kraftwerkstyp wurde auch in China getestet.

^a http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/wave3.gif (August 2004).

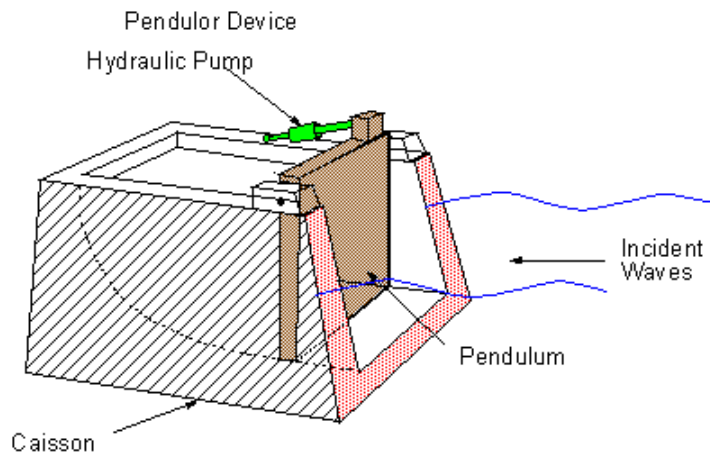


Fig. 10.3 Schematische Darstellung des "Pendulum"-Designs.^a

Tapered Channel Design – Hier wird ein kegelförmiger Kanal verwendet, um die einlaufenden Wellen zu sammeln und in ein höher liegendes Reservoir zu leiten. Das Wasser fließt zur Stromproduktion aus diesem Reservoir durch eine konventionelle Wasserturbine für niedrige Fallhöhen. Ein spezielles Design wird mit der Abkürzung „TAPCHAN“ bezeichnet. Fig. 10.4 zeigt eine schematische Darstellung dieses Typs.

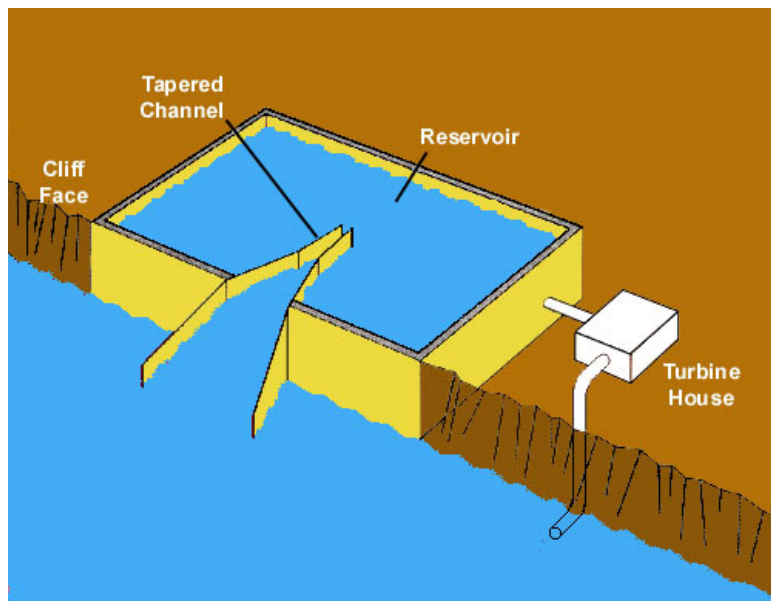


Fig. 10.4 Schematische Darstellung des "Tapered Channel"-Designs.^b

Aus dem Design werden einige Charakteristika dieses Typs deutlich. Wasserkraftwerke mit geringer Fallhöhe brauchen hohe Flussraten. Der kegelförmige Kanal konzentriert die Wellenenergie jedoch so, dass nur ein relativ geringer Teil der ursprünglichen Welle, d.h. wenig Wasser, ins höher liegende Becken gehoben wird. Das bedeutet, dass die Leistung des Generators beschränkt ist, oder dass

^a http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/Image29.gif (August 2004).

^b http://www.acre.murdoch.edu.au/ago/ocean/wfigure_3.jpg (August 2004).

mehrere Kanäle zum Befüllen eines relativ grossen Speicherbeckens benötigt werden. In jedem Fall dominieren die Baukosten für Kanäle und Becken die Gesamtkosten. Die gesamte Anlage wird relativ gross ausfallen und somit auch die optische Beeinträchtigung im Vergleich zu anderen Typen. Ein grosser Unterschied zwischen den Gezeiten wird den Wasserfluss in das Becken bei Ebbe vermindern oder zum Erliegen bringen, jedoch auch gleichzeitig die Fallhöhe in Bezug auf die Turbine erhöhen.

Offshore

Offshore kann die Stromerzeugung von stärkeren Wellen profitieren. Dazu kommt, dass die Standorte weit weniger eingeschränkt sind und der Einfluss auf das Landschaftsbild vernachlässigbar oder gar nicht vorhanden ist, da die Anlagen von der Küste aus unsichtbar sind. Einige Typen können im seichten oder tiefen Wasser installiert werden. Der grosse Nachteil der weit von der Küste entfernten Stromerzeugung ist, dass der Strom von weit verteilten Generatoren gesammelt und mit Seekabeln zur Küste transportiert werden muss. Das bedeutet, dass hier ein Kompromiss zwischen grösserer Stromproduktion weiter von der Küste entfernt und höheren Kosten für die Verankerung des Generators und den Transport der Elektrizität eingegangen werden muss. Im Allgemeinen erscheint eine Meerestiefe zwischen 30 m und 90 m am geeignetsten, da die Wellenenergie bei weniger als 30 m Wassertiefe abnimmt, die Kosten für die Verankerung aber jenseits von 90 m Tiefe unverhältnismässig ansteigen. Natürlich werden Standorte, an denen diese Wassertiefen nahe bei der Küste erreicht werden, bevorzugt. Üblicherweise werden Anlagen in einer Entfernung vom Strand von 1-5 km installiert. Offshore-Anlagen müssen teilweise sehr harten Bedingungen Widerstand leisten, die für die Öl- und Gasindustrie entwickelte Technologie für den Bau, die Verankerung und die Netzanbindung entwickelte Technologie erscheint jedoch für neue Anwendungen geeignet. Ein Kostenvorteil der Installation von Offshore-Technologie liegt auch darin, dass die einzelnen Anlagen identisch konstruiert sein können, was eine Massenproduktion unter ähnlichen Bedingungen wie in einer Schiffswerft mit anschliessendem Schleppen zum Standort der Verankerung erlaubt.

Hinged Float Designs – Hier verursachen die Wellen die Bewegung eines an der Oberfläche befindlichen Schwimmkörpers, welcher eine hydraulische Pumpe zur Stromerzeugung antreibt. Bei diesem Typ existieren mehrere verschiedene Arten, die Namen wie „The Salter Duck“, „The Pelamis“ oder „The McCabe“ tragen.

Eine der ältesten Arten dieses Typs ist der „Salter Duck“, welcher von der Universität Edinburgh aus den späten 1970er-Jahren stammt (Fig. 10.5). Die Schwimmkörper sind in Achterreichen mit der unterstützenden Struktur verbunden und stehen senkrecht zur Wellenfront. Jeder Schwimmkörper rotiert mit den vorbei bewegenden Wellen vor und zurück. Unglücklicherweise wurde entschieden, dass dieses Design ineffizient und unökonomisch ist.

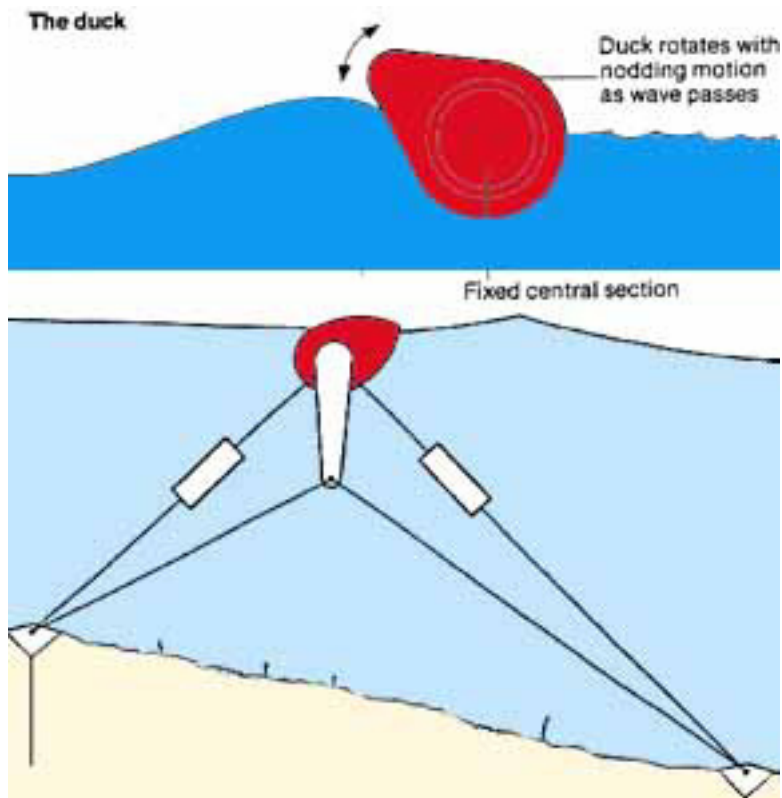


Fig. 10.5 Schematische Darstellung des “Salter Duck”-Designs.^a

Der Nachfolger des “Salter Duck” stammt ebenfalls von der Firma Ocean Power Delivery, Ltd. (ein spin-off der Abteilung Ocean Engineering an der Universität Edinburgh). Dieser trägt den Namen „Pelamis“, wie eine Seeschlangenart. Dieses Design ist längs der Wellenbewegung ausgerichtet und die einzelnen Segmente der Schlange bewegen sich relativ zu den anderen, wenn sich die Wellen entlang der Schlange bewegen, wodurch hydraulische Pumpen betrieben werden. Fig. 10.6 zeigt eine schematische Darstellung einer Pelamis-Anlage, Fig. 10.7 ein Foto eines Prototyps in Originalgrösse.

^a http://www.acre.murdoch.edu.au/ago/ocean/wfigure_4.jpg (August 2004).

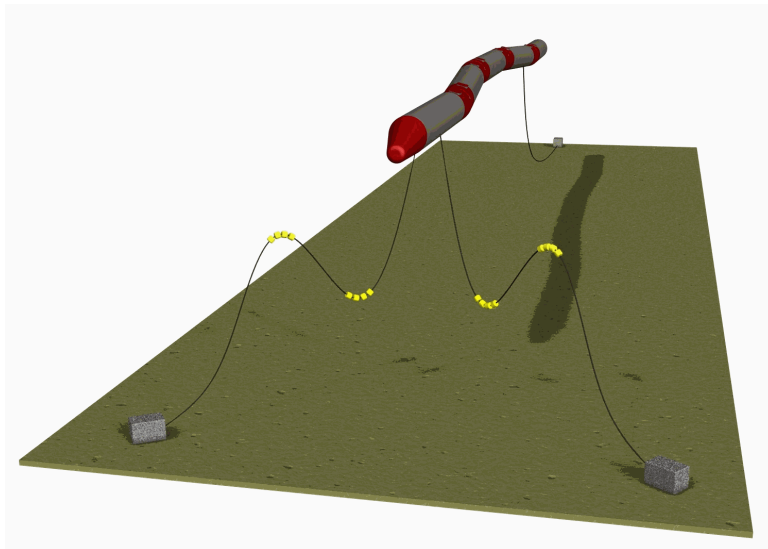


Fig. 10.6 Schematische Darstellung des „Pelamis“-Designs.^a



Fig. 10.7 Foto eines Pelamis-Prototyps in Originalgrösse.^b

Dieser Prototyp hat einen Durchmesser von 3.5 m und eine Länge von 130 m. Er wurde kürzlich im Sommer 2004 zu Testzwecken am European Marine Energy Center bei den Orkney Inseln installiert. Jede Pelamis-Einheit hat eine mit modernen Windkraftwerken (750 kW) vergleichbare Stromproduktion. Es ist vorgesehen, dass ein „Wellenpark“ aus 40 Einzelanlagen auf einer Fläche von 1 km² eine Leistung von 30 MW aufweist.

Die McCabe Wellenpumpe vom Typ mit klappbaren Schwimmkörpern, dargestellt in Fig. 10.8. Es gibt drei zusammenhängende Pontone, wobei ein Front- und ein Heckschwimmkörper mit einem zentralen Schwimmkörper, welcher den Generator beherbergt, verbunden sind. Das Schlüsselement ist eine Dämpfungsplatte unterhalb des zentralen Schwimmkörpers. Da sich die Amplitude der Wellen mit abnehmender Wassertiefe reduziert, stabilisiert eine Dämpfungsplatte den zentralen Schwimmkörper gegenüber dem Front- und dem Heckteil.

^a <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/wave/Image57.gif> (August 2004).

^b <http://www.oceanpd.com/images/Dscf0324.jpg> (August 2004).

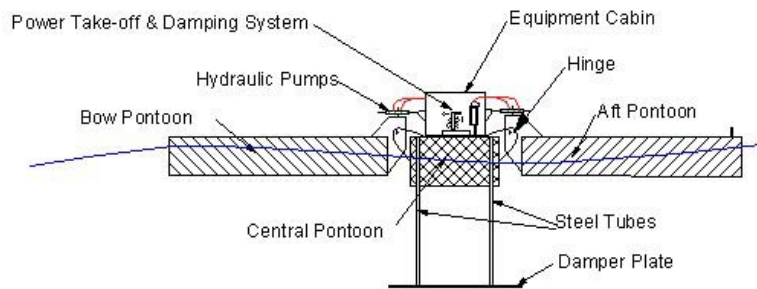


Fig. 10.8 Schematische Darstellung des McCabe Wellenpumpen-Designs.^a

Dieses Design war ursprünglich zur Produktion von Trinkwasser mittels Entsalzung durch Umkehrosmose vorgesehen, die hydraulische Pumpe kann jedoch auch zum Antrieb eines hydraulischen Motors und eines Generators verwendet werden.

Float Pump Devices – Während Anlagen mit flexiblen Schwimmkörpern die Energie aus der Bewegung der Wellenoberfläche beziehen, nutzen „Float Pump Devices“ die Energie der Wellenbewegung relativ zum Meeresboden oder zumindest relativ zu den ruhigeren, tiefen Wasserschichten. Im folgenden Abschnitt werden verschiedene Typen dieser Kategorie vorgestellt.

Der erste Typ ist die dänische Wellenkraftpumpe, bei welcher ein Schwimmkörper mit einer Kolbenpumpe am Meeresgrund verbunden ist. Der Auf- und Abstieg des Schwimmkörpers treibt eine Pumpe an, die Wasser in einen Betonkörper der Verankerung drückt. Das Wasser strömt anschließend durch eine Turbine oder einen Motor zum Antrieb eines Generators aus. Dieser Typ ist in Fig. 10.9 dargestellt.

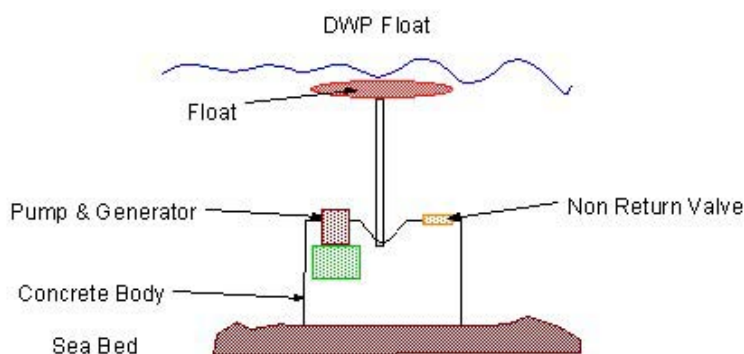


Fig. 10.9 Schematische Darstellung des „Seabed Piston Pump“-Designs.^b

Ein alternativer Ansatz ist die schwedische Schlauchpumpe, welche seit 1980 entwickelt wird. Hier bewegt sich der Schwimmkörper relativ zu einer Auflage- oder Dämpfungsplatte, die sich tiefer im ruhigen Wasser befindet. Das einzigartige Merkmal dieses Typs ist die Verwendung eines Schlauchs zur Verankerung des Schwimmkörpers an der Platte. Mit der Auf- und Ab-Bewegung des Schwimmkörpers zieht sich der Schlauch zusammen und entspannt sich wieder, wobei Wasser zum Antrieb eines Generators durch Einwegventile gepresst wird. Die schematische Darstellung in Fig. 10.10 zeigt, dass komprimiertes Wasser zum Antrieb eines zentralen Generators am Meeresboden zum Generator gepumpt wird. Bei einer ausreichend grossen Dimensionierung könnte der Generator auf der

^a http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/Image45.gif (August 2004).

^b http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/Image310.gif (August 2004).

Auflageplatte angebracht werden, falls die Kosten für den Transport des komprimierten Wassers und Pumpverluste höher sind als jene einer Kabelverbindung.

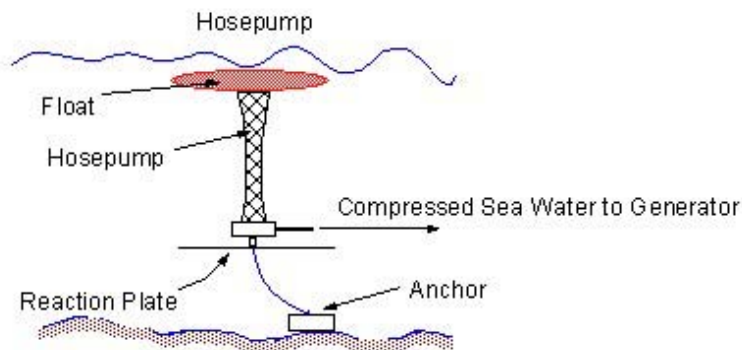


Fig. 10.10 Schematische Darstellung einer Anlage mit Schlauchpumpen-Design.^a

Es existieren noch mehrere andere Varianten von Kraftwerkstypen mit Schwimmkörper und Pumpe. Fig. 10.11 zeigt die schematische Darstellung des „Archimedes Wave Swing“. Dieses Design hat einen Kolben, welcher mit einem quallenartigen Schirm auf und ab bewegt wird. Dadurch wird ein hydraulischer Motor-Generator am Kopf des Standrohrs angetrieben. Das Standrohr kann entweder direkt am Meeresgrund verankert sein, oder auch an einer Auflageplatte im tieferen Wasser.



Fig. 10.11 Schematische Darstellung des „Archimedes Wave Swin“-Designs.^b

Eine weitere Möglichkeit stellt das „Bojen“-Design mit einem Schwimmkörper, welcher in einem Rohr oszilliert, dar. Nach Literaturangaben werden bei der Konstruktion eines Herstellers (Ocean Power Technology) flexible piezoelektrische Kunststoffstreifen zur direkten Stromerzeugung verwendet. Andere Quellen (inkl. Der Aussage des US-Senats) sind jedoch eher vage und scheinen den Wechsel zu einer konventionelleren hydraulischen Pumpe anzudeuten.

Floating OWC Designs – Anlagen vom OWC-Typ sind nicht nur im Onshore-Bereich relativ weit verbreitet, deren Verwendung wurde auch auf dem Meer vorgeschlagen. Beispiele dafür sind das „Mighty Whale“-Design (110 kW) in Japan sowie Anlagen, bei denen der Ausgangskanal für die Luft im so genannten „backward bent duct“ von der Welle weg gekrümmt ist.

Floating Tapered Channel Designs – Dieser Typ wurde auch für die Offshore-Anwendung erprobt. Ein Anwendungsbeispiel war der so genannte „WaveDragon“, welcher in den 1980er-Jahren von der

^a http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/assets/images/Image310.gif (August 2004).

^b <http://easyweb.easynet.co.uk/~friendly/Archimedes.gif> (August 2004).

norwegischen Hochschule für Wissenschaft und Technik gebaut und in einem Fjord getestet wurde. Seither ist er ausser Betrieb gesetzt. In diesem Fall hat das schwimmende Wellenkraftwerk eine Stahlplattform, in der das anbrandende Wasser über eine Rampe in ein erhöhtes, internes Becken fließt. Das Wasser fließt über eine Turbine zurück ins Meer. Im Gegensatz zu gleichartigen Onshore-Design wird dieser Typ nicht von den Gezeiten beeinflusst.

Kombinierte Stromerzeugung aus Wind- und Wellenkraft – Basis für eine Kombination von Wind- und Wellenkraftwerken ist die Überlegung, dass die Kosten für eine zusätzliche Windturbine auf einem Offshore-Wellenkraftwerk relativ gering sind, wenn das Wellenkraftwerk bereits installiert, verankert und mit der Küste verbunden ist (oder umgekehrt, es ist relativ günstig, ein Wellenkraftwerk in eine existierende Windkraftanlage zu integrieren). Solche Konstruktionen könnten anfälliger auf Sturmschäden sein. Sie haben auch grössere visuelle Auswirkungen, was ökologisch einen Rückschritt darstellt, könnten aber auch eine geringere Gefahr für die Schifffahrt darstellen.

Aus dieser Übersicht wird klar, dass die Zahl der Typen von Wellenkraftwerken und der damit verbundene Einfallsreichtum gross sind. Das widerspiegelt einige Jahrzehnte ernsthafter Forschung in vielen Ländern (obwohl einige Designs eher mit lustigen Faschingsnamen bedacht wurden). Es wurde ein bemerkenswerter Lernfortschritt erreicht, wobei die Leistung der Prototypen zunahm. Der Onshore-Bereich wurde vom OWC-Design dominiert, im Offshore-Bereich ist die Bandbreite der Varianten grösser. „Hinged float“-Designs (besonders die Pelamis-Anlage) sowie „float pump buoy“-Designs (wie der OPT-Typ) beherrschen die aktuellere Literatur. Hier wird der Standpunkt vertreten, dass Offshore-Kraftwerke in Zukunft mehr Erfolg versprechen, da die Vorteile der im Vergleich zu Onshore-Anlagen höheren Wellenenergie und der weniger beschränkten Standortproblematik den Ausschlag geben werden.

10.2.2 Zukünftige Technologien

Wie aus der voran gegangenen Vorstellung heute angewandter und vorgeschlagener Technologien deutlich wird, existiert eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Nutzung der Wellenkraft. Es erscheint sehr wahrscheinlich, dass sich zukünftige Technologien innerhalb dieses bereits existierenden Spektrums befinden werden und keine radikalen Neuentwicklungen stattfinden werden. Bisher war die Offshore-Gas- und Ölindustrie Antriebsmotor für die Entwicklung verschiedener Technologien, von denen auch die Entwicklung der Wellenkraftwerke profitieren konnte. Darunter fallen beispielsweise Anlagenerrichtung, Seekabel, Verankerung und Widerstandsfähigkeit. Diese für die Wellenkraft vorteilhafte Entwicklung von Teilkomponenten wird sich fortsetzen, es ist aber nicht klar, welche Typen am meisten profitieren werden. Mit weiteren Fortschritten auf dem Gebiet der Wellenkraftwerke wird sich jedoch der Innovationsmotor von der Öl- und Gasindustrie (zumindest in gewissem Ausmass) auf die eigentliche Bedürfnisse der Wellenkraftwerkstechnologie verlegen. Zunehmende Erfahrung sollte ausserdem die Kostenvorteile von Onshore-Anlagen verringern. Dieser Umstand sollte zusammen mit den Tatsachen, dass auf dem Meer mehr Energiepotenzial vorhanden ist, die Standortwahl weniger eingeschränkt ist und der negative Einfluss auf das Landschaftsbild geringer ist, dazu führen, dass sich der Schwerpunkt der Wellenkraft vom Onshore- auf den Offshore-Bereich verlagern wird.

10.3 Potenzial der Ressourcen

10.3.1 Physikalisches Potenzial

Wie schon in der Einleitung erwähnt, ist Wellenenergie eine indirekte Form der Sonnenenergie. Die Wellen werden durch den Wind angetrieben und glätten einen Grossteil der zeitlichen Schwankungen des Winds. Das Potenzial der Ressource hängt von der Wassertiefe ab, da bei geringer Tiefe Energie

vom Wasser auf den Meeresboden und die Küste übergeht. Diese Abhängigkeit hat zur Folge, dass die verfügbare Energie Offshore etwa acht mal grösser ist als jene an der Küste.^a Angaben der Universität Edinburgh bestätigen dies detaillierter. Die folgenden Zahlen gelten für verfügbare Wellenenergie und zeigen die Reduktion des Potenzials bei abnehmender Wassertiefe.

Tiefe (m)	100	40	20	0 (onshore)
UK Ressource (GW)	80	45	36	< 30

Die globale Bandbreite der Wellenenergie fern der Küste ist zwar signifikant. Die durchschnittlich zur Verfügung stehende Ressource hängt von den vorherrschenden Winden ab und zeigt lokal, über kurze Distanzen, keine grossen Schwankungen. Während Windmuster heute für die Schifffahrt keine grosse Bedeutung mehr haben, stellt die Gefahr von Schäden durch Stürme und Wellen immer noch den treibenden Faktor für die Sammlung von Informationen zu Wellenmustern dar. Glücklicherweise können die Daten, welche zur Vorhersage durchschnittlicher oder saisonaler Wellenschäden notwendig sind, und auch die Daten mit Kurzzeitauflösung für die Abschätzung von Echtzeitschäden auch zur Abschätzung der durchschnittlichen Wellenenergiressourcen verwendet werden.

Früh verfügbare Daten beschränkten sich natürlich mehr oder weniger auf direkte Beobachtungen entlang von Schifffahrtsrouten, Fischfanggebiete oder Anwendungen bei der Marine. Auch als die direkten Beobachtungen durch Bojen zur Ermittlung von Windbedingungen und Meereszuständen unterstützt wurden, waren die über längere Zeiträume kontinuierlich gesammelten Daten immer noch auf einzelne Orte beschränkt. Erst als Satellitendaten zum Zustand der Wellen verfügbar wurden, waren wirklich reichhaltige Informationen vorhanden.

Die beiden für direkte Wellenmessung verwendeten Satellitenmesssysteme sind der „satellite radar altimeter (RA)“ und das „synthetic aperture radar (SAR)“. Radar-Höhenmessung nutzt ein vertikales, gepulstes Radarsignal zur Messung des Abstandes zur Meeresoberfläche mit einer Genauigkeit von ein paar Zentimetern. Signalverzerrung und -rückstreuung sind von der Oberflächenrauigkeit und der Wellenhöhe abhängig. SAR erreicht eine hohe Auflösung durch die Verfolgung der Phase und Amplitude des eintreffenden Signals, während sich der Satellit bewegt. SAR stellt auch die einzige Möglichkeit zur Bestimmung der Wellenrichtung per Satellit dar. Beide Möglichkeiten der Satellitenmessung stellen entweder teilweise oder indirekt Bilder der Meeresoberfläche zur Verfügung, daher ist eine Korrelation mit direkten Beobachtungen des Meereszustands mithilfe verschiedener Computeralgorithmen nötig. Diese Algorithmen werden üblicherweise mit Daten von Messbojen an bestimmten Orten kalibriert.

Satellitendaten werden dem Endnutzer in verschiedenen Formen zu unterschiedlichen Zwecken angeboten, und zwar von einigen Verkäufern. Heute existieren mehrere globale Wellenatlasse, die auf Satellitendaten basieren. Der „World Wave Atlas (WWA)“ ist in der Tat eine umfassende Sammlung verschiedener Arten von Wellendaten in der höchsten verfügbaren Auflösung und Genauigkeit, aufgeteilt auf kleinere Gebiete, welche für ans Meer grenzende Staaten von Interesse sind. Die aktuelle Version des WWA kann Daten von GEOSAT (1986-1989), Topex/Poseidon (1992-1997), Daten von Messbojen sowie Ergebnisse von globalen Wellenmodellen, die mit Satellitendaten kalibriert wurden, enthalten, abhängig von dem in Frage kommenden Gebiet. Wellendaten sind online und in Form von CD-ROMs verfügbar, zusammengestellt von verschiedenen Organisationen:

- The National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) National Environmental Satellite, Data and Information Service (NESDIS). (http://ns.noaa.gov/NESDIS/NESDIS_Home.html)
- University of California, San Diego Coastal Data Information Program (<http://cdip.ucsd.edu>)
- Scripps Oceanographic Institution wave surf information (<http://facs.scripps.edu/surf>)it)

^a <http://www.energy.ca.gov/development/oceanenergy/> (August 2004).

- Committee on Earth Observation Satellites (CEOS) (<http://ceo-www.jrc>)
- Southampton Oceanography Centre (<http://www.soc.soton.ac.uk>)
- Satellit Observing Systems (<http://www.satobsys.co.uk>)
- Oceanor ASA (World Wave Atlas sales) (<http://oceanor.no/wwa>)

Es wäre zwar möglich gewesen, Daten zur Wellenenergie an der europäischen Küste von einem dieser Anbieter zu beziehen, es wurde jedoch kein solcher Detaillierungsgrad für erforderlich befunden. Es wurde stattdessen auf publizierte Wellenenergiekarten Bezug genommen. Fig. 10.12 zeigt eine solche vom Weltenergiebeirat (World Energy Council, WEC), Fig. 10.13 eine andere von Oceanor ASA. Die grössten Ressourcen an Wellenenergie sind an Westküsten höherer Breitengrade vorhanden, vor denen in Windrichtung grosse, offene Ozeane vorhanden sind.

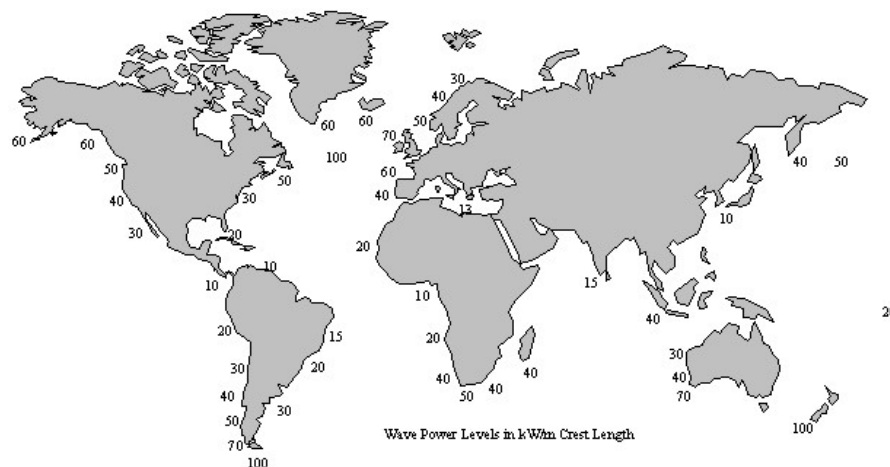


Fig. 10.12 Ressourcenkarte der Wellenenergie 1.^a

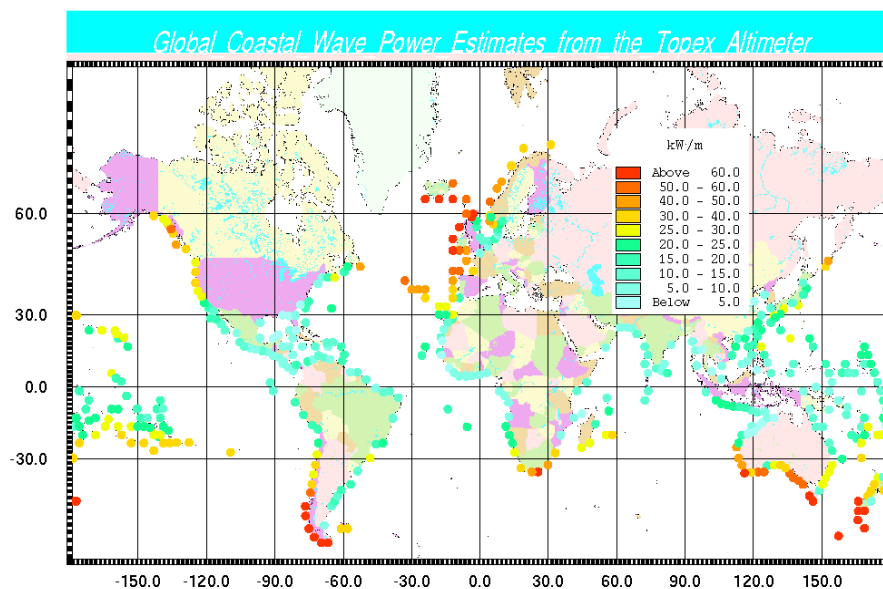


Fig. 10.13 Ressourcenkarte der Wellenenergie 2.^a

^a <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/wave/Image55.gif> (August 2004).

Beide Karten weisen an den Westküsten Europas Energiedichten von 40-60 kW/m (MW/km) aus. Dies sind Durchschnittswerte über das ganze Jahr für Gebiete mindestens einige Kilometer von der Küste entfernt, bevor mit abnehmender Tiefe Energie der Wellen verloren geht. Die in den Wellen enthaltene Energie nimmt von Norden nach Süden ab. Die besten Gebiete stellen die Regionen vor England und Schottland dar. Für Offshore-Gebiete vor Frankreich, Spanien und Portugal, welche für den Export von Strom in die Schweiz interessant sein könnten, wäre es sinnvoller, eine durchschnittliche Wellenenergie von etwa 45 kW/m anzunehmen.

10.3.2 Technisches Potenzial

Bei einem bestimmten in Form von Wellenenergie vorhandenen Energiepotenzial vor der Küste Europas hängt des Potenzial der Stromproduktion von einer Reihe von Faktoren ab. Die können durch folgende Gleichung ausgedrückt werden:

Stromerzeugungspotenzial pro Jahr = Wellenenergiepotenzial (MW/km) * Distanz Offshore-Standort zur Küste (km) * Faktor der Energieausbeute * jährlicher Nutzungsgrad

Diese Faktoren werden im Folgenden einzeln behandelt:

- Potenzial der Wellenenergie – Wie zuvor angemerkt, erscheint ein durchschnittlicher Wert von 45 MW/km für die Atlantikküsten im Süden Europas realistisch.
- Distanz bis zur Küste – Der in diesem Zusammenhang interessante Teil der europäischen Atlantikküste erstreckt sich vom südlichen Ende der iberischen Halbinsel (etwa 37° nördlicher Breite) über die Bucht von Biscaya bis zur Spitze der Normandie (etwa 48° nördlicher Breite). Die Wellen könnten sich um die iberische Halbinsel krümmen, zur Abschätzung der gesamten auf die Küste treffenden Energie wird jedoch eine Distanz von 11° Breite angenommen. Der mittlere Radius der Erde beträgt rund 6370 km, womit sich eine Strecke von ca. 1220 km ($\pi * 6370 \text{ km} * 11^\circ / 180^\circ$) ergibt. Das bedeutet, dass die insgesamt auf die Küste treffende Energie etwa 45 MW/km * 1220 km, das heisst ca. 55 GW beträgt. Im Vergleich dazu beträgt die globale Wellenenergieressource 2-3 TW.^b
- Faktor der Energieausbeute – Wellenenergiegeneratoren können nicht 100% der in den Wellen enthaltenen Energie in Strom umwandeln, andernfalls wäre das Meer leeseitig totenstill. Die Energieausbeute ist vom Design des Wellenkraftwerks abhängig. Für den Pendulor-Typ, der zuvor beschrieben wurde, beträgt dieser Faktor angeblich 40%. Bei anderen Typen wird von Werten zwischen 10% und 40% ausgegangen (Danish Wave Energy Programme in World Energy Council Survey of Energy Resources).^c Dazu kommt, dass zwischen den einzelnen Generatoren natürlich ein gewisser Abstand bestehen muss, abgesehen davon müssen Seewege und Fischereigebiete für die Schifffahrt frei gehalten werden. Wellenkraftwerke können mit gestaffeltem Abstand in mehreren Reihen angeordnet werden, um das Maximum an Energie zu nutzen. Für den Pelamis-Typ wird die erreichbare Leistung mit 30 MW/km² abgeschätzt, für den OPT-Bojen-Typ mit 100 MW innerhalb von zwei Quadratmeilen (oder 19 MW/km²). Diese Angaben gelten für das Offshore-Gebiet vor der Schottischen Küste (60-70 MW/km) und die US Westküste (30-40 MW/km). Angepasst an die Wellenressourcen ergibt sich, dass etwa 40-50% der Offshore vorhandenen Wellenenergie in Strom umgewandelt werden kann. Zusammen mit der eher willkürlichen Annahme, dass maximal an 40% der gesamten Nord-Süd-Distanz Kraftwerke eingesetzt werden können, ergibt sich ein Ausbeutefaktor von 16-20%.

^a http://www.oceanor.no/projects/wave_energy/images/globb3.gif (August 2004).

^b <http://www.eere.energy.gov/RE/ocean.html> (September 2004).

^c <http://www.eere.energy.gov/RE/ocean.html> (September 2004).

- Jährlicher Nutzungsgrad – Die Energie der Wellen schwankt, abhängig von der saisonalen Variation des Windes. Daher können die Generatoren nicht das ganze Jahr über mit 100% der Nennleistung arbeiten. Basierend auf Literaturwerten kann ein Nutzungsgrad von 40% angenommen werden (3500 h/a) (Previsic et al. 2004). Unglücklicherweise werden in Presseartikeln zur Wellenenergie oft Elektrizität und Energie vermischt, woraus sich auch zu hohe (>100%, was unmöglich ist) oder zu tiefe Nutzungsgrade ergeben. In einem Beispiel für die dänische Nordseeküste wird angegeben, dass auf einer Distanz von 150 km bei 25% Umwandlungswirkungsgrad 5 TWh Strom pro Jahr produziert werden könnten.^a Bei einer durchschnittlichen Ressource von etwa 50 MW/km würde sich ein Nutzungsgrad von 30% ergeben.

Eine Kombination all dieser Faktoren lässt den Schluss zu, dass die maximale, potenzielle Leistung für die Offshore-Stromproduktion im Bereich von 8800 MW_e ((45 MW/km) * (1220 km) * (16% MW genutzte/MW eintreffende Wellenenergie)) liegen sollte. Mit einem Nutzungsgrad von etwa 40% bzw. 3500 h/a ergibt sich eine jährliche Stromproduktion von etwa 31 TWh/a.

Dies steht einer globalen Abschätzung von 2000 TWh/a (Weiss 2001) und einer für Gesamteuropa der Universität Edinburgh, welche von 34-46 TWh/a für den Onshore- und 120-190 TWh/a für den Offshore-Bereich ausgeht, gegenüber.^b Die letztere Quelle gibt das Potenzial auch aufgeteilt auf einzelne europäische Länder an, wobei die Potenziale für Frankreich, Portugal und Spanien zusammen 10-16 TWh/a Onshore und 34-52 TWh/a Offshore betragen.

Aus den obigen Berechnungen wird klar, dass die Abschätzungen des technischen Potenzials auf einigen eher groben Annahmen basieren, etwa zur Zahl der wirklich einsetzbaren Wellenkraftwerke, deren Energieausbeute und deren Nutzungsgrad. Daher wurde keinen genaueren Daten zur tatsächlichen Wellenenergieressource nachgegangen. Dennoch stimmt der Wert von 30 TWh/a mit den unteren Abschätzungen für das Offshore-Potenzial aus Literaturquellen recht gut überein. Der Schwankungsbereich der Angaben in verschiedenen Quellen kann auch als Hinweis dafür angesehen werden, dass deren Werte auch Unsicherheiten, wie sie zuvor explizit angeführt wurden, beinhalten. In jedem Fall stellen diese Zahlen eine Abschätzung der Grössenordnung der möglichen Stromproduktion bei einer Nutzung der Wellenenergie in grossem Massstab.

Übertragungsverluste beim Transport der Elektrizität in die Schweiz würden das Potenzial verringern. Diese Verluste sind im Vergleich zu anderen Unsicherheiten jedoch relativ gering. Die Übertragungsverluste einer geeigneten Gleichstrom-Hochspannungsleitung würden zwar im Bereich von 3-7% liegen,^c die Installation von Wellenkraftwerken könnte jedoch die Standortwahl für neue französische oder spanische Kraftwerke näher an der schweizerischen Grenze beeinflussen und damit wären die Übertragungsverluste sogar noch geringer.

10.4 Kosten

10.4.1 Aktuelle Kosten

Wie zuvor schon erläutert befinden sich die meisten Typen der Wellenkraftwerke noch in der Phase der Forschung und Entwicklung. Derzeit sind nur wenige Prototypen und Demonstrationsanlagen in Betrieb. Dazu gibt es eine Vielzahl von Designs, für die keine (zumindest keine veröffentlichten) Kostenschätzungen vorliegen. In diesem Abschnitt werden daher Angaben für Anlagen, zu denen Kostenschätzungen vorliegen sowie allgemeine Abschätzungen aus Literaturquellen zur Wellenenergie zusammengefasst. Tab. 10.2 bietet eine Übersicht dazu. Diese Kostendaten sind nach dem Herkunftsjahr geordnet, auch wenn einige Internetquellen entweder undatiert sind oder nur indirekt

^a <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/wave/wave.asp> (September 2004).

^b http://helios.bto.ed.ac.uk/resman/nrm/wave_power.htm (August 2004).

^c http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/2_2_08.asp (September 2004).

über deren Zitierung datiert werden können. Angesichts der relativen Ungenauigkeit dieser Quellen wurde Inflationsrate nicht in die Kosten eingerechnet. Die Umrechnung in Schweizer Franken wurde mit Wechselkursen des Jahres 2004 vorgenommen. Die meisten der Schätzungen liegen im Bereich von 11-16 Rp./kWh. Bei einigen Grossanlagen werden die Kosten mit 3.8-5 Rp./kWh abgeschätzt.

Tab. 10.2 Aktuelle Schätzungen zu Kosten der Stromerzeugung in Wellenkraftwerken.

Firma / Institut	Technologie	Quelle	Jahr	Stromgestehungskosten [Rp./kWh]
University of Edinburgh	Allgemein - damals aktuell	Natural Resources Mgmt website	> 1995	22.5
University of Edinburgh	Allgemein - als realisierbar beurteilt	Natural Resources Mgmt website	> 1995	11
University of Edinburgh	OSPREE (8% disc.)	Natural Resources Mgmt website	> 1995	9
Muroran Inst. of Tech.	Pendulor	Internetdokument	> 1997	53
World Energy Council	Allgemein	Thorpe (8% disc.)	1998	11 bis 16
Ocean Power Technology	float pump - 20 x 50 kW	US Senatsanhörung	2001	9 bis 13
Ocean Power Technology	float pump - 500 x 200 kW	US Senatsanhörung	2001	3.8 bis 5
WaveGen	LIMPET	Science News Online	2001	8.8 bis 10
Ocean Power Technology	float pump buoys	Tageszeitung online	2004	3.8 bis 5
Ocean Power Delivery	Pelamis	Online Pressemitteilung	2004	11

Diese Tabelle erfordert einige Kommentare.

Die Kapitalkosten für Wellenkraftwerke sind typischerweise höher als jene für fossile oder nukleare Kraftwerke, da die Energieressource weniger konzentriert ist, aber immer noch konzentrierter als für Wind- und Photovoltaikkraftwerke. Repräsentative Werte für OPT-Bojen-Anlagen liegen bei 6200 USD/kW und 2300 USD/kW für Leistungen von 1 MW bzw. 100 MW sowie 2-3 Mio. USD (2667-4000 USD/kW) für Pelamis-Kraftwerke ohne Berücksichtigung der Verankerung (Previsic et al. 2004). Diese Kapitalkosten können normalerweise über eine relativ lange Lebensdauer amortisiert werden. Für das OPT-System wird eine Lebensdauer von mehr als 30 Jahren angegeben. Amortisation des Kapitals und Wartung sind die einzigen Kostenfaktoren, da natürlich keine Brennstoffkosten anfallen. Die Kosten für die Anlagen beinhalten bereits alle auch den Stromtransport zur Küste per Seekabel (normal 30 kV DC). Falls der optimale Standort zur Stromerzeugung wegen der Wassertiefe weiter von der Küste entfernt ist, wird sich dieser Anteil an den Gesamtkosten erhöhen. Es waren zwar nur wenige Quellen auffindbar, in denen Anlagen des gleichen Typs mit unterschiedlicher Leistung verglichen werden, im Allgemeinen sind die Stromgestehungskosten in grösseren Anlagen jedoch geringer. Dazu liegen Schätzungen der Firma Ocean Power Technology vor, nach denen bei einer Erhöhung der Leistung der Einzelanlagen von 50 kW auf 200 kW und der Gesamtleistung von 1 MW auf 100 MW eine Kostenreduktion von 60% möglich ist.

Übertragungskosten – Zusätzlich zur Abschätzung der Stromgestehungskosten ist es auch erforderlich, die Kosten für den Import der Elektrizität in die Schweiz zu bestimmen. Die Schätzungen zu den verfügbaren Ressourcen bezogen sich auf die Annahme, dass am ehesten vor den Küsten Frankreichs, Spaniens und Portugals erzeugter Strom in die Schweiz importiert werden könnte. Wie in Fig. 10.14 zu erkennen ist, liegen die entsprechenden Küsten etwa 500-1000 km von der Schweizer Grenze entfernt.

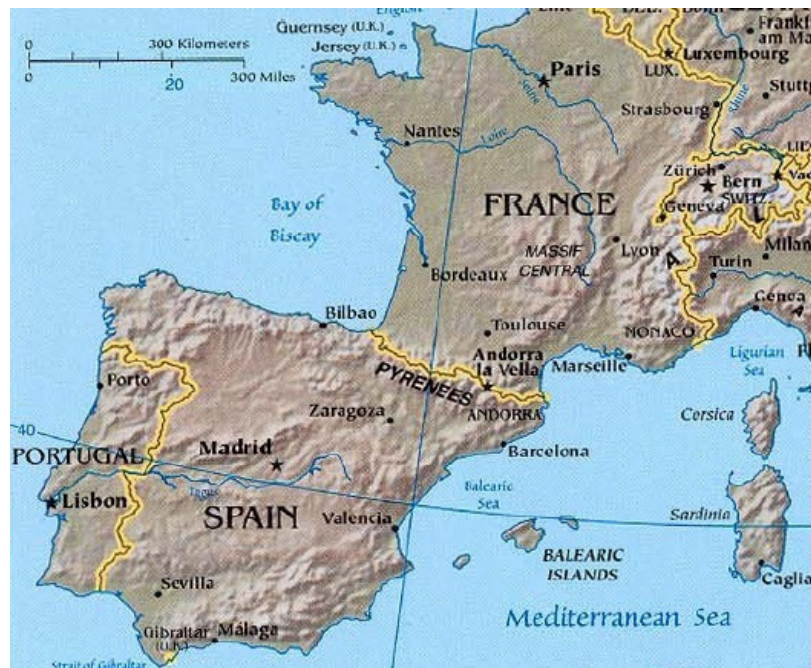


Fig. 10.14 Geografische Verhältnisse für die Übertragung von Strom aus Wellenkraftwerken in die Schweiz.

Wenn Strom aus Wellenkraftwerken ins Stromnetz im Westen eingespeist wird, bedeutet dies, dass dieser Strom primär zu lokalen Verbrauchern gelangt und die (nun überschüssige) Elektrizität anderer Kraftwerke im Osten Frankreichs in Richtung Schweiz umgeleitet wird. Im Endeffekt ist es nicht entscheidend, den Weg einzelner Elektronen zu verfolgen, ausser im Hinblick auf die Sicherheit und den Ausbau des Übertragungsnetzwerks. Der Preis für die Übertragung wird von den Netzbetreibern in den jeweiligen Ländern festgelegt. Diese Preisfestlegung ist nicht unbedingt an die tatsächlichen Kosten der Stromübertragung, basierend auf Netzwerk-Rahmenbedingungen und Änderungen in der Verteilung der Stromerzeugungskapazitäten. Die Preise für den zukünftigen Stromtransport sind gegenwärtig sehr unsicher und werden sehr stark von etwaigen Änderungen der Politik der europäischen Stromregulierung abhängen. Daher ist der beste Weg, die Kosten der Stromübertragung auf lange Sicht abzuschätzen, eine obere Kostengrenze zu finden. Dieses Limit sollte durch die Kosten einer extra für die Fernübertragung errichteten Stromleitung in die Schweiz repräsentiert werden. Solch eine Fernleitung könnte entweder Gleich- (AC) oder Wechselstrom (DC) leiten. Wechselstromleitungen benötigen lediglich einen Transformator an jedem Ende, weisen jedoch höhere Kosten pro Kilometer auf, haben grössere Stromverluste und brauchen einen Blindleistungsausgleich. Gleichstromleitungen sind pro Kilometer günstiger (weniger Masten, Kabel und Landverbrauch), benötigen aber an jedem Ende der Übertragungsleitung Schaltanlagen zur Spannungsumwandlung, welche mit Hochspannungs-Halbleitern arbeiten. Die Distanz, ab der eine Stromübertragung per HVDC ökonomischer wird, liegt normalerweise bei etwa 650-1000 km. Die genaue Entfernung hängt von der Spannung und damit von den Kosten der Schaltanlagen ab.

Um die obere Grenze des Kostenbereichs abzuschätzen, wurde eine Übertragung per HVDC angenommen. In Fig. 10.15 sind Schätzungen zu den Übertragungskosten und der Effizienz in Abhängigkeit von Spannung und Distanz dargestellt.^a Die gesamte Wellenkraftressource von etwa 8.8 GW_{el} könnte zwar mit einer einzigen Leitung übertragen werden, wahrscheinlicher ist jedoch ein Transport mit mehreren Leitungen mit einer Leistung von je 1-2 GW. Basierend auf Fig. 10.15 ergeben sich für eine Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitung mit einer Länge von 500-1000 km beim Transport von 1000-2000 MW Kosten von 0.4-0.6 US-Ct./kWh (oder umgerechnet

^a http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/2_2_08.asp (August 2004).

0.5-0.75 Rp./kWh). Wie zuvor erwähnt, liegen die Verluste bei einer solchen Übertragung bei 3-7%. Damit ergibt sich als obere Grenze für die Kosten der Stromübertragung in die Schweiz, dass sich die Stromkosten aus diversen Abschätzungen bei Einrechnung der Fernübertragung um maximal 5-20% erhöhen würden.

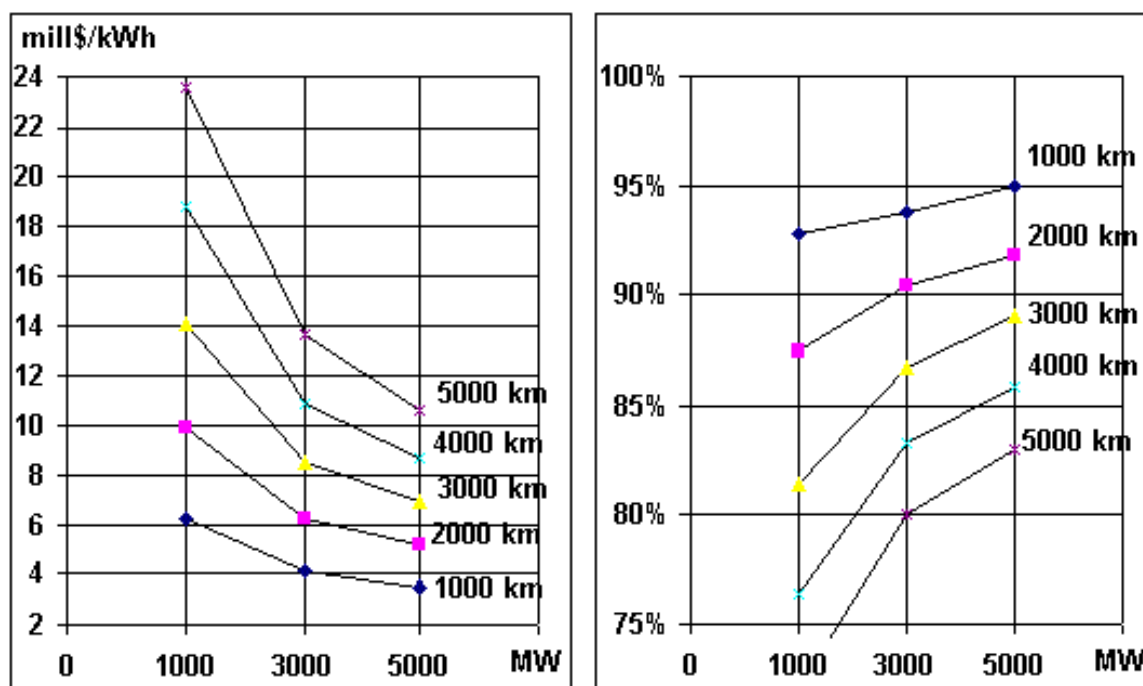


Fig. 10.15 Kosten und Wirkungsgrad der Gleichstrom-Hochspannungsübertragung.^a

Die Wellenkraft befindet sich offenbar in einer Entwicklungsphase, in der sich die Windkraft etwa vor 15-20 Jahren befand. Es kann also angenommen werden, dass die gleichen Lernkurven anwendbar sind. Der in Tab. 10.2 abgedeckte Zeitraum ist zu klein um dies ersichtlich zu machen, auch weil nur eine begrenzte Zahl von Technologien enthalten ist und einige der Kostenreduktionen auf einen Rationalisierungseffekt mit zunehmender Grösse zurückzuführen sind. Kostenabschätzungen für frühere Anlagen waren nicht wettbewerbsfähig, wie die grosse Zahl der Anlagen, welche über das Versuchsstadium nicht hinaus kamen, verdeutlicht. Lediglich im letzten Jahrzehnt lösten wettbewerbsfähige On- und Offshore-Anlagen steigendes ökonomisches Interesse und Investitionen aus. Wie schon bei der Windkraft wird die Industrie auch bei der Wellenkraft auf der Lernkurve voran schreiten, indem in Nischenanwendungen begonnen wird und später expandieren, wenn die installierte Basis zu Fortschritten in der Technologie und Kostenreduktionen aufgrund steigender Anlagengrösse führt. Die wichtigste Nischenanwendung für Wellenkraftwerke scheint die Stromerzeugung in abgelegenen Gebieten (vornehmlich auf Inseln) mit einem grossen Ressourcenpotenzial, keiner Verbindung zum Stromnetz am Festland und teuren alternativen Stromerzeugungsmöglichkeiten zu sein. Es existieren jedoch auch andere Nischen. Wie zuvor beschrieben, war der McCabe-Typ ursprünglich zur Entsalzung von Trinkwasser durch Umkehrosmose vorgesehen. Andere Typen können diesen Anwendungszweck natürlich auch erfüllen. Auch die Offshore-Stromerzeugung für Navigations- und Wetterbojen ist ein offensichtlicher Nischenmarkt. Eine Firma (Offshore Wave Power) gibt auch an, dass die Offshore-Stromerzeugung zum Antrieb von Drohnen der Marine dienen könnte. Solche militärischen Anwendungen sind oft Nischenmärkte, da das Militär zur Ausgabe von hohen Beträgen bereit ist.

^a http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/2_2_08.asp (September 2004).

10.4.2 Optimierungsfaktoren

Der Hauptfaktor zur Optimierung der Kosten der Stromerzeugung in Wellenkraftwerken liegt im optimalen Verhältnis zwischen steigender Wellenenergie mit zunehmendem Abstand von der Küste und den Kosten der Seekabel zur Elektrizitätsübertragung. Nur die Kabelkosten unterliegen einer technologischen Verbesserung, was zu einer Erhöhung der ökonomisch optimalen Distanz zur Küste führen wird. Die besten Standorte für Wellenkraftwerke weisen ein hohes Energiepotenzial schon in geringem Abstand zur Küste bei Wassertiefen von rund 30-90 m auf. Da diese Standorte schon genutzt werden oder für die Schifffahrt oder die Fischerei reserviert sind, wird es nötig sein, die Standorte weiter aufs offene Meer zu verlegen, was dazu führt, dass sich die Versorgungskurve in Richtung steigender Kosten bewegt. Verbesserungen beim Kapital und den Übertragungstechnologien werden mit der Zeit zu einer Senkung der Kurve führen, da die Kosten mit einem Fortschreiten auf der Lernkurve abnehmenden werden.

10.4.3 Zukünftige Kosten

Die Kostenschätzungen in Tab. 10.2 basieren auf einer beschränkten Anzahl an Demonstrationsanlagen und Prototypen und nur wenige davon waren in Originalgrösse in Betrieb. Dennoch kann angenommen werden, dass sich der Fortschritt auf der Lernkurve, welcher sich in der Abnahme der Kosten auf das heutige Niveau zeigt, fortsetzen wird. Die Wellenkraftindustrie befindet sich offenbar im gleichen Entwicklungsstadium wie die Windkraftindustrie von 10-15 Jahren. Die Kosten für die Windenergie sanken in den vergangenen 12-15 Jahren etwa auf ein Fünftel. Auch für die Wellenkraft kann von einer ähnlichen Abnahme ausgegangen werden. Der WEC (World Energy Council) zitiert beispielsweise eine Studie (Weiss 2001), in welcher die Kosten im Jahr 1998 mit 5-7 p/kWh angegeben werden und eine Halbierung innerhalb von 6-7 Jahren (d.h. 2004 oder 2005) erwartet wird. Eine andere Studie spricht im Jahr 1998 von Kosten von 2-3 p/kWh in 3-5 Jahren (d.h. 2001-2003).^a Für die Pelamis-Anlage wird eine Kostenreduktion von 33-50% erwartet, und zwar von 11 Rp./kWh auf 5.5-7.5 Rp./kWh. Für den „Seadog“, eine der neuesten und spekulativsten Technologien in Tab. 10.1, wird geschätzt, dass die Kosten für Anlagen mit einer Leistung von 6.7 MW und 750 MW von 3.5 cents/kWh auf 2.1 cents/kWh (4.4 Rp./kWh auf 2.6 Rp./kWh) abnehmen werden.

Diese erwarteten Reduktionen der Kosten basieren auf einem Fortschreiten auf den Lernkurven und auf erwarteten Rationalisierungseffekten mit zunehmender Leistung der Anlagen. Da aber die derzeit betriebenen Anlagen eine sehr kleine Basis für die Schätzungen darstellen, müssen Schätzungen für zukünftige Kosten immer noch als spekulativ und wahrscheinlich optimistisch angesehen werden.

10.5 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

10.5.1 Heutige Technologien

Aus ökologischer Sicht hat die Stromerzeugung in Wellenkraftwerken im Allgemeinen sehr geringe negative Effekte. Es gibt keine direkten Emissionen, keine festen Abfälle, keinen direkten Verbrauch von fossilen Ressourcen und die Elektrizität wird lokal produziert, d.h. es gibt keine Anfälligkeit hinsichtlich Importbeschränkungen. Auf der andern Seite wirft die Wellenkraft eigene Umweltschutzfragen auf, welche im Folgenden kurz behandelt werden.

Wasserverschmutzung – Bei einigen Wellenkraftwerken kommen hydraulische Schmiermittel zum Einsatz, welche möglicherweise durch Unfälle oder während der Wartung ins Meer gelangen könnten.

^a <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/wave/wave.asp> (September 2004).

Gewisse Emissionen können auch durch die Schiffe, die bei der Installation der Anlagen und zu deren Wartung eingesetzt werden, erwartet werden. Insgesamt erscheint das Verschmutzungsrisiko durch diese Quellen jedoch relativ gering.

Beeinflussung des Landschaftsbildes – Onshore-Anlagen können Standorte, die landschaftlich oft sehr reizvoll sind, Attraktivität entziehen. Die Anlagen sind nicht unbedingt sehr störend, die Gegend ist dann aber nicht mehr unberührt. Paradoxiertweise kann es an sehr abgelegenen Standorten vorkommen, dass es zu wenige Menschen gibt, welche die Landschaft genießen können und deren impliziter Wert ist somit geringer. Auch die Verbindung mit dem Stromnetz wird bei On- und Offshore-Anlagen sichtbar sein. Der Stromanschluss für die Seekabel von Offshore-Anlagen wird jedoch weniger störend sein, als der Anschluss von Onshore-Anlagen.

Gefahr für die Schifffahrt – Offshore-Anlagen stellen natürlich eine gewisse Gefahr für die Schifffahrt, für den Handel, die Fischerei und die Marine, dar. Offshore-Windkraftanlagen müssen auf Navigationskarten und natürlich auch durch deutlich sichtbare, beleuchtete Bojen gekennzeichnet werden.

Erosion der Küsten – Da die Offshore-Stromerzeugung den Wellen Energie entzieht, kommt es an den Küsten zu einer geringeren Wellenaktivität und die damit verbundene Erosion der Strände nimmt ab. Dieser Effekt ist stark davon abhängig, ob der Strand sandig oder felsig ist. Wenn die reduzierte Erosion dazu führt, dass sich die Sandmenge am direkt betroffenen Strand erhöht, dann kann das als positiv angesehen werden. Dadurch könne aber auch die Sandmenge an weiter entfernten Stränden vermindert werden, da die Wellen auch den Sandtransport antreiben. Ausserdem könnte eine abnehmende Wellenaktivität auch zur Beeinflussung der Fischbestände führen, indem das Verhältnis einzelner Fischarten zueinander verändert wird. Einige Typen von Wellenkraftwerken, wie der Japanische „Big Whale“ wurden speziell dazu gebaut, die Wellenaktivität am Strand zu vermindern, um damit Aquakulturen zu begünstigen. Für die Japanische Pendulor-Anlage wurde dies in den Kostenschätzungen berücksichtigt. Die Stromgestehungskosten von 46 ¥/kWh (53 Rp./kWh) werden durch einen Bonus für die Erosionsverringerung von 12.5 ¥/kWh (14 Rp./kWh) teilweise ausgeglichen, womit sich Nettokosten von etwa 34 ¥/kWh (39 Rp./kWh) ergeben.

Unfälle – Die Risiken von Arbeitsunfällen und andere Sicherheitsaspekte werden hauptsächlich davon abhängen, ob sie Stromproduktion Onshore oder Offshore stattfindet. Onshore-Anlagen werden wahrscheinlich mit Kleinwasserkraftwerken vergleichbare Risiken für Arbeitsunfälle aufweisen. Die Risiken von Arbeitsunfällen bei Offshore-Anlagen werden in gewissem Mass einen gewichteten Durchschnitt von Risiken im Schiffsbau, in Offshore-Aktivitäten der Öl- und Gasindustrie, bei Schleppschiffen und der Bedienung von Bojen abbilden.

10.5.2 Zukünftige Technologien

Für zukünftige Technologien wird erwartet, dass sie weiter entwickelt und ausgereifter sind, jedoch in die gleiche Technologieklasse fallen. Hinsichtlich der Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte sollten sie mit heutiger Technologie in etwa übereinstimmen. Da geeignete Onshore-Standorte nur beschränkt realisierbar sind, kann erwartet werden, dass die Wellenkraft insgesamt in Zukunft in zunehmendem Masse von Offshore-Anlagen dominiert wird. Die wahrscheinlich bedeutendsten Auswirkungen werden daher mit den grossen Gebieten, in denen die Kraftwerke installiert sind, zusammenhängen. Dies sind vor allem die Erhöhten Gefahren für die Schifffahrt, die Effekte der abnehmenden Wellenenergie an den Stränden sowie die Risiken von Arbeitsunfällen für die steigende Zahl an Beschäftigten in diesem Sektor.

10.6 Einflussfaktoren auf Entwicklung und Markteinführung

10.6.1 Nachfragefaktoren

Die Faktoren, welche die Nachfrage nach Wellenkraft beeinflussen, sind eine Folge der einzigartigen Charakteristika. Die vernachlässigbaren CO₂-Emissionen sind wahrscheinlich der Schlüsselfaktor für Schweizer Kunden. Falls die Schweizer Politik weiterhin vernachlässigbare CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerkssektor verlangt und gleichzeitig der Bau von neuen Kernkraftwerken abgelehnt wird, so würde das zweifellos einen Antriebsfaktor für CO₂-freie Elektrizitätsquellen wie die Wellenkraft darstellen. Viele der anderen zuvor beschriebenen Vor- und Nachteile, wie optische Einflüsse, Schifffahrt, Wasserverschmutzung, usw. wären in der Schweiz ohne Bedeutung, ausser sie weisen einen Einfluss auf die Stromkosten auf, da sie sonst an den Standorten der Kraftwerke auftreten würden.

10.6.2 Hindernisse

Die Hindernisse für die Wellenkraft sind natürlich das Gegenteil jener Faktoren, welche unterstützend wirken würden. Falls die CO₂-Emissionen in der Schweizer Politik an Bedeutung verlieren würden oder andere CO₂-freie Möglichkeiten, insbesondere Kernkraftwerke, akzeptiert würden, so würde dies ein Hindernis für die Wellenkraft darstellen. Auch die Kosten und Regulierung des Hochspannungstransports in die Schweiz durch dazwischen liegende Länder, könnte einen Schlüsselfaktor darstellen. Falls es bei der Errichtung von Stromleitungen, Standorten von Ausgleichskraftwerken ausserhalb der Schweiz oder der Regelung der Stromnetze Probleme geben würde, so würde sich dies im Preis des importierten Stroms niederschlagen und könnte somit dessen Attraktivität deutlich verringern.

10.6.3 Anforderungen an zukünftige Entwicklungen und Marktreife

Die primäre Anforderung für die zukünftige Entwicklung der Stromproduktion in Wellenkraftwerken und deren Wettbewerbsfähigkeit am Markt, ist die Fortführung der Installation von Demonstrationsanlagen, wodurch die Kosten gesenkt und die Anlagengrössen erhöht werden können. Die Existenz des europäischen Marine Energy Center auf den Orkney Inseln sowie das kürzliche Wiederaufleben des kommerziellen Interesses lassen darauf schliessen, dass die Kosten wahrscheinlich sinken werden. Wenn einer Lernkurve ähnlich jener der Windenergie gefolgt werden kann, könnten die Stromkosten auf ein ökonomisch interessantes Level fallen. Schweizer Aktivitäten oder Investitionen stellen wahrscheinlich keinen Schlüsselfaktor für diese Entwicklung dar. Sie sind wahrscheinlich nicht erforderlich und eine abwartende Haltung in diesem Bereich erscheint vernünftig.

10.7 Offene Fragen, Forschungsaktivitäten und -bedarf

Der Bedarf, dass die Schweiz in Forschung und Entwicklung der Wellenkraft involviert ist, erscheint gering. Es ist jedoch wichtig, dass jede Schweizer Gesetzgebung, die den verkauften Strom wegen der damit verbundenen CO₂-Emissionen bestraft, auch für importierte Elektrizität gilt, sodass die CO₂-freien Importe der Wellenelektrizität den relativen Preisbonus erhält, den sie verdient.

10.8 Schlussfolgerungen

Die Wellenkraftressource ist von signifikantem Ausmass, aber im Vergleich zu einigen anderen erneuerbaren Ressourcen nicht übermässig gross. Die Kosten erscheinen vielversprechend, basieren jedoch bisher auf einer sehr geringen Anzahl von betriebenen Anlagen. Es könnte sich jedoch herausstellen, dass die heutigen Schätzungen zu optimistisch sind. Die Kosten für die Übertragung der Elektrizität bis in die Schweiz scheinen ebenfalls nicht allzu gross zu sein, stellen jedoch eine

zusätzliche Belastung dar, sowohl in finanzieller als auch in bürokratischer Sicht. Im Endeffekt besitzt die Schweiz auf dem Gebiet der Wellenkraft keine Führungsrolle. Es scheint auch unwahrscheinlich, dass die Schweiz in Zukunft Bedeutendes zu deren Weiterentwicklung beitragen wird. Auch wenn Schweizer Firmen auf diesem Gebiet investieren wollen, gibt es keinen Grund für sie, die Elektrizität in die Schweiz zu liefern.

10.9 Abkürzungsverzeichnis

CEC	California Energy Commission
LIMPET	Land Installed Marine Powered Energy Transformer
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
OPD	Ocean Power Deliver, Ltd. (Pelamis device)
OPT	Ocean Power Technologies, Inc.
OSPREY	Ocean Swell Powered Renewable Energy
OWC	Oscillating Water Column
TapChan	Tapered Channel
WEC	World Energy Council
WOSP	Wind Ocean Swell Power
WWA	World Wave Atlas

10.10 Literaturverzeichnis

- Previsic et al. 2004 Previsic M., Bedard R. and Hagerman G. (2004) E2I EPRI Assessment - Offshore Wave Energy Conversion Devices. Report E2I EPRI WP – 004 – US – Rev 1. Electricity Innovation Institute.
- Weiss 2001 Weiss P. (2001) Oceans of Electricity. New technologies convert the motion of waves into watts. In: Science News, 159(15), pp. 234, Online-Version unter: <http://www.sciencenews.org/articles/20010414/bob12.asp>.

Der Grossteil der verwendeten Referenzen stammt aus dem Internet. Die Adressen der Internetseiten befinden sich im Text, teilweise als Fussnoten.

11 Neue Nuklearanlagen

11.1 Einleitung

Die Schweiz verfügt über eine annähernd CO₂-freie Stromproduktion. Dies ist einerseits auf einen hohen Anteil an Wasserkraft und andererseits auf einen hohen Anteil von Stromerzeugung in Nuklearanlagen (40% 2003, BFE 2004a) zurückzuführen. Der Atomstromanteil in der Schweiz liegt etwas über dem europäischen Niveau von 33% (EU15), weltweit beträgt der Anteil 16% (IAEA 2004b).

Die Entwicklung der Kernenergie wurde in der Schweiz relativ früh vorangetrieben, die Entwicklung eines eigenen Reaktors wurde aber Ende der 60er Jahre aufgegeben. Die erste kommerzielle Anlage wurde in Beznau in Betrieb genommen (1969), die letzte in Leibstadt (1984). Nach einer raschen Entwicklung in den 60er und 70er Jahren kam das Programm ins stocken und mehrere Projekte wurden nach grossem Widerstand abgebrochen (Kaiseraugst) oder gar nicht mehr weiter vorangetrieben (Graben). Von 1990 bis 2000 galt ein Moratorium für neue Anlagen. Eine Verlängerung und Ausweitung desselben wurde aber vom Volk 2003 klar verworfen (Mai 2003), allerdings unterstellt das neue Atomenergiewerk ab 2005 sowohl Neuanlagen wie auch Ersatzanlagen an bestehenden Standorten dem fakultativen Referendum (KEG 2005).



Fig. 11.1 Die Schweizer Kernkraftwerke Mühleberg, Gösgen, Leibstadt und Beznau

Die Beibehaltung des heutigen Strommixes der Schweiz spielt mindestens mittelfristig eine wichtige Rolle, um die klimapolitischen Ziele wie die CO₂-Reduktion gemäss Kyoto-Protokoll zu erreichen (Gantner et al. 2001c), weshalb Überlegungen des Bundes im Allgemeinen von einer Beibehaltung des Anteiles der Kernkraft an der Stromproduktion oder dessen Ersatz durch Energie aus erneuerbaren Quellen ausgehen. Die folgenden Abschätzungen des Potenzials der Stromerzeugung und deren Kosten in Kernkraftwerken (KKW) in der Schweiz und die Betrachtung einiger relevanter Umweltauswirkungen sollen eine Basis für die Überarbeitung der schweizerischen Energieperspektiven durch das Bundesamt für Energie bieten.

11.2 Technologien

11.2.1 Phasen der Technologieentwicklung von Nuklearanlagen

Ablösung der Generationen: GEN I => GEN II => GEN III/III+ => GEN IV

Fig. 11.2 zeigt die Entwicklung der Kerntechnik als Ablösung von Generationen. In den 50er und 60er Jahren wurde weltweit eine Vielzahl von Prototypreaktoren der ersten Generation (**GEN I**) realisiert. Fast jede Nation – auch die Schweiz – verfolgte ihr eigenes Programm. Aus diesen Reaktoren gingen verschiedene Technologielinien der **Generation II** hervor, die dann kommerziell weiterverfolgt wurden. Dabei haben sich nur wenige Technologien breit durchgesetzt, mit 80% der installierten Anlagen sind die Leichtwasserreaktoren (LWR) entweder als Siedewasserreaktoren (BWR) oder als Druckwasserreaktoren (DWR) die dominierende Technologie. Daneben gibt es die Schwerwasserreaktoren (HWR), primär in Kanada, Indien und Ostasien und die gasgekühlten Reaktoren (GCR) in Grossbritannien. Die graphitmoderierten, wassergekühlten Reaktoren (RBMK) und die flüssigmetallgekühlten schnellen Reaktoren (FBR) spielen auf dem Weltmarkt heute eine untergeordnete Rolle.

Über 10'000 Reaktorjahre Betriebserfahrung haben erlaubt, das Sicherheitsniveau der Reaktoren der Generation II auf einen sehr hohen Standard zu bringen. Bestehende ältere Reaktoren und Systeme mit gravierenden Sicherheitsmängeln wurden nachgerüstet oder stillgelegt. Im Laufe der 90er Jahre wurden die Sicherheitssysteme aufgrund dieser Erfahrungen gezielt weiterentwickelt und in neue Reaktorkonzepte integriert, mit dem Ziel, eine neue Sicherheitsqualität zu erreichen. Daraus ging eine neue Generation von fortgeschrittenen Reaktoren hervor, die **Generation III**. Heute stehen wir mitten in der Einführung dieser Kernreaktoren, die ersten zwei wurden in Japan 1996 in Betrieb genommen. Weltweit sind rund 30 weitere im Bau und etwa ebenso viele in Planung, die Mehrzahl davon in Asien (China, Indien, Japan, Korea) und in Russland (UIC 2004). Dabei handelt es sich mehrheitlich um Systeme, die evolutionär aus bewährten Konzepten hervorgegangen sind.

Neuste Projekte basieren auf weiter verbesserten Konzepten, die häufig auch als Generation III+ bezeichnet werden. Man versteht darunter grundsätzlich Reaktoren, die der neuen Generation III angehören, aber einen innovativen Ansatz verfolgen und zusätzliche Vorteile wie z.B. verkürzte Bauzeit, wesentlich geringere Betriebskosten oder weiter verbesserte Brennstoffeffizienz aufweisen. Eine genaue Abgrenzung zwischen Generation III und III+ ist nicht möglich, grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass Systeme, die bis ca. 2015 ans Netz gehen, mehrheitlich der Generation III zuzurechnen sind. Systeme, die nach 2015 ans Netz gehen, werden vor allem der Generation III+ zuzurechnen sein. In Abweichung zur hier formulierten Differenzierung werden die Bezeichnungen oft ohne diskriminierende Absicht sehr unterschiedlich verwendet.

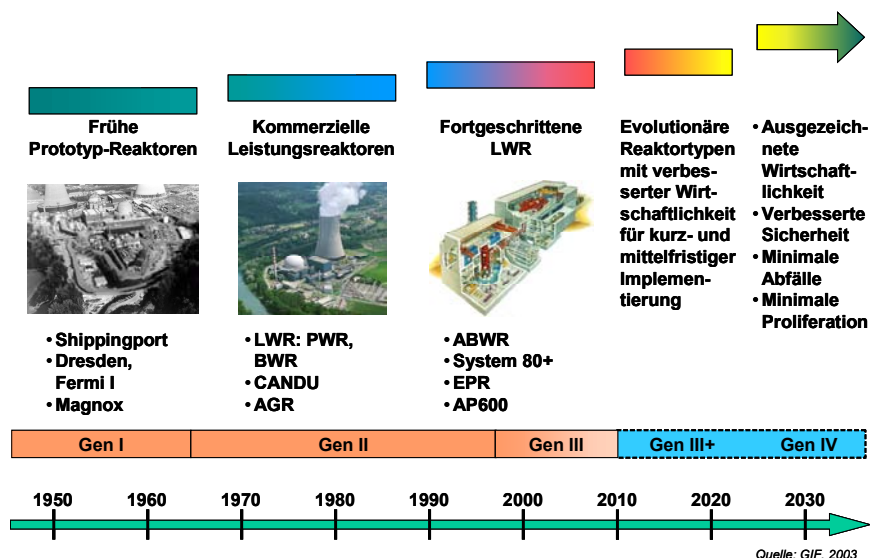


Fig. 11.2 Die Entwicklung der Kerntechnik – Ablösung der Generationen (GIF 2002a)

Neben den zur Zeit in Asien geplanten Reaktoren, die vor allem Kapazitätserweiterungen zum Ziel haben, gibt es in Europa (FR, CH ansatzweise) und in den USA Pläne für umfangreiche Ablösungsprogramme der älteren Reaktoren, die ab ca. 2020 ausser Betrieb genommen werden müssen. Fig. 11.3 zeigt die Planung der Electricité de France (EDF) für die Ablösung der heutigen Reaktoren Frankreichs durch solche der Generation III/III+ und IV.

Die wachsende Erdbevölkerung und der entsprechend steigende Energiebedarf und zunehmende Besorgnis bezüglich Klimawandel verstärken den Bedarf nach sauberer, kostengünstiger und sicherer Energieversorgung. Viele Staaten halten eine vermehrte Nutzung der Nuklearenergie für nötig um die Energieversorgung zu gewährleisten. Um die nukleare Option langfristig zu sichern, muss neben den kurz- und mittelfristigen Entwicklungen der Generation III/III+ bereits heute die Entwicklung der nächsten Generation in Angriff genommen werden. Da die Entwicklung einer grundlegend weiterentwickelten neuen Generation innovativer nuklearer Energiesysteme, der Generation IV, mit enormen Aufwand verbunden ist, der weder von einzelnen Firmen noch von einzelnen Nationen getragen werden kann und die Vergangenheit gezeigt hat, dass eine hohe Standardisierung der Systeme erhebliche Vorteile bietet, ist es nötig, diese Aktivitäten gemeinsam voranzutreiben und weltweit zu koordinieren. Verschiedene Länder, darunter auch die Schweiz, haben sich dazu im Generation IV International Forum (GIF) zusammengeschlossen (siehe auch Kapitel 11.2.2).

Die Roadmap für die **Generation IV** hat 6 Reaktorsysteme als meistversprechende für die Zukunft identifiziert, und rechnet je nach System mit einer technischen Entwicklung und Demonstration bis 2020 bzw. 2030. Mit einer Verfügbarkeit für den kommerziellen Einsatz wird je nach System ab 2030 bis 2040 gerechnet (GIF 2002a). Ab 2040 ist damit zu rechnen, dass mehrheitlich Anlagen der Generation IV erstellt werden. Neben erheblich verbesserter Sicherheit zeichnet sich die Mehrzahl der anvisierten Konzepte dadurch aus, dass es sich um Reaktoren mit schnellen Neutronenspektren handelt, die einen Quantensprung in der Ressourcenausnutzung von einem Faktor 50-100 ermöglichen.

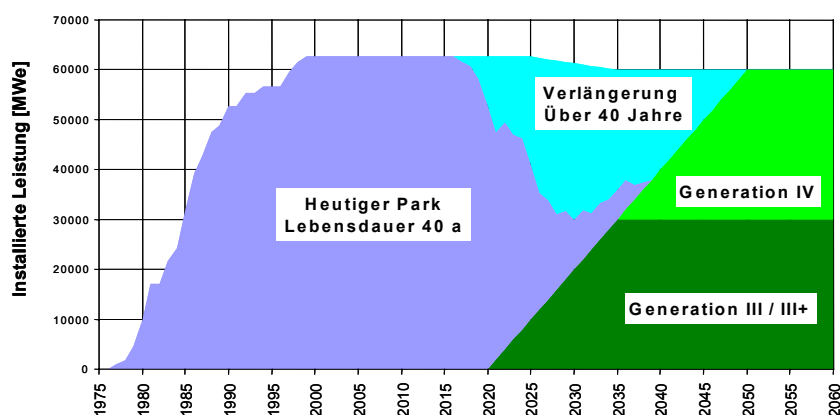


Fig. 11.3 Planung der Ablösung der Generationen der EDF für Frankreich (2002)

Nachhaltigkeit/Schnelle Systeme

Die Reichweite der Uranreserven wird im Zusammenhang mit der Nachhaltigkeit der Nuklearenergie häufig diskutiert. Analysen zeigen aber, dass Uranreserven in niedrigeren Konzentrationen, bei höheren Kosten in grossen Mengen vorhanden sind (OECD/NEA 2002a). Da die Urankosten aber selbst im Fall von erheblich höheren Preisen nur einen kleinen Bruchteil der Stromerzeugungskosten ausmachen, kann die Nuklearenergie auch bei wesentlich höheren Uranpreisen noch wirtschaftlich genutzt werden (siehe auch Kapitel 11.3.2; Uranerzabbau).

Die Reichweite wird sehr unterschiedlich analysiert. Basierend auf dem heutigen Verbrauch, kann man von einer Reichweite von gegen 400 Jahre ausgehen (IAEA Low). Bereits bei einem moderaten Wachstum (ca. 2% pro Jahr, IAEA High) reduziert sich die Reichweite auf ca. 120 Jahre (IAEA

2003b). Stellt man den Ressourcen Wachstumsprognosen wie jene der IIASA/WEC (IIASA/WEC 1998) oder des IPCC (IPCC 2000), welche im mittleren Szenario von einem Wachstum der Nuklearkapazität um einen Faktor 6 bis 2030 und 10-15 bis zum Jahr 2100 ausgehen, gegenüber, so wird die Ressourcenfrage beim Uran wesentlich schneller relevant: Bis ca. 2060 wären die gesicherten und geschätzten Reserven erschöpft (siehe Fig. 11.4).

Die Reaktoren der Generation III/III+ zielen bereits auf eine verbesserte Brennstoffausnutzung und verbesserte Wirkungsgrade ab. Dadurch können die Ressourcen geschont und die Abfallmengen verkleinert werden. Dies ist ein erster Schritt in Richtung einer nachhaltigen Nutzung der vorhandenen Uran-Reserven und der Endlagerkapazitäten. Gleichzeitig werden Sicherheit und Wirtschaftlichkeit verbessert.

Die Generation IV soll diesbezüglich den Übergang zu einer nachhaltigen Nuklearwirtschaft ermöglichen: Die Hauptvorteile bezüglich Nachhaltigkeit der Generation IV Konzepte liegen in: 1) Verbesserung der Sicherheit sodass Unfälle mit Auswirkungen auf die Bevölkerung praktisch ausgeschlossen werden können; 2) Reduktion der nötigen Verschlusszeit für Abfälle um Größenordnungen; 3) Reduktion der Abfallmengen; 4) Schonung der Ressourcen. Die meisten Reaktoren der Generation IV führen geschlossene Kreisläufe und schnelle Spektren ein (siehe auch Kapitel 11.2.2 Generation IV). Je früher Reaktoren mit schnellen Spektren eingeführt werden, desto schneller kann das rasche Wachstum des Verbrauches eingedämmt und nachhaltig stabilisiert werden (siehe Fig. 11.4).

Obschon, wie oben erwähnt, die Uranreserven nur im Falle erheblicher Expansion der weltweiten Kernenergieproduktion zum kritischen Faktor für die Zukunft der Kernenergie werden, so werden mit der Generation IV deren Reichweite erheblich gesteigert und die Abfallmengen auf einen Bruchteil von heute reduziert. Insbesondere kann mit einem integralen Aktinidenmanagement (siehe auch Kapitel 11.3.1), die Menge der hochaktiven Abfälle reduziert werden, was die Radiotoxizität im Endlager erheblich reduziert. Die Endlagerproblematik wird entschärft, weil die notwendigen Verschlusszeiten wegen kürzeren Halbwertszeiten der verbleibenden Spaltprodukte um Größenordnungen verkürzt werden. Das Atomenergiegesetz verlangt für die Bewilligung neuer Anlagen die Lösung der Entsorgungsfrage und die Gegner der Nukleartechnik pochen auf Antworten zur Entsorgungsproblematik. Die Generation IV könnte also entscheidende Impulse zur Entspannung der politischen Situation liefern und die Reichweite der Ressource Uran erheblich verlängern.

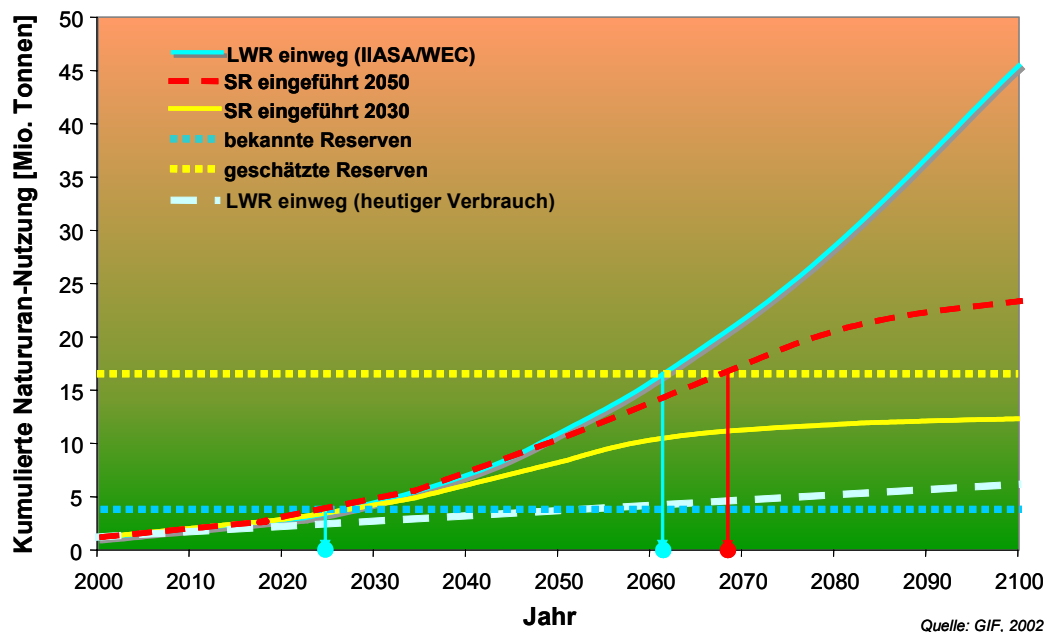


Fig. 11.4 Reichweite der Uranreserven (GIF 2002b) basierend auf den IIASA/WEC Szenarios; Verbrauch des heutigen KKW-Parks als Vergleichswert eingetragen (OECD/NEA 2002a). SR = Schnelle Reaktoren

11.2.2 Technologien heute und in Zukunft

Heutige Systeme (Generation II)

Die 440 Reaktoren, die weltweit in Betrieb sind, gehören mehrheitlich zur Generation II. Nur 14 Reaktoren sind älter als 35 Jahre (mehrheitlich Generation I) und werden hier nicht weiter behandelt.

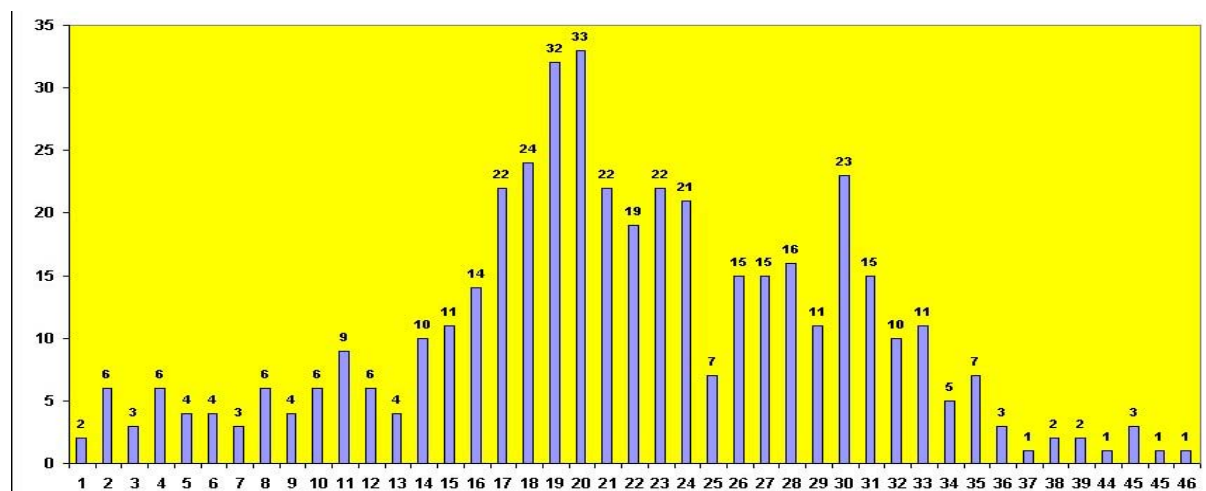


Fig. 11.5 Anzahl Reaktoren in Betrieb, nach Alter (IAEA 2004a).

Tab. 11.1 Überblick über den weltweiten Kraftwerkspark (IAEA 2004a).

Reaktortyp		Reaktoren in Betrieb		Reaktoren im Bau		Reaktoren in Planung		Stillgelegte Reaktoren	
		Anzahl	Leistung [MWe]	Anzahl	Leistung [MWe]	Anzahl	Leistung [MWe]	Anzahl	Leistung [MWe]
LWR/PWR	PWR	214	204'066	4	4'111	15	16'107	16	9'710
	WWER	50	33'040	12	10'310			10	3'765
	APR					4	5'400		
	APWR					2	3'000		
LWR/BWR	BWR	90	78'005	1	1'067	1	825	19	4'777
	ABWR	2	2'630	4	5'329	7	9'325		
HWR	PHWR	38	19'182	8	3'135	6	2'990	11	4'180
	HWGCR							3	280
	HWLWR							2	398
	SGHWR							1	92
GCR	GCR	12	2'484					25	5'045
	AGR	14	8'380					1	32
	HTGR							4	679
GR	RBMK	17	12'589	1	925			6	3'748
FBR	FBR	3	1'039					6	1'582
Total:		440	361'415	30	24'877	35	37'647	104	34'288

Zur Zeit sind Reaktoren neun verschiedener Bauarten in Betrieb. Im Folgenden werden die Technologien kurz beschrieben. Mit fast 60% (264) der weltweit betriebenen Reaktoren nimmt der Druckwasserreaktor (PWR, inklusive jener russischer Bauart (WWER)) eine dominante Stellung ein. Zweithäufigste Technologie ist mit 92 Systemen der Siedewasserreaktor (BWR). Im Folgenden werden die wichtigsten Technologien kurz beschrieben (UIC 2004, NEI 2004).

Leichtwasserreaktoren (LWR)

Der Leichtwasserreaktor steht als Sammelbezeichnung für alle Reaktoren, die Leichtwasser (H₂O) als Moderator und Kühlmittel verwenden. Dazu gehören der Druckwasserreaktor und der Siedewasserreaktor.

- Druckwasserreaktor (PWR)

Druckwasserreaktoren verfügen über zwei getrennte Kreisläufe: Das Wasser des Primärkreislauftes wird im Reaktorkern auf ca. 330°C erhitzt und steht unter einem Druck von ca. 160 bar, um ein Sieden zu verhindern. Über einen Dampferzeuger gibt der Druckwasserreaktor seine Wärme an einen Sekundärkreislauf ab (siehe Fig. 11.6). In Europa hat diese Technologie in den 80er und 90er Jahren einen Stand der Technik erreicht, der in Frankreich und teilweise auch in Deutschland eine eigentliche Serieproduktion mit einem hohen Standardisierungsgrad erlaubte. Der PWR ist weit verbreitet, man unterscheidet zwischen den Systemen westlicher Bauart, deren Hauptvertreter aus den USA, Frankreich und Japan stammen und jener russischer Bauart, die in Russland und dem gesamten Gebiet des ehemaligen Ostblockes verbreitet sind. Drei Druckwasserreaktoren stehen auch in der Schweiz: Beznau I und II und Gösgen (KKB 2003, KKG 2000).

- Siedewasserreaktor (BWR)

Im Siedewasserreaktor siedet das Wasser in der Spaltzone. Im Unterschied zum Druckwasserreaktor wird der entstehende Dampf direkt mit ca. 290°C und 70 bar zum Antrieb einer Turbine verwendet. Weltweit sind ca. 90 Siedewasserreaktoren in Betrieb, die Mehrzahl davon in den USA, Japan, Schweden und Deutschland. Zwei Reaktoren dieses Typs stehen in der Schweiz: Mühleberg und Leibstadt (KKM 2004; KKL 2003).

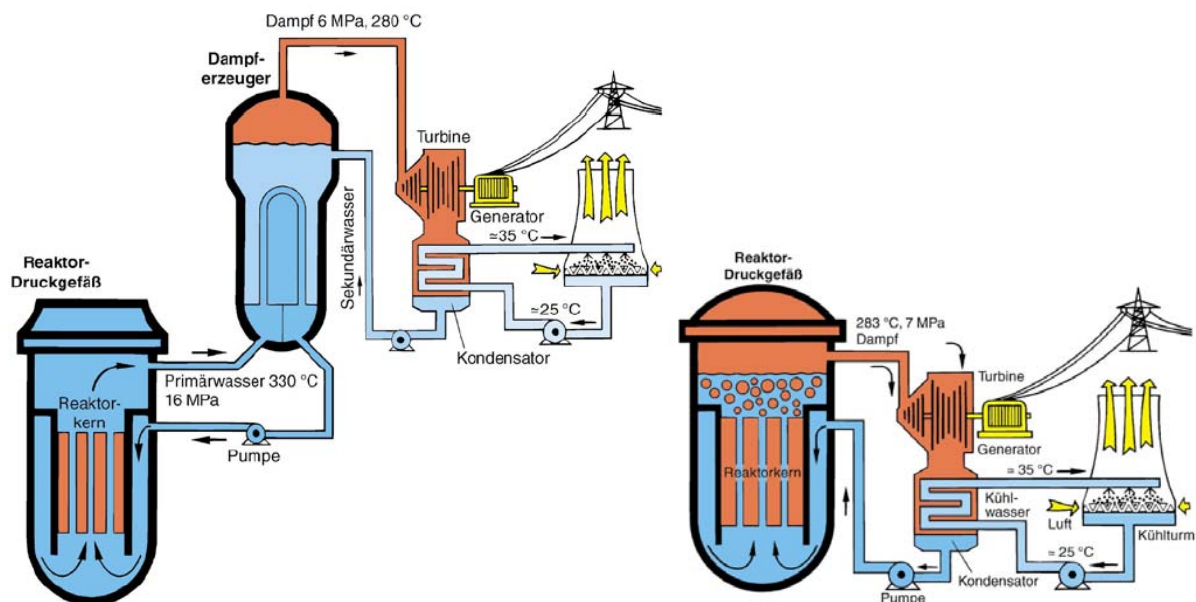


Fig. 11.6 Schematische Darstellung eines Druckwasserreaktors (links) und eines Siedewasserreaktors (rechts) (Koelzer 2004).

Schwerwasserreaktoren (HWR)

Der Schwerwasserreaktor verwendet schweres Wasser (D_2O) als Moderator und meist auch als Kühlmittel. Wie im Druckwasserreaktor gibt das Primärkühlmittel die Wärme über einen Dampferzeuger Wärmetauscher an einen Sekundärkreislauf (mit leichtem Wasser) ab. Schwerwasserreaktoren stehen primär in Kanada, Indien und in Ostasien in Betrieb. Diese Technologie erlaubt eine sehr grosse Brennstoffflexibilität, insbesondere können diese Reaktoren mit Natururan (0.7% U-235) – also ohne Anreicherung – betrieben werden. Der Brennstoff befindet sich in Druckröhren, was ein sukzessives Auswechseln der Brennelemente ohne Abschalten des gesamten Reaktors erlaubt, indem einzelne Druckröhren vom Kühlkreislauf abgekoppelt werden.

Gasgekühlte Reaktoren (GCR)

Gasgekühlte Reaktoren verwenden ein Gas, meistens CO₂, als Kühlmittel und Graphit als Moderator. Heute sind 26 gasgekühlte Reaktoren in Betrieb, alle im Vereinigten Königreich. Die ältere Generation, sogenannte Magnoxreaktoren, konnte mit Natururan betrieben werden, die neuere Generation, auch Advanced Gascooled Reactors, wird mit angereichertem Uran betrieben.

Graphitmoderierte, Wassergekühlte Reaktoren (RBMK)

Die graphitmoderierten, leichtwassergekühlten Reaktoren sind ein russisches Design, das aus der Plutoniumproduktion für die militärischen Nuklearprogramme hervorgegangen ist. Als Moderator verwendet er Graphit, als Kühlmittel Leichtes Wasser, das im Kern zum Sieden gebracht wird. Wie im Schwerwasserreaktor befindet sich der Brennstoff in Druckröhren, die eine Brennstoffnachladung ohne Abschaltung des Reaktors ermöglicht. Nach dem Unfall in Tschernobyl wurde dieser Reaktortyp nicht weitergebaut. Bestehende Anlagen werden heute sukzessive stillgelegt, der Bau eines weiteren Reaktors in Russland steht seither still.

Betriebsdauer

Beim Bau der ersten Kernkraftwerke (Beznau und Mühleberg) in der Schweiz ging man vorsichtig von einer Nutzungsdauer von 30 Jahren aus und hat auch für die Abschreibungsdauer mit 30 Jahren gerechnet. Die zunehmende Betriebserfahrung zeigte, dass die Alterung von schwer ersetzbaren sicherheitsrelevanten Komponenten, insbesondere des Reaktordruckgefäßes weniger schnell voranschreitet als erwartet, sodass man mit einer sicheren Nutzungsdauer von 40 Jahren rechnen konnte. Diese Nutzungsdauer galt für später gebaute Werke (Gösgen und Leibstadt) von Beginn an und wird heute in den meisten Berechnungen und Analysen als Standard für die Betriebs- und Nutzungsdauer verwendet.

Langzeiterfahrung im Betrieb von Kernreaktoren und Modellrechnungen mit modernen leistungsfähigen Computern zeigen heute, dass ältere Kernkraftwerke wie Beznau rund 50 Jahre und neuere Kraftwerke wie Gösgen rund 60 Jahre sicher und insbesondere auch wirtschaftlich betrieben werden können. In den USA ist dies offiziell zum Standard geworden: Die Sicherheitsbehörde hat eine Standardprozedur zur Erteilung einer Betriebsverlängerung auf 60 Jahre nach eingehender Überprüfung festgelegt. Bisher wurden 25 Bewilligungen erteilt sowie 17 beantragt. Weitere 26 KKW beabsichtigen, einen Antrag in nächster Zeit zu stellen. In Europa ziehen verschiedene Länder diese verlängerten Betriebsdauern ernsthaft in Erwägung. Eine Nutzung über diesen Zeithorizont hinaus erscheint nach heutigem Kenntnisstand insbesondere wegen des grossen Umrüstbedarfes nicht wirtschaftlich. Selbst bei wirtschaftlicher Machbarkeit führen rein technische Überlegungen dazu, dass Betreiber wegen der veralteten technischen Einrichtungen auf einen Weiterbetrieb verzichten. Trotz dieses Umstandes werden in Japan Betriebszeiten von 70 Jahren anvisiert (UIC 2004, NEI 2004).

Noch bis vor kurzem war dieser Ansatz praktisch kein Thema. Obschon die längeren Betriebsdauern wissenschaftlich bereits seit längerem gut untermauert sind, finden sich in älteren Studien und Prognosen durchwegs Betriebsdauern von 30 oder 40 Jahren, selbst Unterlagen neuester Projekte, wie des EPR für Finnland geben 40 Jahre an, obschon der EPR (siehe unten) 60 Jahre Lebensdauer hat. Es ist davon auszugehen, dass vor allem politische Zurückhaltung wie auch wirtschaftliche Vorsicht (rasche Abschreibung der Anlagen) davor abgehalten haben, mit längeren Betriebsdauern zu planen. In der Schweiz finden sich erst in einer Studie jüngeren Datums (Wiederkehr & Brunner 2003a) Betriebsdauern von 50 und 60 Jahren als Basis für die Erstellung der Prognosen.

Generation III/III+

Basierend auf der Generation II wurden in den 90er Jahren Reaktoren mit erheblich verbesserten Sicherheitsmerkmalen entwickelt (Brogli, Foskolos, Goetzmann et al. 1996). Die Generation III/III+ als solche ist als Technologie schwer zu fassen, weil sie eine Vielzahl verschiedener Konzepte umfasst, die sich in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden. So sind die ersten zwei Reaktoren, die dieser Generation zugerechnet werden, es handelt sich dabei um fortschrittliche Siedewasserreaktoren (ABWR), in Japan seit 1996/97 in Betrieb. Andere Konzepte stehen gerade an der Schwelle zur kommerziellen Nutzung, das heisst Reaktoren sind im Bau oder zur Realisierung beschlossen, wie zum Beispiel die beiden Europäischen Druckwasserreaktoren (EPR) für Finnland (Framatome 2003) und Frankreich, oder in Planung, wie zum Beispiel der modulare Kugelhaufenreaktor (PBMR) in Südafrika. Verschiedene Konzepte benötigen aber noch viel Entwicklungszeit und stehen erst ab 2015 oder später zur Verfügung. Letztere werden vermutlich teilweise in Entwicklungen der Generation IV einfließen (OECD/IEA 2002b).

Die Konzepte der Generation III/III+ basieren auf den Technologien der Generation II und sind entweder evolutionär (weiterentwickelt) oder innovativ (neu) und zeichnen sich durch eine erhebliche Verbesserungen in den Bereichen Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenschonung aus. In den meisten Konzepten sind folgende Massnahmen integriert:

- **Erhöhte Sicherheit:**
 - Passive Sicherheitselemente, die keine aktiven Steuerelemente oder menschliche Betriebseingriffe zur Verhinderung von schweren Unfällen im Falle einer Fehlfunktion benötigen, sondern auf Schwerkraft, natürlicher Konvektion, elektrischem oder physischem Widerstand oder physikalischen Temperaturgrenzen basieren.
 - Inhärent sichere Merkmale, die kritische Betriebszustände verunmöglichen
 - Erheblich reduzierte Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzfalls (10^{-6} /Reaktor*a) und einer relevanten Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung (10^{-7} /Reaktor*a)
 - Erhöhte Redundanz durch Diversität und räumliche Trennung der Sicherheitssysteme
 - Minimale Belastung der Umgebung (z.B. mehrfache Containments)
- **Verbesserte Wirtschaftlichkeit:**
 - Standardisierte Konstruktionen
 - Verkürzung der Bauzeit
 - Einfachere Konstruktion, einfacher bedienbar, resistenter gegen Fehlmanipulationen
 - Höhere Verfügbarkeit und längere Lebensdauer
- **Schonung der Ressourcen:**
 - Bessere Ausnutzung des Brennstoffes
 - Reduktion der Abfälle

Untenstehende Tabelle (siehe Tab. 11.2) gibt einen Überblick über die Systeme der Generation III/III+. Obschon die meisten Übersichten die Russischen Reaktoren nicht aufführen und sie in den westlichen Industrienationen kaum zum kommerziellen Einsatz gelangen werden, sind sie hier einerseits aus Gründen der Vollständigkeit und andererseits aufgrund der Tatsache aufgeführt, dass sie beim Ausbau der Kapazitäten im Mittleren und Fernen Osten eine wichtige Rolle spielen.

Die Reaktoren der Generation III/III+ lassen sich wie die bestehenden Reaktoren in Leichtwasserreaktoren, Schwerwasserreaktoren und gasgekühlte graphitmoderierte Reaktoren typisieren. Daneben gibt es noch ein paar weitere Systeme, die auf anderen Technologien basieren, oder Kombinationen mehrere Konzepte sind, von denen nur ein Beispiel erwähnt ist.

Tab. 11.2 Überblick über die Systeme der Generation III/III+ (UIC 2004)

	System Hersteller	Grösse Typ	Status	Zulassung/ Zertifizierung	Merkmale
Druckwasserreaktoren (PWR)	AP600/ AP1000 WH	600 MW _e / 1'090 MW _e PWR	AP1000 in Auswahl für UK/USA	AP600 NRC 1999 AP1000 NRC ca. 2005	• Passive Sicherheit • Vereinfachte Konstruktion • Kurze Bauzeit (36 mt) • Lebensdauer 60 y • 1300 CHF/kW_e; < 4.6 Rp./kWh
	APR-1400 WH	1400 MW _e PWR	4 in Planung (SKorea) Basiert auf System 80+ Korean Next Generation Reactor (KNGR)	NRC 1997	• Evolutionär (Erhöhte Zuverlässigkeit) • Vereinfachte Konstruktion/Betrieb • Kurze Bauzeit (48 mt) • 1560 CHF/kW_e; < 5.2 Rp./kWh
	APWR WH/MI	1500 MW _e PWR	2 in Planung (Japan)		• Passive Sicherheit • Hohe Brennstoffeffizienz • Abbrand bis 55 GWd/t
	EPR EDF/FANP	1'545-1'750 MW _e PWR	Wird gebaut in Finnland Prototyp geplant in Frankreich	EUR OK	• Evolutionär (Verbesserte Sicherheit) • Hohe Brennstoffeffizienz • Hoher Wirkungsgrad (36 %) • Tiefe Stromkosten • Abbrand bis 65 GWd/t
	System 80+ WH	1'300 MW _e PWR	Ähnlicher Typ in Korea in Betrieb	NRC 1997.	• Keine weiteren Kommerzialisierungsaktivitäten
	WWER Gido/ OKBM	640/1000/ 1500 MW _e PWR	Verschiedene im Bau oder in Planung (Iran/Indien/ China/Russland) Offerte Finnland		• verbesserte Sicherheit • teilweise passive Sicherheit • Verbesserte Brennstoffeffizienz
	IRIS WH	100-300 MW _e PWR	Kommerzialisierung 2012-2015	NRC ca. 2010	• Brennstoff bis 10 % Anreicherung und 8-Jahreszyklus • Dampferzeuger im Reaktordruckgefäss • 1300-1560 CHF/kW_e • Abbrand bis 60 GWd/t später 80 GWd/t
Siedewasserreaktoren (BWR)	ABWR GE	1'350 MW _e BWR	2 in Betrieb (Japan) 4 im Bau (Taiwan 2, J 2) 7 in Planung (Japan) Offerte Finnland	NRC 1996 EUR ok	• Evolutionär • Vereinfachte Konstruktion/Betrieb • Verbesserte Effizienz, weniger Abfall • 2210 CHF/kW_e; 9 Rp./kWh
	ESBWR GE	1'380 MW _e BWR	Kommerzialisierung ab ca 2010		• Evolutionär (Verbesserte Sicherheit) • Kurze Bauzeit
	SWR 1000 FANP	1'000-1300 MW _e BWR	Erfüllt europäische Anforderungen Offerte Finnland	NRC läuft EUR ok	• Innovativ • Hohe Brennstoffeffizienz • Passive Sicherheit • Lange Brennstoffwechselzyklen
Schwerwasser- reaktoren (HWR)	CANDU-9 AECL	925-1300 MW _e HWR		NRC 1997	• Evolutionär • Grosse Brennstoffflexibilität • Passive Sicherheit
	CANDU ACR-700 AECL	730 MW _e HWR/PWR	Kommerzialisierung ab 2005	NRC läuft	• Leichtwasserkühlung • Kompakter, negativer void • Höherer Wirkungsgrad • 1300 CHF/kW_e; 4 Rp./kWh • kurz Bauzeit (36 mt)
Gasgekühlte Reaktoren (GCR)	PBMR Eskom/ BNFL	120-160 MW _e Modular pebble bed	Prototyp in Südafrika geplant Keine weiteren Projekte		• Modular • Direktkreislauf Gasturbine • Hohe Brennstoffeffizienz • Hoher Wirkungsgrad (42 %) • 1300 CHF/kW_e; <4 Rp./kWh
	GT-MHR GA/ Minatom	288 MW _e Prismatic graphite	Anlage in Russland geplant (primär zum Betrieb mit Pu aus Abrüstung)	Lizenz für Russland	• Hoher Wirkungsgrad (48 %) • Hohe Brennstoffeffizienz • 1300 CHF/kW_e; 3.8 Rp./kWh
	AFR-PRISM GE/ANL	300-600 MW _e	Design vermutlich aufgegeben	Zertifizierung 1990 gestartet	• sodium-gekühlt • auch als ALMR bekannt

Eine ausführlichere Beschreibung aller Systeme der Generation III/III+ würde den Rahmen dieser Studie sprengen. Hier sollen die Entwicklungsströmungen in den verschiedenen Technologiebereichen kurz beschrieben und stellvertretend für die Generation III/III+ einige weit fortgeschrittene Systeme

vorgestellt werden. Dabei werden primär Konzepte berücksichtigt, die auch für die Schweiz in Frage kämen (IAEA 2002; IAEA 2004c).

Fortschrittliche Druckwasserreaktoren

Im Bereich der Druckwasserreaktoren haben sich vier Hauptentwicklungsströmungen, welche hauptsächlich durch nationale bzw. regionale Einflüsse geprägt sind, etabliert.

Der **AP600/1000** integriert passive Sicherheitssysteme und unterbietet den heutigen NRC Standard für Kernschmelzunfälle um nahezu einen Faktor 100 (siehe Fig. 11.34). Er ist in der kleineren Version für die USA zertifiziert und soll in der grösseren Version für Europa kommerzialisiert werden.

Das **System 80+**, wird trotz US-NRC Zertifizierung zur Zeit nicht kommerzialisiert, bildet aber die Basis für den **APR-1400**, den künftigen Koreanischen Standardreaktor (KNGR). Zwei Reaktoren dieses Typs befinden sich in Planung.

Der **APWR**, eine Weiterentwicklung der japanischen Druckwasserreaktoren, soll die Basis der nächsten Generation Druckwasserreaktoren in Japan bilden. Zwei dieser Reaktoren sind in Planung. Das vereinfachte Design integriert aktive und passive Kühlsysteme und erlaubt Abbrände bis 55GWd/t.

Nach dem Baubeginn in Finnland und dem prinzipiellen Entscheid für einen weiteren Reaktor in Frankreich nimmt der deutsch-französische **EPR** (European Pressurised Reactor) in Europa die führende Stellung ein. Der EPR ist eine Weiterentwicklung der bewährten standardisierten französischen Reaktoren N4 und der deutschen Reaktoren des Konvoityps. Die Sicherheitssysteme des EPR sind erheblich erweitert worden. Er verfügt über ein Doppelcontainment, eine Schmelzausbreitungsfläche, die im unwahrscheinlichen Fall eines Schmelzens des Kerns die Schmelze auffängt und eine Beschädigung der Betonwanne verhindert, und über ein spezielles Containment-Wärmeabfuhrsystem. In keinem Fall soll eine relevante Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung stattfinden. Die Sicherheitssysteme sind in vierfacher Redundanz in vier verschiedenen Ausführungen von verschiedenen Herstellern ausgeführt. Dadurch werden systemische Fehler vermieden (AREVA 2003).

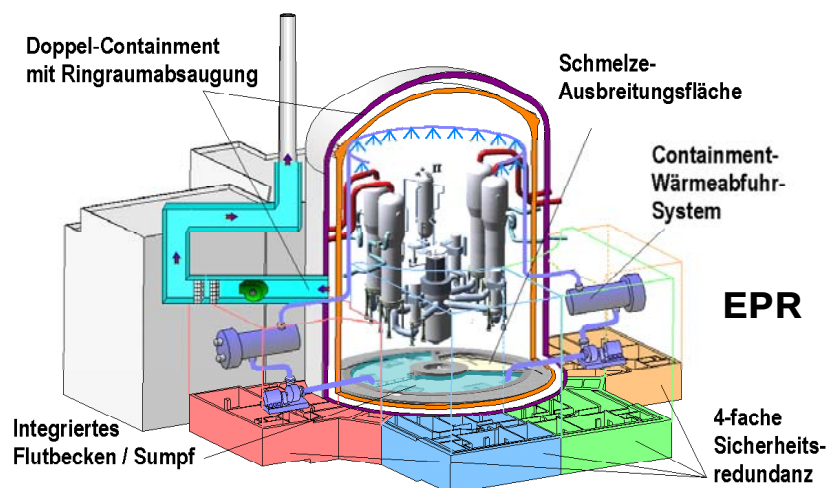


Fig. 11.7 Der EPR und seine wesentlichen Sicherheitsverbesserungen (FANP 2003).

Daneben soll hier noch der weiterentwickelte russische Reaktor erwähnt werden (**WWER**), der in verschiedenen Grössen gebaut werden soll. Verschiedene Reaktoren dieses Typs sind im Bau oder in Planung und für Finnland wurde eine Offerte eingereicht. Für Westeuropa und die Schweiz wird dieser Typ allerdings kaum in die engere Wahl gelangen.

Ein weiteres innovatives Projekt ist der **IRIS**-Reaktor, der über Dampferzeuger verfügt, die direkt ins Reaktorgefäß integriert sind. Die Effizienz soll unter anderem durch Höchstabbrand (zu Beginn 60, später 80 GWd/t) und lange Brennstoffwechselzyklen (zu Beginn 4, später 8 Jahre) erreicht werden.

Fortschrittliche Siedewasserreaktoren

Im Bereich der Siedewasserreaktoren haben sich zwei Entwicklungsströmungen etabliert:

Der amerikanische **ABWR**, der als Standardkraftwerk für die Ablösung der Siedewasserreaktoren in den USA gedacht ist, wurde als erstes Kraftwerk der Generation III/III+ in Japan in zwei Blöcken realisiert. Weitere zwei Anlagen dieses Typs sind je in Taiwan und in Japan geplant. Der ABWR ist ein evolutionäres System, dessen Sicherheitselemente verbessert und erweitert wurden. Aus dem ABWR soll eine weiterentwickelte, grundlegend überarbeitete Version mit passiven Sicherheitselementen für Europa entwickelt werden, der **ESBWR**.

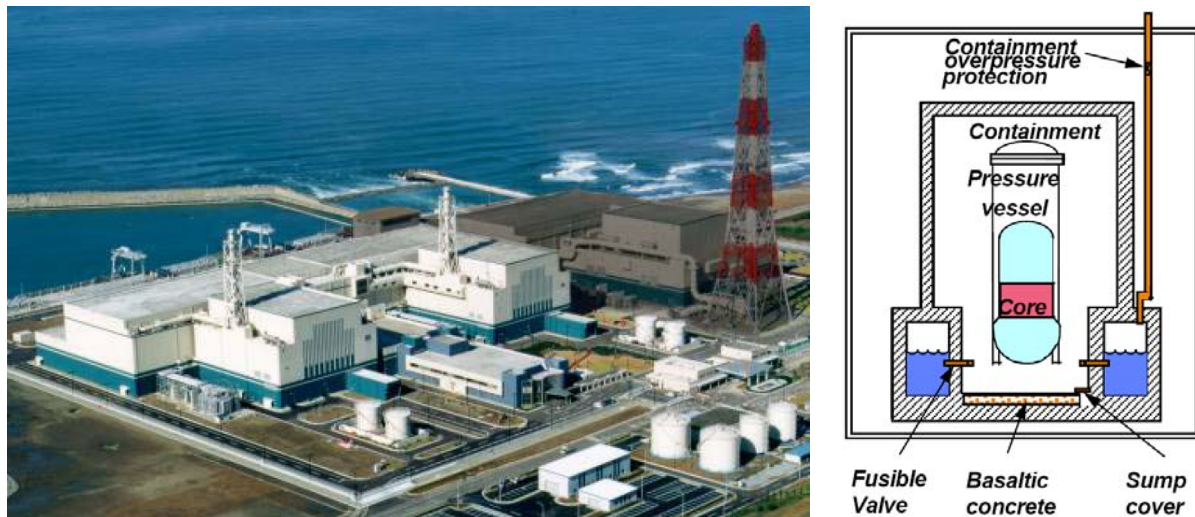


Fig. 11.8 ABWR (1356 MW) Blöcke 6&7, Kraftwerk Kashiwazaki-Kariwa in Japan und seine wesentlichen Sicherheitsverbesserungen (IAEA 2002)

Der **SWR-1000** ist eine vereinfachte europäische Weiterentwicklung der Siedewasserreaktoren mit verschiedenen passiven Sicherheitselementen und Auslegung für hohen Abbrand, der Brennstoffwechselzyklen von zwei Jahren erlaubt. Er ist für Europa zertifiziert und hat in Finnland mitofferiert.

Fortschrittliche Schwerwasserreaktoren

Auf dem bisherigen Design der Kanadischen CANDU-6 Reaktoren basierend wurde der **CANDU-9** entwickelt. Dieser Reaktor zeichnet sich durch eine enorme Brennstoffflexibilität aus, die vom Natururan, leicht angereichertem Uran, Wiederaufbereiteten Brennstoff und Mischoxidbrennstoff über den direkten Einsatz abgebrannter Druckwasserbrennelemente bis zum Thorium reicht. Er sollte sich auch zur „Verbrennung“ militärischen Plutoniums und zur Transmutation von Aktiniden aus Wiederaufarbeitung von PWR/BWR-Brennstoff eignen.

Der Fortgeschrittene Candureaktor (**ACR**) verwendet leichtes Wasser als Kühlmittel und erreicht mit höherer Temperatur und höherem Druck einen höheren Wirkungsgrad. Die kompaktere modulare Bauweise soll die Kosten enorm reduzieren. Integration weiterer passiver Sicherheitselemente lassen eine problemlose Zertifizierung erwarten.

Neben Kanada verfolgt Indien Schwerwasserkonzepte aktiv, mit der Absicht die eigenen Thoriumressourcen zu nutzen.

Fortschrittliche Gasreaktoren

Im Bereich der Gasreaktoren sind zur Zeit zwei Entwicklungen im Gang, die beide im Direktzyklus mit Heliumgasturbinen betrieben werden. Dank hohem Wirkungsgrad sollen die Erzeugungskosten bei ca. 3 US¢/kWh liegen.

In Südafrika steht der **PBMR**, ein gasgekühlter Graphitreaktor kurz vor Baubeginn. Der kleine modulare Reaktor (100-200 MW_e) erlaubt industrielle Fertigung und arbeitet mit Brennstoff in Graphitkugeln, die hohen Temperaturen widerstehen und die Radioaktivität zurückhalten und deshalb als extrem proliferationsresistent gelten.

Mit knapp 300 MW_e ist der Amerikanisch-Russische **GT-MHR** etwas grösser. Er arbeitet mit hexagonalen Graphit-Säulen, erlaubt eine modulare Fertigung und erreicht Hochabbbrand bis 100GWd/t. Erste Anlagen sind in Planung für die Verwertung von Plutonium aus der Abrüstung.

Vergleich der Systeme

Tab. 11.3: Vergleich der Systeme der Generation III/III+

Typ	System	Leistung [MW _e]	Baukosten [CHF/kW _e]	Erzeugungskosten [Rp./kWh]	Abbrand [GWd/t]	Konzept	Sicherheit
PWR	AP600/1000	600/1'090	1300	< 4.6	60	Innovativ	Passiv
	APR-1400	1400	1560	< 5.2	60	Evolutionär	Verbessert
	APWR	1500	k.A.		55	Evolutionär	Verbessert
	EPR	1'545-1'750	2600	3.7 (FI); 4-5 (CH)	65	Evolutionär	Verbessert
	System 80+	1'300	k.A.		-	Evolutionär	-
	WWER	640/1000/1500	k.A.		43	Evolutionär	Verbessert
	IRIS	100-300	1560		60 (80)	Innovativ	Passiv
BWR	ABWR	1'350	2210	9	50	Evolutionär	Verbessert
	ESBWR	1'380	k.A.		60	Innovativ	Passiv
	SWR 1000	1'000-1300	k.A.		45	Innovativ	Passiv
HWR	CANDU-9	925-1300	k.A.		-	Evolutionär	Verbessert
	CANDU ACR-700	730	1300	< 4	-	Innovativ	Passiv
GCR	PBMR	120-160	1300	< 4	90 (200)	Innovativ	Passiv
	GT-MHR	288	1300	3.8	100	Innovativ	Passiv
	AFR-PRISM	300-600	k.A.	-	-		-

Generation III/III+ für die Schweiz?

Die jüngsten Zeitungsartikel heben allesamt den EPR als potenziellen Nachfolger für die bestehenden Reaktoren in der Schweiz hervor. Aufgrund der jüngsten Entwicklungen in Europa ist diese Annahme effektiv naheliegend, die Planung der Ablösung der bestehenden Reaktoren ist aber bei der Elektrizitätswirtschaft erst angelaufen und Entscheide bezüglich Technologie sind noch keine gefällt worden. Zum gegebenen Zeitpunkt werden sicher ausführliche Evaluationen durchgeführt und umfangreiche Offerten eingeholt, genauso wie in Finnland. Wichtige Selektionskriterien werden dabei die bereits vorhandene kommerzielle Betriebserfahrung, die Sicherheit und die Wirtschaftlichkeit sein.

Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass in der Schweiz im Rahmen der Generation III/III+ nicht von der LWR-Technologie abgewichen wird. In die engere Wahl dürften bei den Druckwasserreaktoren der AP 1000, der APWR und der EPR gelangen. Da der Entscheidungsprozess ca. 2009/10 erfolgen wird, dürften insbesondere mit dem EPR erste praktische Erfahrungen vorliegen. Bei den Siedewasserreaktoren dürfte der ABWR bzw. der daraus weiterentwickelte innovative europäische ESBWR oder der SWR 1000 in die Selektion aufgenommen werden. Da in der Schweiz traditionell Systeme mit umfangreicher Betriebserfahrung favorisiert werden, stehen aus den obigen Kandidaten der ABWR, der seit 1997 in Japan in Betrieb ist und der EPR, dessen Inbetriebnahme in Finnland für 2009 vorgesehen ist, im Vordergrund.

Heute kommt dem EPR in Europa klar die Favoritenrolle zu. Er ist für die erste Phase des Ersatzprogramms in Frankreich als Standard vorgesehen, was ca. 20 Reaktoren dieses Typs in den Jahren 2020 bis 2035 entsprechen dürfte. Hier würde sich für die Schweiz allenfalls die Chance bieten, an einem grösseren Programm teilzunehmen und von den Kostenvorteilen einer grösseren Serie zu profitieren, die zu einer Reduktion der Baukosten um etwa 20 % führen sollte.

Generation IV

Das globale Bevölkerungswachstum und der zunehmende Wohlstand führen zu einer überproportionalen Zunahme des Energieverbrauches. Bereits heute ist die Sorge um die zunehmende Umweltbelastung und insbesondere die sich abzeichnende globale Erwärmung gross. Die Prognosen für die zukünftige Entwicklung geben Anlass zur Besorgnis, sodass ein breiter Konsens entstanden ist, Energieverbrauch und die damit verbundenen Emissionen insbesondere in den Industrienationen zu stabilisieren bzw. zu reduzieren (Kyoto). Damit soll die globale Erwärmung unter Kontrolle gebracht und den aufstrebenden Nationen Raum für Entwicklung verschafft werden.

Die über 400 Kernkraftwerke der Welt liefern mit einem Anteil von 16% an der Stromproduktion einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen der heutigen Stromerzeugung. Verschiedene Regierungen (USA, FR, FI) haben ihre Absicht geäussert (NEPDG 2001; Fontaine 2003), die Rolle der Kernenergie als praktisch treibhausgasfreie Energiequelle (Dones et al. 2004c) nicht nur erhalten, sondern stärken zu wollen. Um weiter von diesem Vorteil zu profitieren und um die zukünftige Rolle der Kernenergie zu sichern, wird eine neue Generation von innovativen nuklearen Energiesystemen benötigt, welche die bestehenden Kraftwerke nach Ablauf deren Betriebsdauer ersetzen und die bestehenden Kapazitäten erweitern kann, die Generation IV. Vor dem Hintergrund einer wesentlich weiteren Verbreitung der Nuklearenergie, muss die neue Generation in den vier Bereichen Ressourcenschonung, Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Proliferation erheblich weiterentwickelt werden.

Die mit der Generation III/III+ weitgehend ausgeschöpfte Weiterentwicklungsfähigkeit bestehender Reaktorkonzepte und der natürliche Rhythmus der Ablösung der Generationen führen dazu, dass in 20-30 Jahren eine Nachfolgenergeneration der heute fortschrittlichen Reaktoren nötig wird. Anbetrachts der notwendigen Innovationstiefe und des Umfanges dieser Aufgabe ist klar geworden, dass die Ziele für eine erfolgreiche Zukunft der Kernenergie nur erreicht werden können, wenn grundsätzlich neue Konzepte umgesetzt werden, wenn heute mit den notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten begonnen wird, wenn die Arbeiten international bzw. global koordiniert vorangetrieben werden und wenn die Ressourcen fokussiert eingesetzt werden. Um die Zukunft der Kernenergie gemeinsam zu planen und die Entwicklung der Generation IV zu koordinieren haben sich 2001 neun Länder unter der Bezeichnung Generation IV International Forum, kurz GIF, zusammengefunden. Die Schweiz trat dem GIF 2002 bei, 2003 stiess EURATOM als 11. Mitglied dazu.

Dieses Forum hat für die Systeme der Generation IV klare Ziele formuliert, verschiedene Teilbereiche analysiert und eine umfassende Roadmap für die Entwicklung der Generation IV erstellt (GIF 2002a).

Tab. 11.4 Ziele der Generation IV (GIF 2002a)

* GIF entstand nach einer US-Initiative, der Generation IV Nuclear Systems Initiative. Die darin formulierten Ziele benutzten den Ausdruck „Nachhaltigkeit“ für „Umweltschonung“. In Europa und der Schweiz wird Nachhaltigkeit als Oberbegriff verstanden, der Aspekte der Umwelt, der Ökonomie und der Gesellschaft umfasst.

Nachhaltigkeit 1*:	Nachhaltige Energieerzeugung, die eine Einhaltung der Ziele der Treibhausgas Reduktion, eine effiziente Brennstoffnutzung und eine langfristige Verfügbarkeit der Systeme ermöglicht
Nachhaltigkeit 2*:	Minimierung und Management des Abfalles und insbesondere Reduktion der Belastung künftiger Generationen und dadurch Verbesserung des Gesundheits- und des Umweltschutzes
Wirtschaftlichkeit 1:	Die Systeme sollen eindeutig niedrigere Lebenszykluskosten als andere Energiequellen aufweisen
Wirtschaftlichkeit 2:	Generation IV-Systeme sollen vergleichbare wirtschaftliche Risiken wie andere Energieversorgungs-Projekte aufweisen.
Sicherheit 1:	Sicherheit und Zuverlässigkeit der Generation IV Systeme übertrifft jene der bisherigen Systeme.
Sicherheit 2:	Die Wahrscheinlichkeit eines Kernschadens ist sehr gering.
Sicherheit 3:	Notfallplanung ausserhalb des Betriebsgeländes wird unnötig.
Proliferation und Physischer Schutz 1:	Die Systeme sind uninteressant für Produktion, Abzweigung oder Diebstahl von Waffenfähigem Material und erheblich sicherer gegen Terroristische Aktionen.

Ziel der Generation IV Entwicklung sind Reaktoren mit erheblich verbesserter Sicherheit, mit geringem Brennstoffbedarf und Abfall, mit hoher Proliferationsresistenz sowie mit erheblich verbesserter Wirtschaftlichkeit (siehe Tab. 11.4).

- Nachhaltigkeit: Geringerer Ressourcenverbrauch
Verminderung von Menge und Radiotoxizität des Abfalles
- Wirtschaftlichkeit: Standardisierung, vereinfachter Betrieb
- Sicherheit: Passive Sicherheit, physischer Schutz
- Proliferation: Verbesserte Resistenz

Zusätzlich sollen die Systeme der Generation IV neben der Stromproduktion vermehrt auch eine Anwendung in neuen Sektoren ermöglichen. Im Vordergrund stehen dabei ein Einsatz als Kombikraftwerk bzw. die Produktion von Prozesswärme, welche insbesondere für die Wasserstoffproduktion genutzt werden könnte. Wie das Beispiel des VHTR (siehe unten) zeigt, sollen solche Optionen entsprechend der Eignung der neuen Reaktorkonzepte voll in die Entwicklung integriert werden.

Aus über Hundert analysierten Systemen wurden in einem umfangreichen Bewertungs- und Selektionsverfahren sechs Systeme zur weiteren Vertiefung ausgewählt. Die Generation IV Planung rechnet je nach System mit Prototypen zwischen 2020 und 2030 und mit Beginn der Kommerzialisierung zwischen 2030 und 2040.

Die Systeme der Generation IV spielen in der vorliegenden Studie nur eine relativ geringe Rolle. Wegen der langen Planungs- und Bauphasen beim Ersatz der bestehenden Kraftwerke, kommt die Generation IV für den Ersatz in Gösigen (2038) kaum in Frage. Für Leibstadt (2044) könnte ein solches Werk in Betracht gezogen werden und wird deshalb auch in einem Szenario berücksichtigt (siehe Kapitel 11.6.2).

Die Generation IV-Systeme

Um die Ressourcen zu schonen und die Abfallproblematik zu entschärfen, zielen alle Systeme der Generation IV auf einen möglichst geschlossenen Kreislauf, mit Wiederaufbereitung on site ab, und führen schnelle Spektren ein (ausser VHTR). Reaktoren mit schnellen Neutronenspektren (SR) nutzen die Fähigkeit von hochenergetischen („schnellen“) Neutronen, mit schweren, sonst nicht spaltbaren Atomkernen zu reagieren und sie entweder zu spaltbaren umzuwandeln („brüten“) oder diese zu vernichten („verbrennen“). Bisher waren schnelle Reaktoren (SR oder FBR) sehr teuer und relativ pannen anfällig. Wenn innovative Lösungen erlauben, die Investitionskosten zu reduzieren und die betriebliche Zuverlässigkeit zu gewährleisten, dann bieten die SR eine hocheffiziente Option zur Stromproduktion, da fast der gesamte mögliche Energieinhalt von Natururan umgesetzt werden kann (im Unterschied zu rund 1% in thermischen Reaktoren). Mit der hohen Brennstoffausnutzung, einem geschlossenen Brennstoffzyklus und dem dadurch möglichen Aktinidenmanagement kann ein wesentlicher Schritt in Richtung der Nachhaltigen Nutzung der Ressource Uran getan werden. Tab. 11.5 gibt einen Überblick über die Systeme der Generation IV. Anschliessend werden die Systeme kurz erläutert (GIF 2002a).

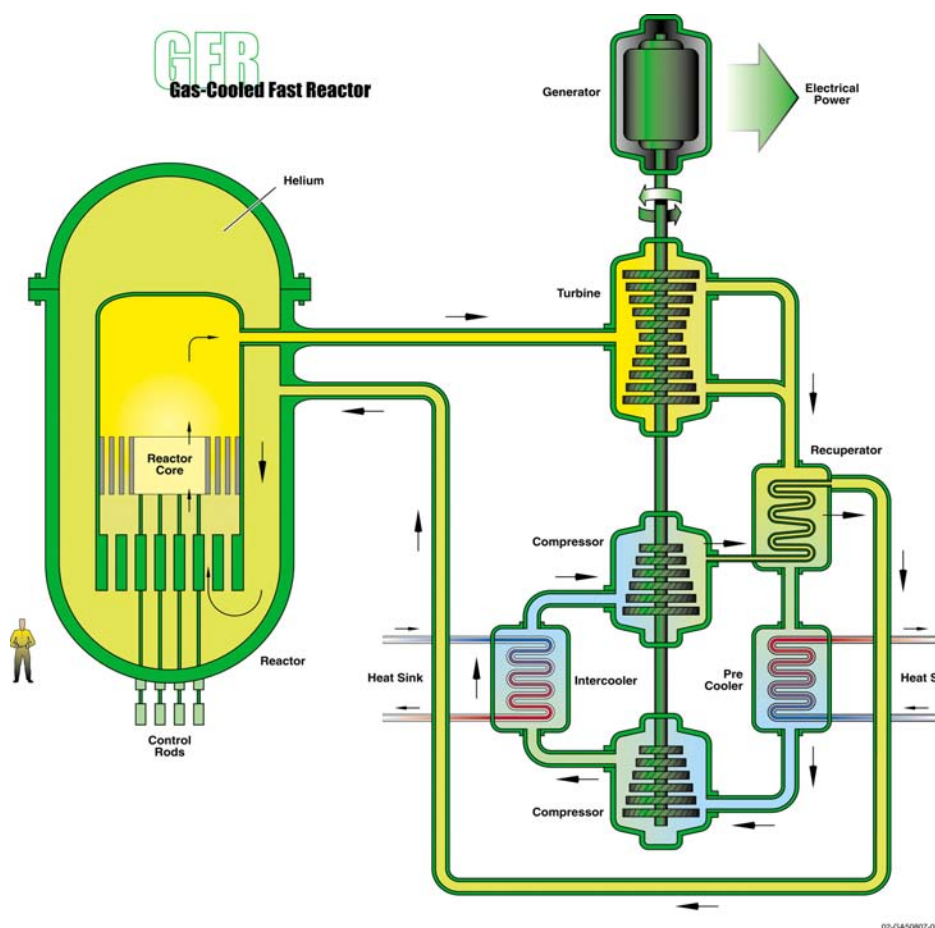
Tab. 11.5 Übersicht die Systeme der Generation IV (GIF 2002a).

System	Kürzel	Neutronen-spektrum	Kühlmedium	Temperatur	Druck	Brennstoff	Brennstoff-zyklus	Grösse (MWe)	Anwendung
Gas-cooled fast reactor	GFR	schnell	Helium	850°C	hoch	U-238 & MOX	geschl., vor Ort	288	Strom & Wasserstoff
Lead-cooled fast reactor (Liquid metal cooled -)	LFR	schnell	Pb-Bi	550-800°C	tief	U-238 & MOX	geschl., regional	50-150 300-400 1200	Strom & Wasserstoff
Molten salt reactor	MSR	epithermisch	Fluoridsalze	700-800°C	tief	UF ₆ in Salz	geschl., vor Ort	1000	Strom & Wasserstoff
Sodium-cooled fast reactor	SFR	schnell	Sodium	550°C	tief	U-238 & MOX	geschl.	300-1500	Strom
Supercritical water-cooled reactor	SCWR	thermisch/ schnell	Wasser	510-550°C	sehr hoch	UO ₂	offen (th) geschl. (s)	1500	Strom
Very high temperature gas reactors	VHTR	thermisch	Helium	1000°C	hoch	UO ₂	offen	250	Wasserstoff & Strom

Gasgekühlter Schneller Reaktor (GFR - Gas-Cooled Fast Reactor)

Der GFR ist ein heliumgekühlter Reaktor mit einer direkt angetriebenen Heliumturbine, der mit schnellen Spektren arbeitet und über einen geschlossenen Brennstoffzyklus verfügt. Durch die Nutzung schneller Spektren und vollständige Aktinidenrezyklierung minimiert der GFR die anfallende Menge an Aktiniden im Abfall. Die Nutzung schneller Spektren ermöglicht die Verbesserung der Nutzung von Spaltmaterial (U^{235}) und Brutmaterial (U^{238} ; z.B. angereichertes Uran aus der Anreicherung) um zwei Größenordnungen. Das GFR Referenzkonzept geht von einer integrierten on-site Wiederaufarbeitung aus.

Der GFR kann auf verschiedene frühere Pilot- und Demonstrations-Reaktoren in England, Deutschland oder der USA sowie auf eine breite Erfahrung mit thermischen Gasreaktoren insbesondere in England zurückgreifen. Hinzu kommen laufende Projekte mit Prototypenreaktoren in Japan, China und Südafrika (PBMR) und auch der VHTR, von denen der GFR profitieren kann. Im Bereich der Werkstoffe kann der GFR von allen erwähnten Projekten erheblich profitieren. Grösste Herausforderungen liegen im Brennstoff, im Kerndesign, dem Brennstoffzyklus und den Sicherheitssystemen. Um die Leistungsziele zu erreichen, sind Materialentwicklungen für Hochtemperaturanwendungen, die Entwicklung der Heliumturbine und die Optimierung der Hochtemperaturauskopplung nötig.



Merkmale

- Kühlmittel: He
- Direkter Gasturbinenzyklus
- T_{out} : 850 °C
- P: 300 – 600 MW_e
- Wirkungsgrad: 48 %

Vorteile

- Abfallminimierung und effiziente Nutzung der Uranressourcen

Herausforderungen

- Brennstoffentwicklung für schnelle Neutronenspektren
- Kernausslegung
- Sicherheitssysteme
- Brennstoffzyklustechnologie
- Werkstoffentwicklung
- Hochleistungs-heliumturbine
- Auskopplung Prozesswärme

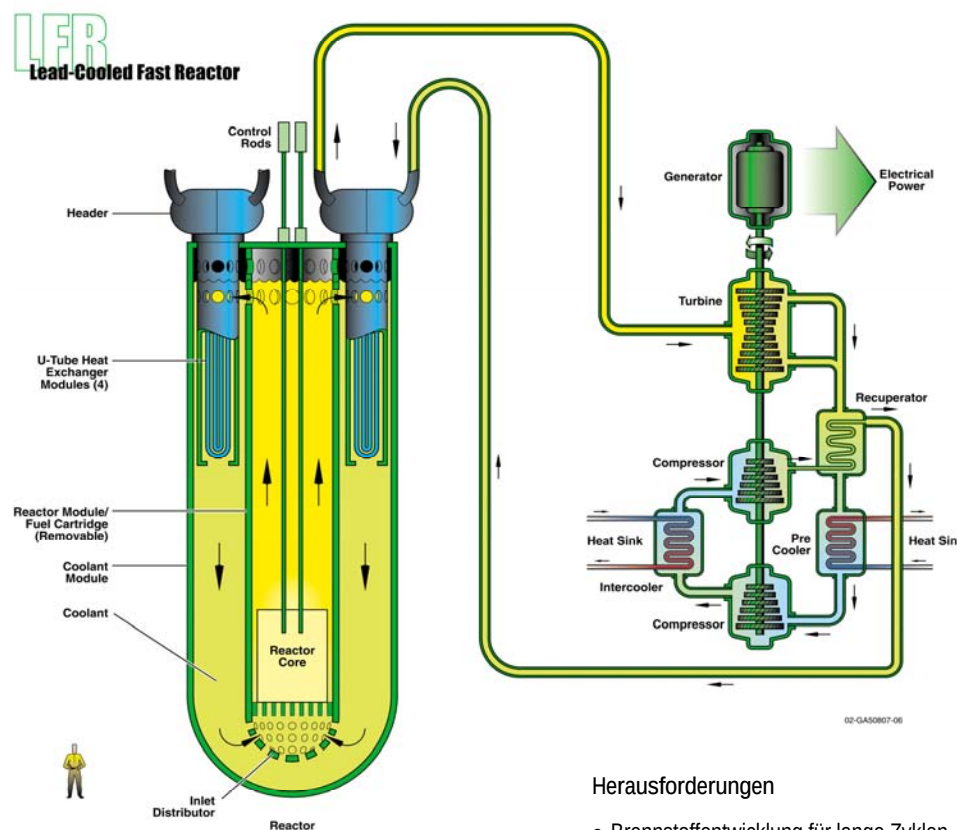
Fig. 11.9 Generation IV Reaktor: Gasgekühlter Schneller Reaktor (GIF 2002a).

Bleigekühlter Schneller Reaktor (LFR - Lead-Cooled Fast Reactor)

Der LFR ist ein blei- oder blei-bismuthgekühlter Reaktor der mit schnellen Spektren arbeitet und über einen geschlossenen Brennstoffzyklus verfügt. Zur Diskussion stehen Optionen mit kleinen „batterieähnlichen“ Standardmodulen von ca. 100MW_e, die lange Brennstoffwechselzyklen aufweisen, über modulare Systeme von ca. 300MW_e bis zu grossen monolithischen Reaktoren von 1200MW_e.

Der LFR kann auf die Technologie der Pb-Bi-gekühlten Reaktoren der Russischen U-Boote der Alpha-Klasse, auf die Entwicklung der integralen Wiederaufarbeitung für schnelle Reaktoren und auf das Sicherheitskonzept für Fortschrittliche Flüssigmetallgekühlte Reaktoren (ALMR) zurückgreifen. Ebenso könnten Materialentwicklungen aus den Arbeiten für den schnellen natriumgekühlten Reaktor genutzt werden.

Die grössten Herausforderungen bilden die Entwicklung des Brennstoffes insbesondere für sehr lange Brennstoffzyklen, der Materialien für hohe Temperaturen, der Systemkonfiguration und der Optimierung der Wirtschaftlichkeit.



Merkmale

- Kühlmitte Pb oder Pb/Bi
- Lebensdauer 15–30 a
- Kassettenkern für regionale Wiederaufarbeitung
- T_{out}: 550 – 800 °C
- P: 50 – 1200 MWe
- Wirkungsgrad: 50 %

Vorteile

- Proliferationsresistenz des langlebigen Kassettenkerns
- Verteilte Stromerzeugung
- Wasserstoffproduktion
- Hoher Grad an passiver Sicherheit

Herausforderungen

- Brennstoffentwicklung für lange Zyklen
- Werkstoffe für hohe (550°C) und sehr hohe Temperaturen (800°C)
- Systemauslegung
- Wirtschaftlichkeit/Modularisierung

Fig. 11.10 Generation IV Reaktor: Bleigekühlter Schneller Reaktor (GIF 2002a).

Salzschmelze-Reaktor (MSR - Molten Salt Reactor System)

Der MSR erzeugt Spaltenergie in einer zirkulierenden flüssigen Salz-Brennstoff-Mischung. Als Brennstoff dienen Uran- oder Plutoniumfluoride. Dank einer guten Neutronenbilanz eignet sich der MSR gut zum Aktinidenmanagement. Der Prozess erlaubt eine Brennstoffzufuhr, Spaltproduktentfernung und Wiederaufarbeitung unter Vollbetrieb und damit eine hohe Verfügbarkeit. Aktiniden können in grosser Varianz und ohne grosse Produktionsaufwendungen, wie sie für Reaktoren mit festen Brennelementen nötig sind, der Salzschmelze zugeführt werden.

Der MSR kann auf Resultate aus einem Forschungsprogramm für nuklearen Flugzeugantrieb aus den 50er Jahren zurückgreifen. In einem Experimentalreaktor konnte seinerzeit die Machbarkeit verschiedener Elemente demonstriert und ein Konzeptdesign für ein 1000 MW_e Reaktor entwickelt werden. Verschiedene Fragestellungen wurden unter diesem Programm bereits beantwortet.

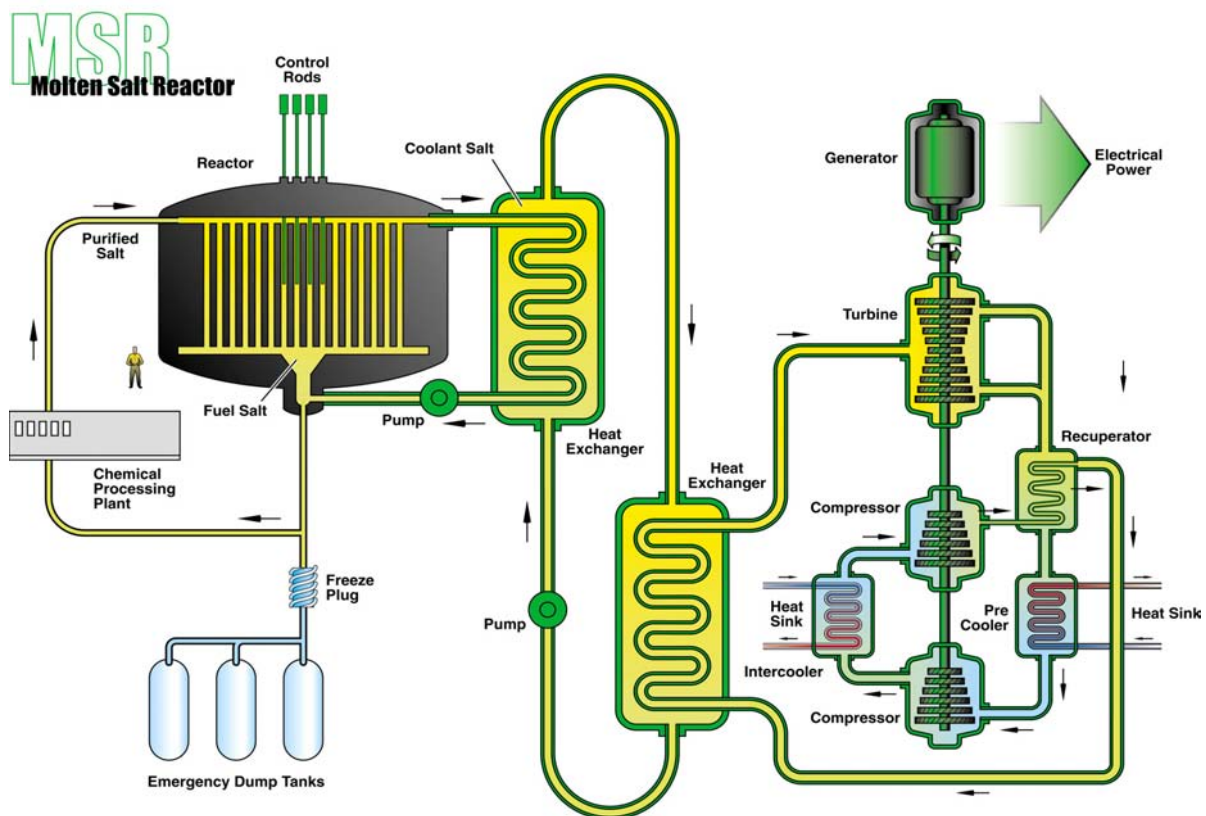
Haupt Herausforderung bildet die Entwicklung der Salzschmelzechemie, insbesondere Fragen der Löslichkeit, der Lebensdauer, der Entsorgung, der Materialkompatibilität und der nötigen Prozesstechnologie. Um die Leistungsziele zu erreichen sind umfangreiche Entwicklungen im Bereich der Brennstoffentwicklung, der Korrosion, der Systemabdichtung und der Systemauslegung nötig.

Merkmale

- Brennstoff/Kühlmittel: Flüssige (Na, Zr, U, Pu)-Fluoride
- Niedriger Druck (<0.5 MPa)
- T_{out}: 700 – 800 °C
- P: 1000 MW_e; Wirkungsgrad 44-50 %

Vorteile

- Transmutation bis zum "endgültigen Abbrand"
- Vermeidung der Brennstoffentwicklung
- Proliferationsresistenz über niedriges Spaltstoffinventar



Herausforderungen

- Salzschmelzechemie: Löslichkeit, Salzaufbereitung, -abtrennung und -wiederaufarbeitung
- Brennstoffentwicklung, Materialkompatibilität, Korrosion
- Systemabdichtung, -auslegung und -stabilität

Fig. 11.11 Generation IV Reaktor: Salzschmelze-Reaktor (GIF 2002a).

Sodium-gekühlter Reaktor (SFR - Sodium-Cooled Fast Reactor)

Der SFR ist ein Reaktor mit Natrium (Na) als Primärkühlmittel, der mit schnellen Spektren arbeitet und über einen geschlossenen Brennstoffzyklus verfügt. Hauptziel des SFR ist eigentlich das Aktinidenmanagement im speziellen von Plutonium. Wenn innovative Lösungen erlauben, die Kosten zu reduzieren, dann bietet der SFR eine hocheffiziente Option zur Stromproduktion. Die grosse thermische Trägheit, die ein Sieden des Primärkühlmittels verhindert, und die drucklose Bauweise machen das System inhärent sicher. Da Natrium mit Luft und Wasser reagiert, wird aus Sicherheitsgründen ein zweiter Natriumkreislauf zwischengeschaltet, um den Wasserkreislauf völlig vom Primärkreislauf zu trennen. Um die Vorteile des Aktinidenmanagements und der hohen Brennstoffausnutzung auszuschöpfen, wird ein geschlossener Brennstoffzyklus angestrebt.

Der SFR kann auf viel praktische Erfahrung zurückgreifen, da in Japan, Deutschland, England, Russland und den USA diverse SFR gebaut worden sind. Heute sind SFR in Frankreich, Japan und Russland im kommerziellen Betrieb, es muss aber dazu erwähnt werden, dass die Systeme dieser Art auf Widerstand stossen und verschiedentlich wegen Störungen ausser Betrieb genommen werden mussten. Abbrand bis 200 MWd/t konnte gezeigt werden. Aufgrund dieser Betriebserfahrungen liegen die Hauptherausforderungen darin, die Leistungsmerkmale zu optimieren. Vor allem in den Bereichen der Prozesssteuerung, der passiven Sicherheit und der Anlagekosten sind noch weitere Verbesserungen nötig.

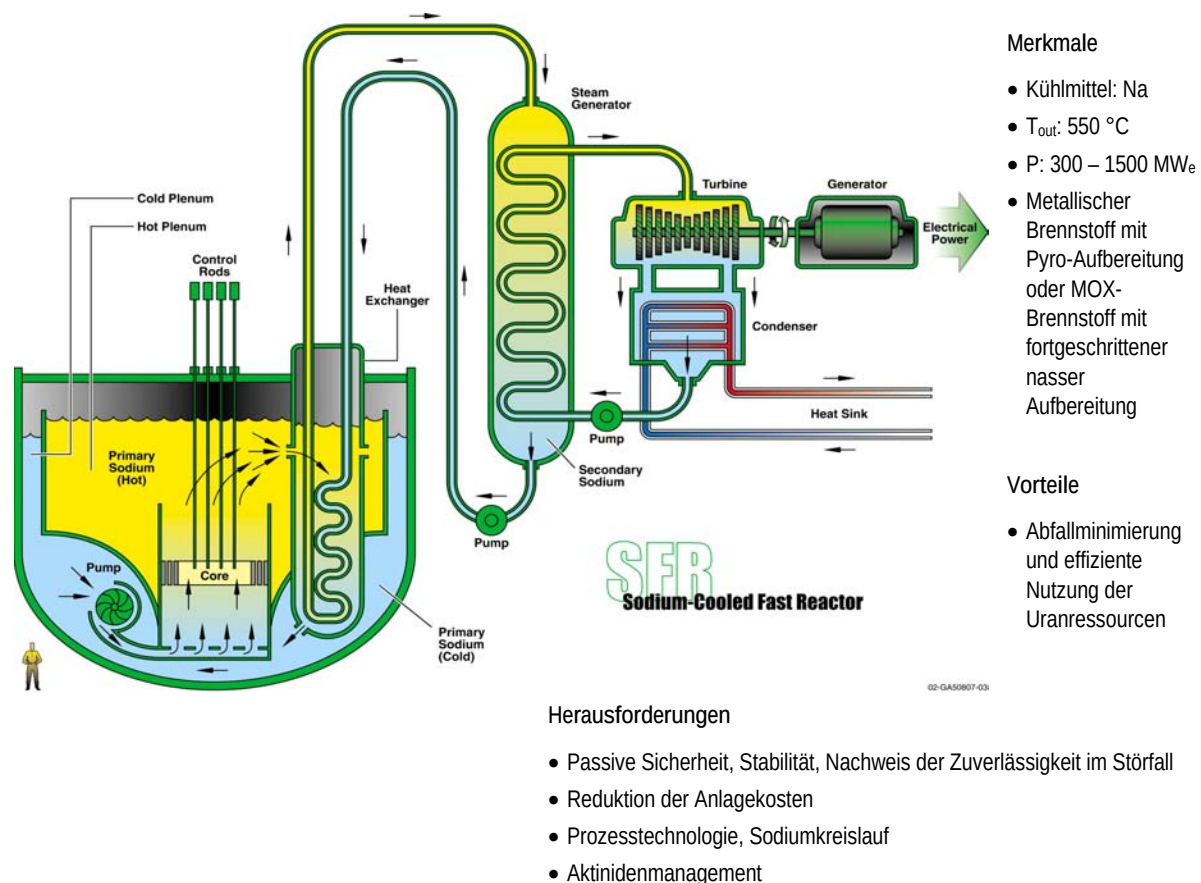


Fig. 11.12 Generation IV Reaktor: Natrium-gekühlter Reaktor (GIF 2002a).

Überkritischer wassergekühlter Reaktor (SCWR - Supercritical-Water-Cooled Reactor)

Der SCWR ist ein wassergekühlter Hochdruck/Hochtemperaturreaktor, der oberhalb des kritischen Punktes des Wassers (374°C, 22.1 MPa) arbeitet, im Prinzip also ein PWR mit überkritischem Dampf. Er kann mit thermischen oder mit schnellen Neutronenspektren betrieben werden und weist gegenüber heutigen LWR verschiedene Vorteile auf.

Wegen der höheren Enthalpie des Kühlmittels arbeitet der SCWR mit wesentlich geringeren Leistungsbezogenen Massenströmen und kommt mit entsprechend kleineren Aggregaten aus, der direkte Kreislauf reduziert die Kühlmittelmenge und benötigt keine Dampferzeuger und Nebenaggregate, was eine wesentlich kompaktere Bauweise des Containments erlaubt und eine einfachere und damit störungsärmere Betriebsführung ermöglicht. Dank diesen Vereinfachungen soll der SCWR erhebliche Kostenvorteile aufweisen. Bei einem Betrieb als thermischer Reaktor sollen die Baukosten mit USD 900 etwa bei der Hälfte aktueller Fortschrittlicher Leichtwasserreaktoren (ALWR wie ABWR oder APWR) liegen. Die Betriebskosten sollen etwa 35% unter aktuellen LWRs liegen.

Der SCWR kann in weiten Bereichen auf erprobte Technologie aus bestehenden LWRs und aus kommerziellen überkritischen wassergekühlten fossilen Kraftwerken zurückgreifen. Ebenso profitiert der SCWR vom Japanischen Programm für einen Überkritischen Leichtwasserreaktor (SCLWR) mit thermischem Spektrum. Den ökonomischen Vorteilen des SCWR stehen noch grosse Herausforderungen im Reaktorbereich und beim Nachweis des stabilen Betriebes gegenüber. Hier sind insbesondere Anstrengungen im Materialbereich, bei Sicherheit und Stabilität und in der Reaktorauslegung nötig.

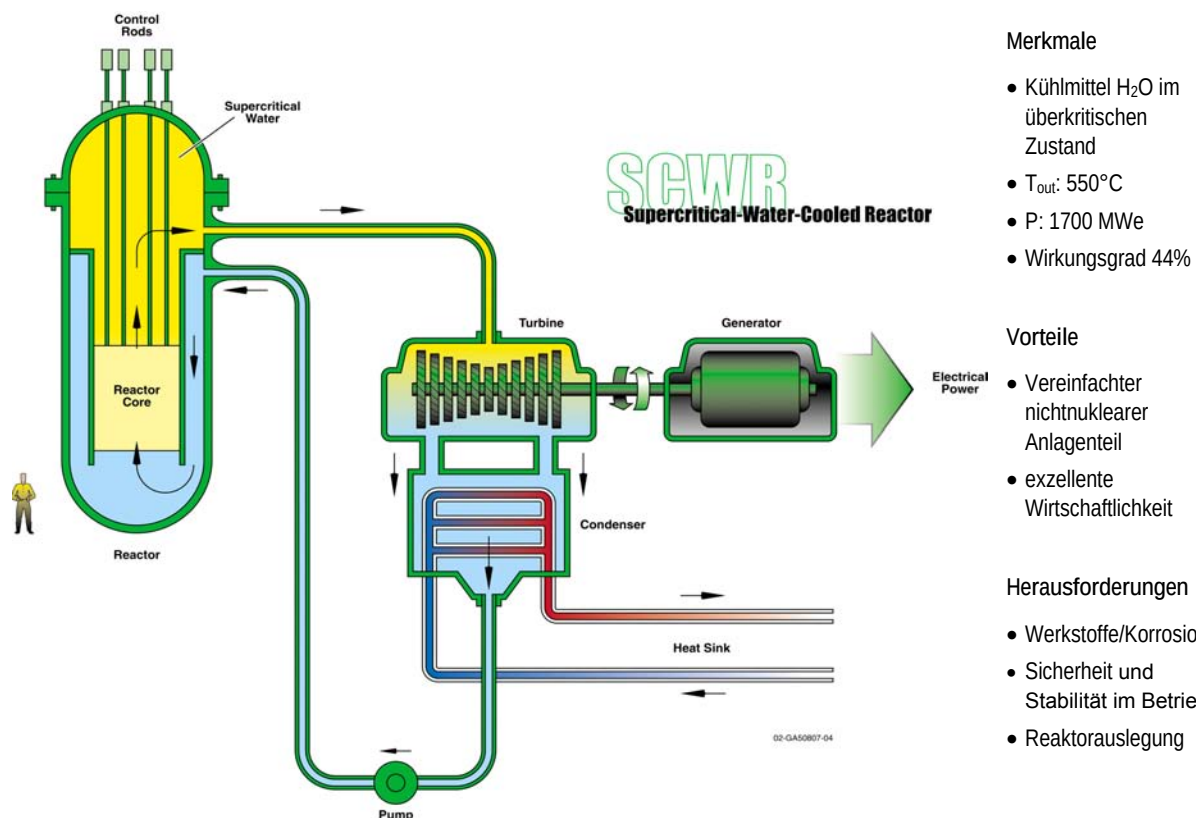
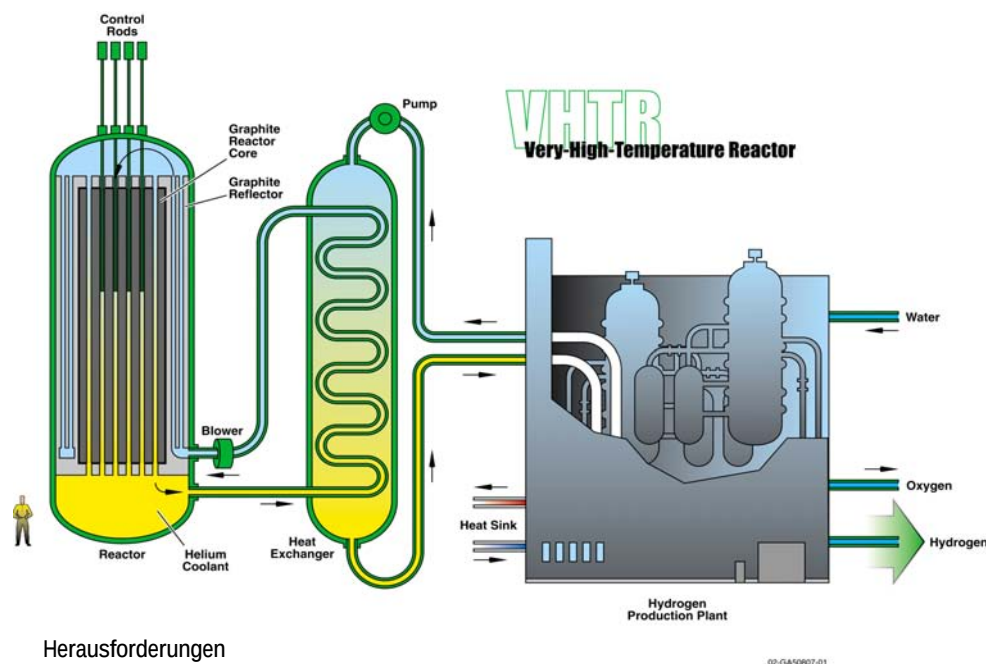


Fig. 11.13 Generation IV Reaktor: Überkritischer wassergekühlter Reaktor (GIF 2002a)

Ultrahochtemperatur-Reaktor (VHTR - Very-High-Temperature Reactor)

Der VHTR ist eine evolutionäre Weiterentwicklung der Hochtemperatur-Gasreaktoren. Der graphitmoderierte, helium-gekühlte Reaktor arbeitet mit thermischem Neutronenspektrum. Bei Austrittstemperaturen von über 1000°C wartet der VHTR mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 50% auf, kann aber auch als hervorragender Erzeuger von Prozesswärme genutzt werden und eignet sich daher ideal für die Wasserstoffproduktion.

Laufende Forschungs- und Demonstrations-Projekte in Japan und China sollen den Nachweis der Eignung des VHTRs für hohe Austrittstemperaturen bzw. dessen Eignung für Wärmekraftkopplung erbringen. Daneben kann auf die Erfahrungen mit den Hochtemperatur-Gasreaktoren (HTGR) und auf die Arbeiten am PBMR zurückgegriffen werden. Der VHTR stellt höchste Ansprüche an Materialien und Brennstoff. Temperaturen bis 1800°C und Hochabbrand bis 200GWd/t sollen möglich sein. Im Kern müssen insbesondere heisse Stellen und grosse Temperaturgradienten vermieden werden. Im Fall der Anwendung für Prozesswärme stellt auch die Seite des Prozesses höchste Anforderungen und muss wohl im Zusammenspiel mit dem VHTR demonstriert werden, da die Anwendung von Helium für Prozesswärme heute in der Industrie unüblich ist. Laufende Entwicklungen im Brennstoffzellenbereich haben gezeigt, dass „hot piping“ (Auskopplung, Transport und Übertragung von Hochtemperaturwärme bei 1000 °C) äusserst anspruchsvoll ist und durch Integration soweit möglich vermieden werden sollte (CFCL 2000). Hier muss ein Kompromiss zwischen der sicherheitstechnisch bedingten Trennung und der thermischen Integration von Nuklear- und Chemieteil gefunden werden.



Merkmale

- Kühlmittel He
- $T_{out} \geq 1000^{\circ}\text{C}$
- $P: 600 \text{ MW}_{th}$
- Wirkungsgrad: 50%

Vorteile

- Wasserstoffproduktion
- Prozesswärme-Anwendungen
- Hoher Grad an passiver Sicherheit
- Hohe thermische Effizienz

Herausforderungen

- Hochtemperaturmaterialien und Brennstoffentwicklung (bis 1800°C)
- Kernausslegung und Reaktorsteuerung: Vermeidung von Temperaturgradienten in Kern und Kühlgas
- Integration Prozessteil/Wasserstoffproduktion
- Hochleistungs-Heliumturbine

Fig. 11.14 Generation IV Reaktor: Hochtemperatur-Reaktor (GIF 2002a).

Generation IV für die Schweiz

Verschiedene Randbedingungen bezüglich Einführung der Generation IV in der Schweiz sind vorgegeben. Die Ersatzzeitpunkte, die politischen Rahmenbedingungen und sowohl Aufwand wie Hürden für Planung und Realisierung sind heute gut abschätzbar und lassen einige Schlüsse zum Einsatz der Generation IV in der Schweiz zu. Dabei muss aber auch bedacht werden, dass die Entwicklungen der Generation IV gerade erst anlaufen und aufgrund des langen Zeithorizontes noch mit erheblichen Unsicherheiten bezüglich des Zeitpunktes der Kommerzialisierung behaftet sind.

Sofern die bestehenden Kraftwerke zum vorgesehenen Zeitpunkt abgelöst werden und man davon ausgeht, dass Bewilligungen, Planung und Bau rund 10 Jahre dauern, so kann man davon ausgehen, dass weder für die Werke Beznau I, II und Mühleberg noch für Gösgen die Generation IV in Frage kommt, da zum **Zeitpunkt des Entscheides** für eine Technologie noch keine Reaktoren kommerzielle **Betriebserfahrungen** vorweisen können.

Für **Leibstadt** käme aber ein Generation IV Reaktor in Frage, allerdings werden nur die am weitesten fortgeschrittenen Systeme bereits in einer frühen Planungsphase von Leibstadt genügend Erfahrung aufweisen, um berücksichtigt werden zu können. Dies schränkt die Option Generation IV ein auf die Systeme, die sich in einem etwas fortgeschrittenerem Stadium befinden werden. Aus heutiger Sicht wird erwartet, dass dies der VHTR und der LFR sein werden.

Sollten zum Zeitpunkt des Technologieentscheides keine anderen Systeme bereit sein, würde aus heutiger Sicht viel für die Realisierung eines **VHTR** Reaktors sprechen. Obschon mit **SFR** bereits heute einige Betriebserfahrung besteht, dürfte dieser Typ aufgrund der negativen Belastung von flüssigmetallgekühlten Brutreaktoren (Superphenix, FR) in der Schweiz **wenig Chancen** haben. Der VHTR ist weder flüssigmetallgekühlt noch arbeitet er mit thermischem Spektrum, ist also nicht mit diesen negativen Merkmalen besetzt.

Sollte sich früh abzeichnen, dass sich in Europa ein bestimmtes System der Generation IV durchsetzt, wäre zu überlegen, ob die Schweiz den Ersatz Leibstadt innerhalb eines grösseren Programms realisieren könnte. Dies könnte z.B. gemeinsam mit dem Programm der Franzosen geschehen, das eher etwas später ist und vermutlich auf den GFR setzen wird.

Verzögerungen der Entwicklungsprogramme der **Generation IV** würden einen Einsatz der neuen Reaktoren praktisch verunmöglichen, weil wohl weder die Schweizer Energieversorger noch die Politiker mit unausgereifter Technologie in einen Abstimmungskampf gehen würden. Dies würde dann die Realisierung eines Reaktors der Generation III/III+ bedeuten.

Überlegungen der **Vereinheitlichung** des Kraftwerksparkes in der Schweiz, um Synergien zu nutzen, könnten gegen einen Reaktor der Generation IV sprechen. Da zur Zeit des Ersatzes (Entscheid ca. 2034 und Baubeginn 2039) von Leibstadt die Reaktoren der Generation IV erst in einer frühen Phase der Kommerzialisierung stehen, werden ein Grossteil der Reaktoren, welche dann gebaut werden der Generation III/III+ angehören und mit viel Erfahrung verfügbar sein. Diese Überlegungen könnten dazu führen, dass auch Leibstadt noch durch einen Reaktor der **Generation III/III+** ersetzt wird.

Für einen Einsatz der Generation IV in Leibstadt wird einerseits entscheidend sein, ob und welche Systeme der Generation IV bereit sein werden und bei welchen Systemen sich eine breite Durchsetzung am Markt abzeichnet. Andererseits werden die Strategie der Energieerzeuger und der Volkswille massgeblich sein.

11.3 Brennstoffzyklus

11.3.1 Typen von Brennstoffzyklen

In Fig. 11.15 ist der nukleare Brennstoffzyklus im Überblick dargestellt, dabei werden primär drei Phasen unterschieden: Die Versorgung (front end) – die Nutzung (use) – die Entsorgung (back end). Die **Versorgung** umfasst alle Schritte von der Erzgewinnung bis zur Brennelementfabrikation, wobei der Ressourcenthematik in der politischen Diskussion und deshalb auch hier spezielles Gewicht gegeben wird. Die **Nutzung** befasst sich primär mit der Verbesserung der Ausnutzung durch Erhöhung des Abbrandes und dem Übergang zu schnellen Spektren. In der **Entsorgung** werden Zwischenlagerung, Wiederaufarbeitung und Endlagerung betrachtet. Die Wiederaufarbeitung wird zur Entsorgung gerechnet, der daraus zurückgewonnene Brennstoff fließt als Ressource aber wieder in die Versorgung ein. Die Phasen werden im Folgenden beleuchtet, mit Fokus auf für die Schweiz relevante Bereiche, mit besonderem Fokus auf der Finanzierung der Entsorgung. Einige weitere wichtige Aspekte werden kurz angesprochen.

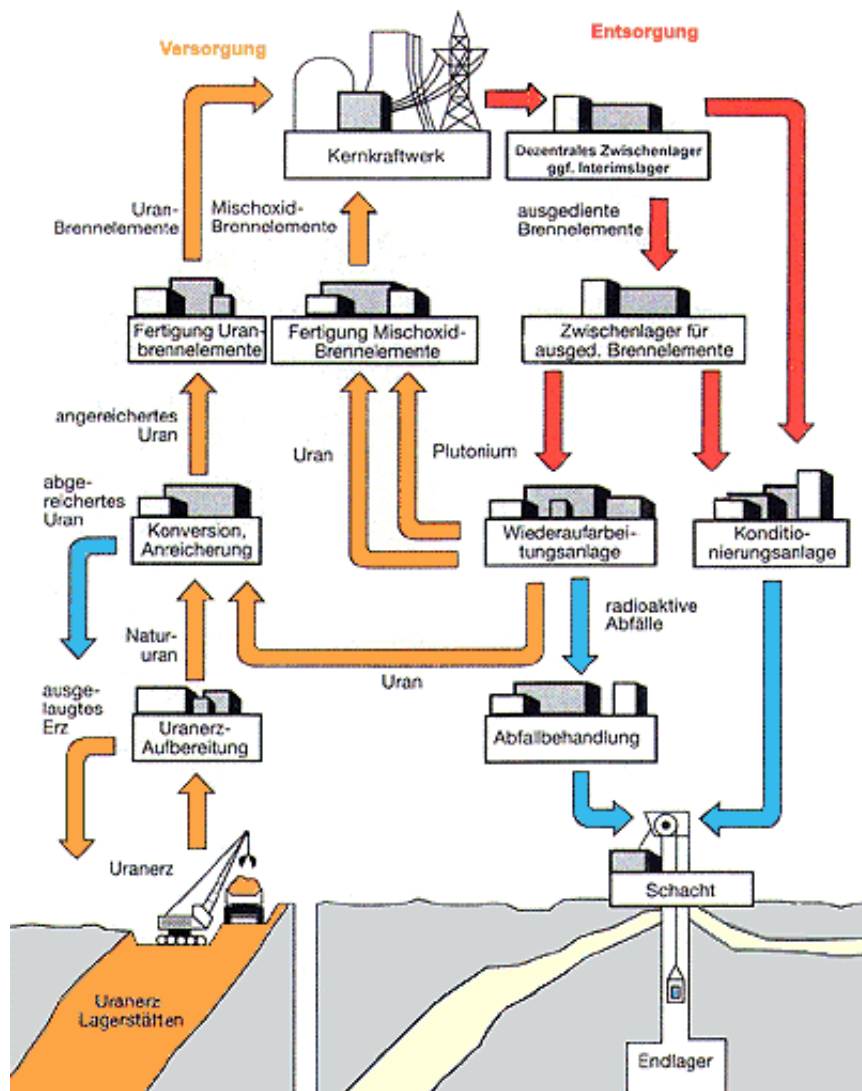


Fig. 11.15 Der Brennstoffkreislauf (Koelzer 2004).

Die Brennstoffzyklen werden (je nach der Art der Entsorgung) in offene, teilweise geschlossene und geschlossene unterteilt. Es gibt vier Typen von Brennstoffzyklen (siehe Fig. 11.16; GIF 2002b):

Direkte Endlagerung (Once Through): Der Brennstoff wird hergestellt, genutzt, im Werk für eine Abklingzeit zwischengelagert und dann direkt als Abfall entsorgt. Die Leichtwasserreaktoren in den USA nutzen derzeit diesen Zyklus, insbesondere aus Gründen des Proliferationsschutzes.

Teil-Wiederaufarbeitung (Partial Recycle): Der abgebrannte Brennstoff wird teilweise wieder aufbereitet und aus den rezyklierten Wertstoffen neuer Brennstoff hergestellt. Der Brennstoff wird so einmal wieder verwendet, um zusätzliche Energie zu nutzen. In Frankreich und England werden aus abgebrannten Brennelementen Uran und Plutonium zurückgewonnen und zur Herstellung von MOX-Brennelementen verwendet. Diese werden dann wieder in die Reaktoren eingesetzt und anschliessend direkt entsorgt.

Voll-Wiederaufarbeitung (Full Recycle): Der gesamte abgebrannte Brennstoff wird zur nahezu vollständigen Rückgewinnung von Plutonium und Uran rezykliert und mehrfach bis zum fast vollen Verbrauch der spaltbaren Materialien wieder eingesetzt. Höhere Aktiniden und Spaltprodukte werden der Endlagerung zugeführt. Ein Beispiel dieses Typs sind die natriumgekühlten, schnellen Reaktoren (LMFR).

Aktiniden-Voll-Wiederaufarbeitung (Full Actinide Recycle): Alle Spaltprodukte und Aktiniden werden mehrfach rezykliert, um alles Spaltmaterial zu nutzen. Um einen solchen Zyklus zu erreichen, ist eine integrale Kombination verschiedener Reaktortypen nötig, die gegenseitig die jeweiligen Spaltprodukte bzw. Brutstoffe erzeugen oder abbauen mit dem Ziel, die Menge des Abfalles, welcher der Endlagerung zugeführt werden muss, möglichst gering zu halten und die Radiotoxizität des Abfalles soweit zu verringern, dass praktisch keine Endlagerung mit Langzeitabschluss mehr nötig ist (siehe Fig. 11.17).

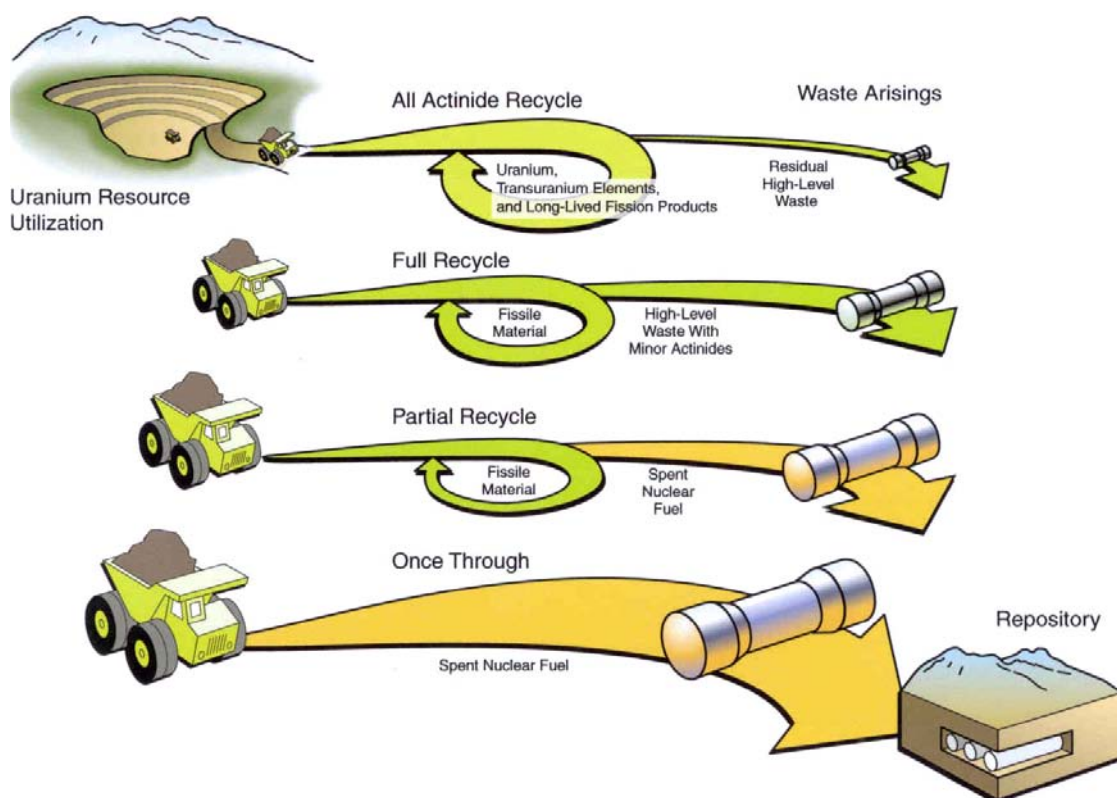


Fig. 11.16 Brennstoffzyklen (GIF 2002a).

Unter Aktinidenmanagement versteht man im Allgemeinen den Verbrauch bzw. die Entfernung des Plutoniums und der höheren Aktiniden aus den Abfällen. Wegen der kürzeren Halbwertszeiten der verbleibenden Spaltprodukte kann damit die Radiotoxizität im besten Fall bereits nach einigen hundert Jahren auf das Niveau jener von Natururan abgesenkt werden (siehe Fig. 11.17) gegenüber mehreren 10'000 bis 100'000 Jahren ohne Abtrennung. Damit können die nötigen Verschlusszeiten für Endlager erheblich reduziert werden (PSI 2002).

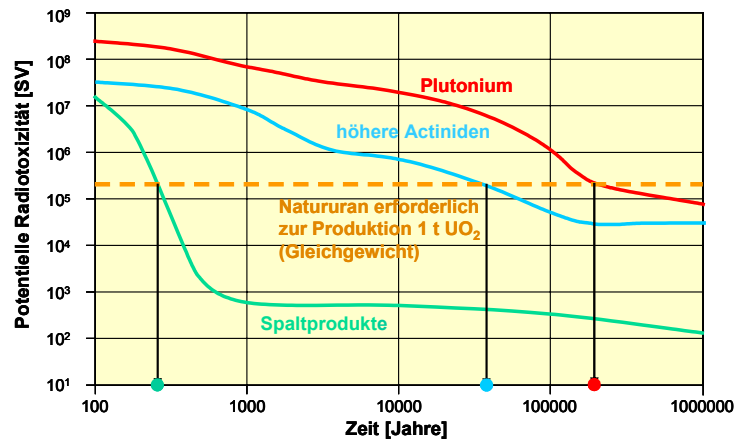


Fig. 11.17 Reduktion der Radiotoxizität durch Vernichtung der höheren Aktiniden (CEA 2001).

11.3.2 Versorgung

Uranerzabbau

Uran ist das einzige Element, das direkt in einer spaltbaren Form U^{235} in signifikanten Mengen in der Natur vorkommt. Natururan weist eine Isotopenkonzentration von 99,3% U^{238} und 0,7% U^{235} auf und kommt fast überall in der Erdkruste vor, allerdings in sehr unterschiedlichen Konzentrationen (siehe Fig. 11.18). Gute Erzvorkommen weisen Konzentrationen bis zu 10% auf. Heutige Uranminen weisen typischerweise Urankonzentrationen von 0,1-10% auf und finden sich in den drei Kategorien mit der höchsten Konzentration (current mines). Der Abbau weiterer Kategorien mit niedrigeren Konzentrationen ist heute unwirtschaftlich, kann sich aber bei steigendem Uranpreisen lohnen (UIC 2004).

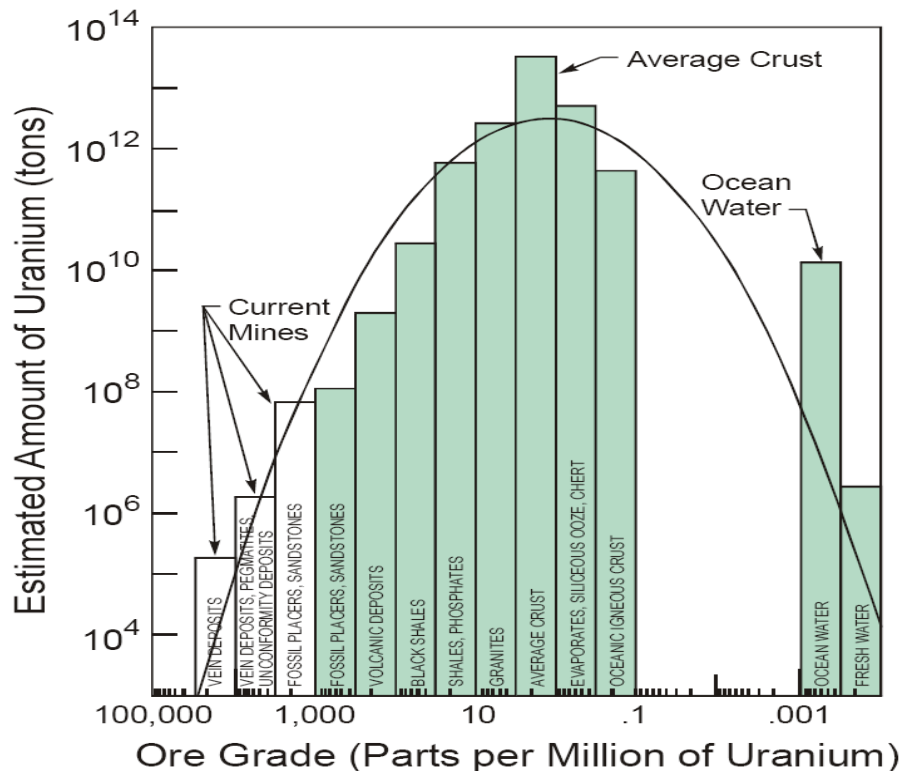


Fig. 11.18 Uranvorkommen nach Konzentration (GIF 2002b).

Hauptproduzenten von Uran sind heute Kanada und Australien, die zusammen über 50% des Weltmarktes erzeugen. Gemeinsam mit Südafrika und Kasachstan verfügen diese beiden Länder auch über die grössten bekannten und geschätzten Reserven (siehe Tab. 11.6). Knapp 50% der Uranproduktion kommt aus dem Tagebau, 30% aus dem Untertagebau. Weitere 20% werden mit ISL (in situ leaching) aus Sandsteinvorkommen gelöst, einem Verfahren, das erlaubt Uran direkt aus der Lagerstätte auszulaugen.

Tab. 11.6: Uranproduktion und Uranreserven in tU und Anteil in % am Weltmarkt (OECD/NEA 2002a, UIC 2002)

	Produktion 2003 [t U]	Anteil	Reserven [t U]	Anteil
Kanada	10'457	29%	437'000	14%
Australien	7'572	21%	863'000	28%
Kasachstan	3'300	9%	472'000	15%
Niger	3'143	9%	55'000	2%
Russland (est.)	3'150	9%	131'000	4%
Namibia	2'036	6%	235'000	8%
Usbekistan	1'770	5%	103'000	3%
USA	857	2%	104'000	3%
Ukraine (est)	800	2%	63'000	2%
Südafrika	758	2%	298'000	10%
China (est.)	750	2%	NA	
Tschechien	345	1%	2'600	
Brasilien	310	1%	197'000	6%
Total Welt	35'813	100%	3'107'000	100%

Seit Beginn der Uranproduktion hat der Uranpreis Ende der 70er Jahre einen Höhepunkt erreicht und ist seither, ausser einem leichten Anstieg Mitte der 90er Jahre, praktisch kontinuierlich gesunken (siehe Fig. 11.19). Gegenüber dem Höchstpreis von ca. 100 USD/kg U (1976 – 79) ist der Uranpreis bis 2000/2001 unter 20 USD/kg U abgesunken und ist seither wieder leicht am steigen. Per Ende Juni 2004 liegt der Preis bei ca. 40 USD/kg U.

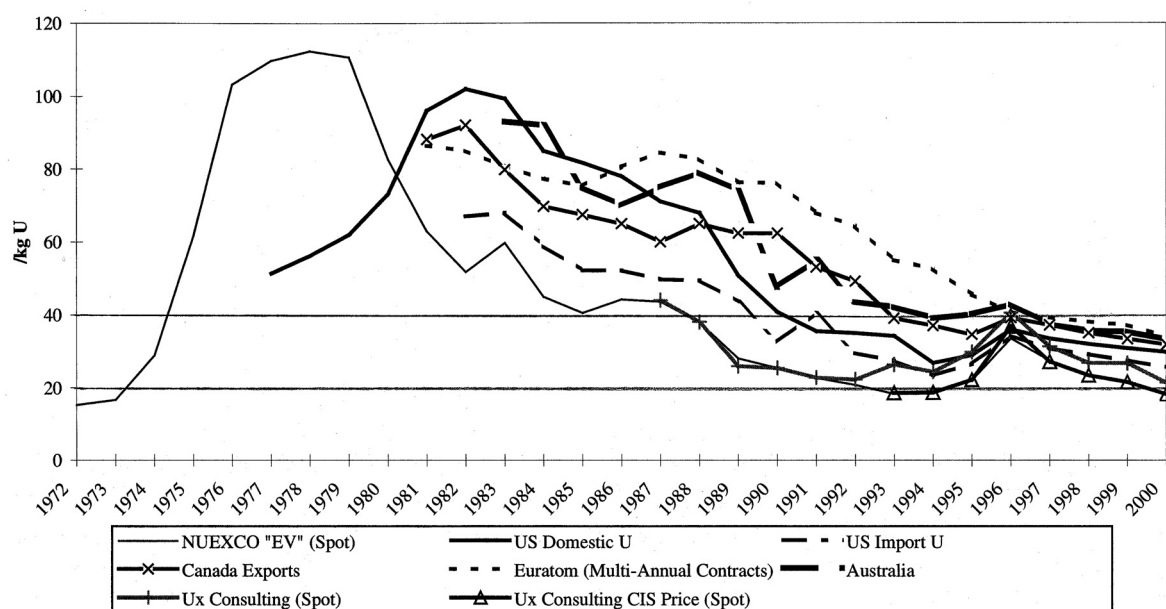


Fig. 11.19 Uranpreis 1972-2000 (OECD/NEA 2002a)

Da der Marktpreis dadurch seit den 90er Jahren praktisch unter den Produktionskosten vieler Minen liegt, sind unrentable Minen geschlossen und die Exploration neuer Vorkommen praktisch ausgesetzt

worden. Die aktuelle Fördermenge von knapp 36'000 Tonnen Uran pro Jahr liegt deshalb weit unter dem aktuellen Bedarf von rund 65'000 t U im Jahr (siehe Fig. 11.20). Die fehlende Menge wird derzeit aus Vorräten gedeckt. Aufgrund abnehmender Vorräte und durch die Verbesserung der Perspektiven der Kernenergie in jüngster Zeit in den USA, Asien und auch in Europa, ist die Suche nach neuen, kommerziell nutzbaren Vorkommen intensiviert worden. Ein ansteigender Uranpreis wird diese Anstrengungen zusätzlich fördern.

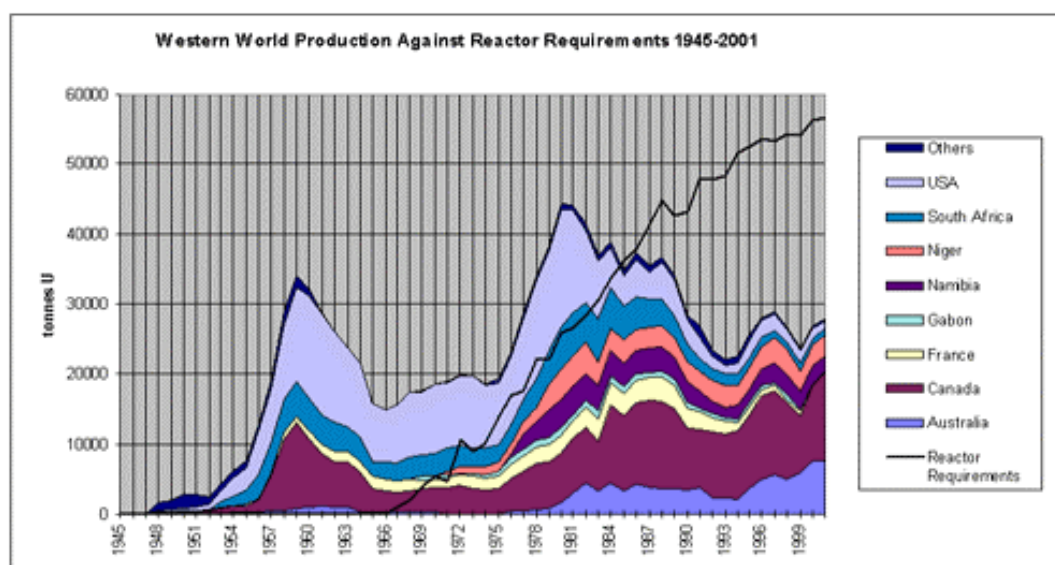


Fig. 11.20 Uranproduktion und Verbrauch 1945-2001 (WNA 2002)

Im Zusammenhang mit der Diskussion über die Zukunft der Kernenergie wird häufig auch die beschränkte Ressourcenverfügbarkeit als Gegenargument angeführt. Wie sämtliche Rohstoffe auf der Erde ist auch Uran endlich, allerdings ist es wichtig hier die Situation etwas differenzierter zu betrachten. Folgende Tabelle zeigt, dass die Reichweite insbesondere eine Funktion des Preises ist.

Tab. 11.7: Uranreserven (OECD/NEA 2001), Reichweite auf der Basis des heutigen Verbrauches (Nutzung in thermischen Reaktoren, ohne Nutzung in Reaktoren mit schnellen Spektren)

Uranressourcen 2001	Preis / kg U	1000 t U	Reichweite [a]	Reichw. kumuliert [a]
Vorräte/Abrüstung		800	16	16
Bekannte konventionelle Ressourcen	< 40 USD	2'100	42	58
	< 80 USD	3'100	62	120
	< 130 USD	4'000	80	200
Unbekannte konventionelle Ressourcen	< 80 USD	1'480	30	230
	< 130 USD	6'800	136	366
	all	12'300	246	612
Uran in Phosphaten		22'000	440	1'052
Uran in Meerwasser	200-1000 USD	4'200'000	80'000	81'052

Fig. 11.21 zeigt die typische Aufteilung der Erzeugungskosten eines Kernkraftwerkes, betrachtet über die gesamte Betriebsdauer. Der Uranpreis macht etwa 1/4 der Brennstoffkosten aus, die wiederum 19% der Erzeugungskosten ausmachen. Da der Uranpreis sich also nur mit ca. 5% der Energiekosten niederschlägt, sind die Gesamtkosten nur wenig sensitiv auf eine Erhöhung des Uranpreises, dies im Gegensatz zur Preissensitivität von fossil befeuerten Kraftwerken (siehe Fig. 11.22). Eine Verdoppelung des Uranpreises erhöht die Erzeugungskosten nur um 5%, eine Verdreifachung um 10%. Bereits auf heutigem Kostenniveau (40 USD/kg U) reichen die bekannten Uranvorräte ca. 60

Jahre, also bis zum Ende der Lebensdauer der Anlagen, die heute in Betrieb gehen. Bei einer Verdoppelung des Preises reichen die Ressourcen bereits 150 Jahre, bei einer Verdreifachung bereits weit über 300 Jahre.

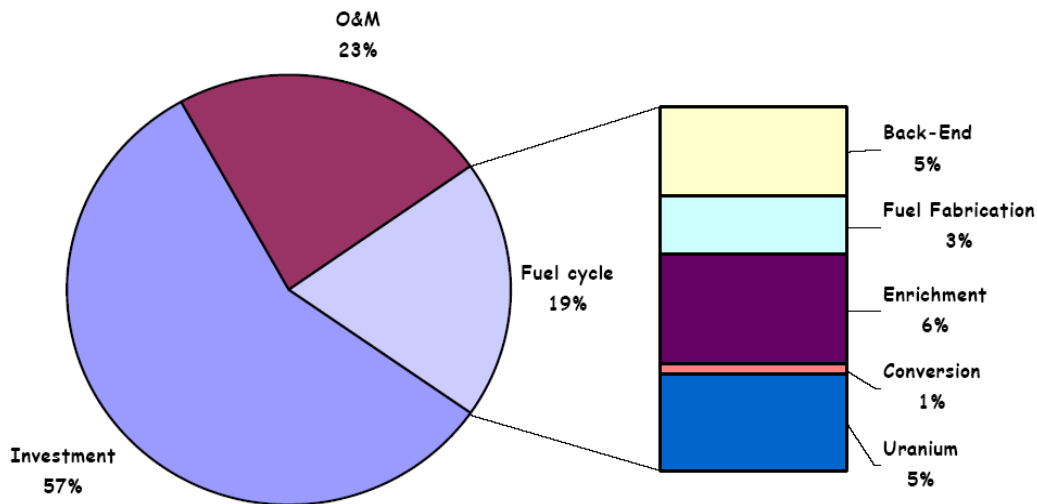


Fig. 11.21: Die Aufteilung der Erzeugungskosten im Kernkraftwerk über die gesamte Betriebsdauer (OECD/NEA 2001)

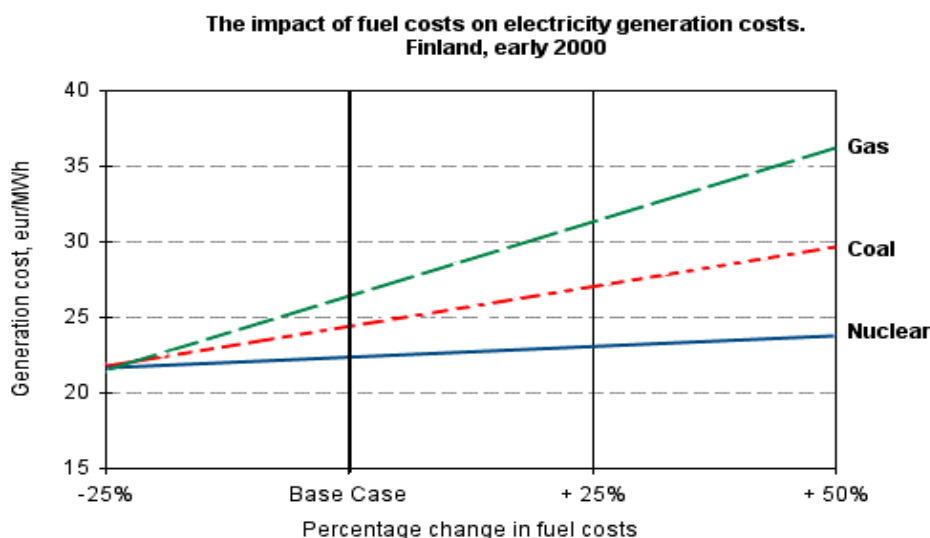


Fig. 11.22: Einfluss der Brennstoffkosten auf die Stromerzeugungskosten (Bsp. Finnland, 2000; UIC 2004)

Eine Nutzung weiterer Vorkommen, deren Preis über 130 USD/kgU liegt, insbesondere solche mit niedrigeren Konzentrationen sowie auch Uran in Phosphaten oder im Meerwasser, könnten Uran als Energiequelle praktisch unerschöpflich machen. Die Erschließung von Vorkommen mit Konzentrationen bis zu 10% jener von heutigen Minen würde die Ressourcen um bis zu einem Faktor 300 vergrößern (GIF 2002b). Andererseits könnten Fortschritte bei den Auslaugverfahren Tailings aus der Phosphat- und Goldgewinnung als Quellen interessant machen. Die Gewinnung aus Seewasser soll ab 300 USD/kgU (OECD/NEA 2002a) möglich sein, andere Quellen sprechen von 200 USD/kgU oder gar von Werten gegen 100 USD/kgU (GIF 2002b). Auch wenn letzterer Wert vielleicht etwas zu optimistisch ist, so zeigen diese Überlegungen dennoch auf, dass eine Gewinnung aus Meerwasser nicht völlig unrealistisch ist. Ein Preis von 200 USD/kgU würde die Stromerzeugungskosten gegenüber heute erst um 25% erhöhen. Ob die Gewinnung von Uran aus Meerwasser je interessant wird ist sehr spekulativ, die Kosten von Uran aus Meerwasser bilden aber eine obere Preisgrenze. Zu diesen Kosten sind aus heutiger Sicht fast unbegrenzte Ressourcen (80'000 Jahre) vorhanden.

Eine Erhöhung des Abbrandes könnte die Reichweite weiter verlängern. Mit verschiedenen systemischen, betrieblichen und konstruktiven Massnahmen, kann der Abbrand erheblich gesteigert werden. Aus physikalischen Gründen und wegen der Ausrichtung heutiger Regelwerke auf eine begrenzte Anreicherung von 5%, sind gewisse Grenzen gesetzt. In heutigen Leichtwasserreaktoren kann der Abbrand um 25-35% gesteigert werden. Mit Brennelementen und Reaktoren, die spezifisch für Hochabbrand konzipiert sind, soll der Abbrand um bis zu 300% gesteigert werden können (siehe 11.3.3).

Eines der wichtigsten Ziele der Reaktoren der Generation IV, ist der Übergang zu schnellen Spektren und damit eine erhebliche Steigerung der Nutzung des Energieinhaltes des Urans. Dieser Schritt erlaubt eine Verbesserung um einen Faktor 50-100 gegenüber heutigen Systemen und würde die Ressource Uran aus menschlicher Sicht praktisch unerschöpflich machen (siehe 11.3.3).

Weitere Quellen für Uran

Frisch gewonnenes Natururan aus dem Bergbau deckt heute nur rund 60% des Uranbedarfes. Die restlichen 40% kommen aus Vorräten, der Wiederaufarbeitung und der Nutzung von hochangereichertem Uran aus abgerüsteten militärischen Beständen (HEU). Aufgrund des tiefen Preisniveaus von Uran auf dem Weltmarkt sind die Vorräte weitgehend abgebaut worden (Tab. 11.7).

Uran aus der Wiederaufarbeitung ist heute als Ressource preislich an und für sich uninteressant, allerdings wird das zurückgewonnene U^{235} direkt in den daraus hergestellten MOX-Brennelementen wieder verwendet (siehe auch unter Wiederaufarbeitung). Insgesamt sind weltweit bis Ende 2000 ca. 250'000 t abgebrannte Brennelemente entstanden. Pro Jahr entstehen knapp 11'000 t abgebrannter Brennstoff, etwa 3000 t, also ca. 30% davon werden wiederaufbereitet. Die Rückgewinnung des Urans aus bisher nicht rezyklierten Beständen (70%) könnte den heutigen Weltbedarf während rund dreier Jahre decken. Einerseits haben sich aber verschiedene Nationen (USA, FI, S) aus Gründen der Proliferation oder der Kosten grundsätzlich gegen eine Wiederaufarbeitung entschieden und andererseits würde die heutige Kapazität der Wiederaufarbeitungsanlagen bei weitem nicht reichen. Diese Quelle kann also vorerst nur teilweise erschlossen werden und wird deshalb auch nicht als Ressource geführt.

Hinzu kommen noch grössere Mengen Uran aus abgerüsteten ehemaligen Russischen und Amerikanischen militärischen Beständen. Dieses hochangereicherte Uran (90% U^{235}) wird durch Vermischung mit Natur- oder abgereichertem Uran auf die üblichen 4-5% U^{235} zurückgebracht. Daneben soll auch nicht mehr benötigtes Plutonium der zivilen Nutzung zugeführt werden. Diese Ressourcen entsprechen zusammen dem Bedarf an Natururan von 12 Jahren.

Thorium

Naturthorium enthält kein direkt spaltbares Isotop wie U^{235} . Durch Einsatz im Reaktor zusammen mit Plutonium oder Uran kann daraus aber U^{233} erbrütet werden. Dieser Prozess wurde in den USA und in Deutschland weitgehend entwickelt und bis auf ein industriell nutzbares Niveau gebracht, dann aber nicht weiterverfolgt. Heute stehen vor allem Misch-Brennstoffe aus Thorium- und Uranoxid zur Diskussion, die in einem integrierten Wiederaufarbeitungskonzept hergestellt werden könnten. Der Thoriumkreislauf bietet insbesondere den Vorteil einer starken Reduktion der Plutoniumbestände, da der Prozess 4x weniger neues Plutonium erzeugt, als der Uran-Kreislauf. Damit wird eine bessere Ausnutzung des Rohstoffes und stabileres Endmaterial mit geringerem Gehalt an höheren Aktiniden erreicht. Nachteile des Th-Prozesses sind eine 2-3x höhere Zerfallswärme als beim Standard Uran-Prozess und das Auftreten von harten γ -Emitttern in der Zerfallsreihe von U^{232} , das neben U^{233} immer auftritt. Dies erfordert bei der Wiederaufarbeitung und Brennstofffabrikation massive Abschirmungen und ferngesteuerte Prozessführung.

Thorium kommt weltweit etwa dreimal so häufig vor wie Uran, allerdings ist die Exploration noch nicht sehr weit fortgeschritten. Interessante Vorkommen finden sich insbesondere in Brasilien, der

Türkei, den USA, Ägypten und Indien. Heute laufen insbesondere Entwicklungen in Indien, wo zwei fortgeschrittene Schwerwasserreaktoren, die Thorium als Brennstoff nutzen, gebaut werden sollen. Bisher interessieren sich primär Länder mit eigenen Thoriumvorkommen für diese Technologie. Einige der Konzepte der Generation III/III+ sind auch für Uran/Thorium Brennstoffe geeignet. Zur Zeit sind vor allem Schwerwasserreaktoren des CANDU-Typs im Gespräch. In der Entwicklung der Generation IV kommt dem Thoriumkreislauf insbesondere im Zusammenhang mit geschlossenen Kreisläufen und Aktinidenmanagement eine gewisse Bedeutung zu.

Thorium wurde hier kurz berücksichtigt, da es weltweit als Rohstoff für die Energieerzeugung eine relativ wichtige Rolle einnehmen könnte. Für die Schweiz spielt Thorium allerdings eine unbedeutende Rolle, da in absehbarer Zeit kaum mit einem Einsatz in der Schweiz zu rechnen ist.

Uranerzaufbereitung und Anreicherung

Uranerz wird nach der Gewinnung in einem Mahl- und Extraktionsprozess zu „Yellow Cake“ verarbeitet, einem Konzentrat, das zu ca. 70% aus Uran (meist als U_3O_8) besteht. Nach diesem Prozess erfolgt die sogenannte Konversion, die Umwandlung in eine chemische Form, welche die weitere Verarbeitung erlaubt. Dabei wird unterschieden zwischen Konversion zu metallischem oder zu oxidischem nicht angereichertem Uran, das direkt in MAGNOX oder CANDU Reaktoren verwendet werden kann und der Konversion zu Uranhexafluorid (UF_6), das für die Anreicherung weiterverwendet wird. Das Natururan mit einem Gehalt von 0.7% U^{235} wird dabei in grossen Zentrifugen oder über einen Diffusionsprozess angereichert auf einen Gehalt von 3-5%, wie er benötigt wird, um im Kraftwerk eingesetzt zu werden (siehe Tab. 11.8). Das übrige, auch als „tailings“ bezeichnete abgereicherte Uran wird abgelagert und steht heute zur Diskussion zur weiteren Gewinnung von U^{235} , da es immer noch einen Restgehalt von ca. 0,1% dieses Isotopes enthält.

Tab. 11.8: Stofffluss im Urankreislauf (UIC 2004)

Erzbedarf	22'400 t Uranerz (1% Uran, 224 t U)
Erzaufbereitung	280 t Uranoxidkonzentrat (224 t U)
Konversion	331 t UF_6 (224 t U)
Anreicherung	35 t UF_6 (24 t angereichertes U)
Brennstofffabrikation	27 t UO_2 (24 t angereichertes U)
Reaktorbetrieb (1000 MWe)	7000 Mio kWh Strom
Abgebrannter Brennstoff	27 t (240kg Pu, 23 t U (0.8% U-235), 720kg Spaltprodukte und höhere Aktiniden)

Brennelementfabrikation

Für den Brennstoff werden allgemein Uranoxidpellets hergestellt, die gepresst und gesintert werden. Diese Pellets werden in Hüllrohren zu Brennstäben von ca. 3-4 m Länge aufgereiht, die dann zu Brennelementen zusammengefügt werden. Dabei variiert die Anzahl Brennstäbe pro Element und die Anzahl Brennelemente im Reaktor je nach Reaktortyp und Hersteller. In Gösgen sind 177 Brennelemente mit je 205 Stäben eingesetzt, in Leibstadt 648 Brennelemente mit je 96 Stäben. Da die Brennelementhersteller historisch entweder national oder als Kraftwerklieferanten organisiert waren, ist diese Industrie bis heute sehr versplittet und deren Kapazität übersteigt den Bedarf bei über 50%. Aufgrund dieser Überkapazität ist ein intensiver Wettbewerb entstanden, der in den nächsten Jahren eine Flurbereinigung erwarten lässt.

Neben den Brennelementen aus frischem Uran sind heute auch Mischoxidbrennelemente (MOX) aus der Wiederaufarbeitung im Einsatz. In diesen werden Uran- und Plutoniumoxid aus der Wiederaufarbeitung rezykliert. Heute werden weltweit über 30 Reaktoren erfolgreich mit einer Teilbeladung von MOX Elementen betrieben, insgesamt sind in Belgien, Frankreich, Deutschland, Japan und der Schweiz 40 kommerzielle Reaktoren lizenziert bis zu 30% des Kernes mit MOX zu beladen, darunter auch Gösgen und Beznau I und II.

11.3.3 Brennstoffnutzung

Der Brennstoff kann entweder als Natururan (0.7% U^{235}), als leicht angereichertes Uran (1-2% U^{235}) oder als angereichertes Uran (3-5% U^{235}) in Reaktoren genutzt werden. Natururan und leicht angereichertes Uran lassen sich insbesondere in den CANDU Reaktoren nutzen. Leichtwasserreaktoren benötigen angereichertes Uran, wobei sich ein Trend zu höherer Anreicherung und höherem Abbrand durchsetzt (siehe Fig. 11.23). Heute werden Anreicherungen von 3.5-4.5% verwendet, die einen Abbrand von 40-50 GWd/t erlauben. Weltweit liegt der Durchschnitt bei ca. 40 GWd/t; Schweizer Werke erreichen heute über 50 GWd/t im Durchschnitt über den Reaktorkern, mit lokalen Spitzen von 60-80 GWd/t. Spezielle Tests mit Hochabbrandstäben haben Abbrände bis 105 GWd/t ergeben.

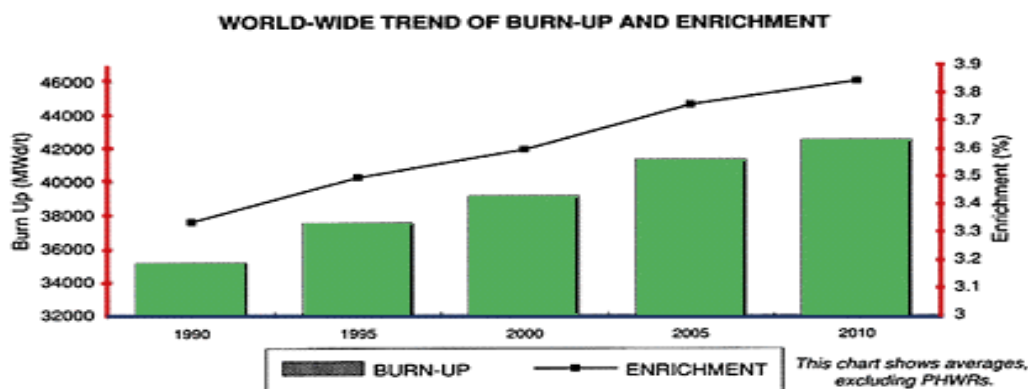


Fig. 11.23 Weltweite Entwicklung von durchschnittlicher Anreicherung und Abbrand (ohne HWR)

Die meisten Reaktoren sind für Uranoxidbrennstoff (UOX) mit einer Limite von 50-55 GWd/t für den durchschnittlichen Abbrand lizenziert (UIC). Heutige Vorschriften limitieren für Transport, Lagerung, Brennstofffabrikation und Anreicherungsanlagen die Anreicherung auf maximal 5% und begrenzen damit den Abbrand. Diese Limiten werden aber noch nicht ausgeschöpft und erlauben gegenüber dem heutigen Abbrand von gegen 40 GWd/t bereits eine Steigerung um 25-35 %. Gösgen verfügt über eine Zulassung durch die Hauptabteilung für Kernanlagen (HSK) für 60 GWd/t.

Durch ideales Brennstabdesign und Brennelementmanagement im Kern kann der Abbrand weiter gesteigert werden. Die Hersteller planen bis 2010 die Lieferung von Brennstäben, die bei einer Anreicherung von 5 % einen Abbrand von 70 GWd/t erlauben. Eine weitere Erhöhung des Abbrandes könnte auch über eine höhere Anreicherung erreicht werden, was allerdings eine Änderung der Vorschriften erfordert.

Eine weitere Steigerung des Abbrandes wäre auch über die Nutzung von abgebranntem LWR Brennstoff in CANDU-Reaktoren möglich und wird als DUPIC-Prozess (Direct Use of PWR-fuel in CANDU-reactors) bezeichnet. Da sich im abgebrannten Brennstoff von LWR mit einem Abbrand von 35-40 GWd/t noch gegen 1.5 % Spaltmaterial befindet (0.9 % U^{235} und 0.6 % Pu) könnte dieser Brennstoff in CANDU Reaktoren ein zweites Mal eingesetzt werden und zusätzliche 27 GWd/t erzeugen. Dies entspräche dann einem Gesamtabbrand von 65 GWd/t oder einer Steigerung um über 60 % gegenüber heute.

Eine weitere erhebliche Steigerung um einen Faktor 50-100 ermöglicht der schnelle Reaktor. Neben dem U^{235} , das ja in jedem thermischen Reaktor genutzt wird, aber nur 0.7% des Natururans ausmacht, nutzt der schnelle Reaktor auch das U^{238} , das ja den grössten Teil des Natururans (die übrigen 99.3 %) ausmacht. Um diesen Bruteffekt möglichst gut zu nutzen, werden schnelle Neutronenspektren benötigt, weshalb Wasser, das eine starke Bremswirkung hat, als Kühlmittel ausscheidet. In einem schnellen Reaktor wird aus dem U^{238} mehr Spaltmaterial erzeugt (Pu^{239} und Pu^{241}) als verbraucht. Um den Reaktor zu starten wird aber bereits zu Beginn ein Anteil Pu benötigt.

11.3.4 Entsorgung

Typisierung der radioaktiven Abfälle

Radioaktive Abfälle werden typisiert nach Langlebigkeit und Aktivitätsniveau (Oberflächendosisleistung und Aktivitätskonzentration).

Tab. 11.9: Kategorisierung der radioaktiven Abfälle nach Oberflächendosisleistung und Aktivitätskonzentration (Dones, Bauer et al. 2003)

	Kategorie	Oberflächen Dosisleistung [rem/h]	Volumenspez. Aktivität [kBq/m ³]	Notwendigkeit einer Abschirmung/Kühlung
HAA	Hochaktive Abfälle	≥ 2	$\geq 3.7\text{E}+11$	Abschirmung nötig Kühlung nötig
LMA	Langlebige Mittelaktive Abfälle	0.2 - 2	$3.7\text{E}+6$ - $3.7\text{E}+11$	Teilweise Abschirmung Keine Kühlung
SMA	Schwach- und mittelaktive Abfälle	≤ 0.2	$\leq 3.7\text{E}6$	Keine Abschirmung Keine Kühlung

Zwischenlagerung

Vor der eigentlichen Entsorgung werden radioaktive Abfälle zwischengelagert und für die spätere Endlagerung vorbereitet. Zwischenlagerung und Konditionierung der Abfälle erfolgen zunächst in den Kraftwerken selbst und anschliessend in zentralen Zwischenlagern. Abgebrannte Elemente in sogenannten Auskühlbecken während mehrerer Jahre abgekühlt.

Aus der Wiederaufarbeitung werden HAA (d.h. Spuren von Pu, höhere Aktiniden und Spaltprodukte) direkt verglast, LMA (d.h. Hüllrohre, Endteile etc.) in Zement eingegossen, also bereits konditioniert, angeliefert. Brennelemente (BE) werden nach der Auskühlung für die Endlagerung in speziellen Behältern (z.B. CASTOR-Behälter) verpackt und zwischengelagert. SMA werden zur Volumenreduktion verbrannt und komprimiert und dann in Fässern mit Zement vergossen. HAA und LMA werden in spezielle Sicherheitsbehälter eingeschlossen und zwischengelagert. Für die spätere Endlagerung im Tiefenlager werden diese Abfälle später teilweise verglast oder direkt in den Sicherheitsbehältern ins Tiefenlager gebracht.

Mit der Inbetriebnahme des zentralen Zwischenlagers in Würenlingen (2000) haben die Kernkraftwerkbetreiber eine wichtige erste Zwischenetappe erreicht. Hier werden die entsprechenden Anlagen für Abfallkonditionierung und Zwischenlagerung für nukleare Abfälle aller Art betrieben (ZWILAG 2004).



Fig. 11.24 Zwischenlager in Würenlingen (1. Konditionierungsanlage/Bürotrakt; 2. Lagergebäude für schwach- und mittelaktive Abfälle (2. Bauetappe); 3. Lagergebäude für mittelaktive Abfälle; 4. Heisse Zelle; 5. Empfangsgebäude; 6. Behälterlagergebäude; 7. Verbrennungs- und Schmelzanlage; 8. Nebengebäude; 9. Bundeszwischenlager)

Wiederaufarbeitung

Für abgebrannte Brennelemente werden zwei Wege für die Entsorgung verfolgt: Die direkte Entsorgung ohne Wiederaufarbeitung (siehe Kapitel Brennstoffzyklen bzw. Endlagerung) oder die Wiederaufarbeitung mit Rezyklierung der zurückgewonnenen Wertstoffe und Entsorgung der dabei entstehenden Abfälle. Die Wiederaufarbeitung hat zum Ziel,

- spaltbares Material zurückzugewinnen (Uran, Plutonium)
- natürlichen Ressourcen zu schonen (Uran)
- das Abfallvolumen der HAA zu verkleinern
- radioaktive Abfälle sicher einzuschliessen (Verglasung).

Da es sich bei abgebrannten Brennelementen um hochaktive Komponenten handelt, sind die nötigen Transporte und Wiederaufarbeitungsanlagen höchst aufwändig. Die meisten Anlagen sind in den letzten Jahren erheblich modernisiert worden und belasten heute die Umgebung weit unter den gesetzlichen Grenzwerten. Frühere Sünden, wie die erhebliche Belastung der Irischen See durch Sellafield, die Transporte und die Angst vor Missbrauch zurück gewonnener Materialien wie Plutonium haben aber dazu geführt, dass die Wiederaufarbeitung sehr umstritten bleibt.

Bezüglich Wiederaufarbeitung werden sehr verschiedene Strategien verfolgt. So betreiben Frankreich und England sehr intensive Wiederaufarbeitungsprogramme, die auch abgebrannte Brennelemente aus Drittstaaten wie z.B. der Schweiz oder Japan verarbeiten, währenddem die USA sie aus Proliferationsgründen bisher völlig ausschliessen. Daneben gibt es verschiedene Länder, die Wiederaufarbeitungsprogramme im kleineren Rahmen betreiben wie z.B. Russland, Indien oder Japan oder neue Wiederaufarbeitungsanlagen aufbauen (Japan, China).

Die Schweizer Kernkraftwerksbetreiber haben mit den Wiederaufarbeitungsanlagen in La Hague (FR) und Sellafield (GB) Verträge für die Wiederaufarbeitung von ca. 1200 Tonnen abgebrannter Brennelemente abgeschlossen, was etwa der Menge entspricht, die in 15 Betriebsjahren in den fünf Schweizer Kernkraftwerken anfällt. Die zurückgewonnenen Wertstoffe Plutonium und Uran werden zur Herstellung von MOX-Brennelementen wieder verwendet und in Kraftwerken mit entsprechender Bewilligung eingesetzt (siehe auch Kapitel 11.3.2 unter Brennelementfabrikation). Da in der Schweiz aufgrund eines Moratoriums die Wiederaufarbeitung ab 2006 für 10 Jahre ausgesetzt wird, gehen die Konzepte für die Entsorgung der übrigen Brennelemente zur Zeit davon aus, dass sie ohne Wiederaufarbeitung direkt endgelagert werden.

Neue Konzepte der Generation IV streben eine Verbesserung der Wiederaufarbeitungsprozesse an. So soll in grösseren Kraftwerksparks vor Ort wiederaufbereitet werden, wodurch die aufwändigen Transporte entfallen. Ziel ist hier, insbesondere ein Gleichgewicht zu erreichen, durch die Kombination von fortgeschrittenen Reaktoren der Generation III/III+ und schnellen Reaktoren der Generation IV. Im Falle des Salzschnmelze-Reaktors (MSR) ist sogar ein integrales Brennstoffmanagement denkbar. Dem Kreislauf wird unter Betrieb laufend abgebranntes Material entzogen, wiederaufbereitet und ersetzt (GIF 2002).

Endlagerung

Weltweit laufen in den meisten Ländern mit Kernenergie Forschungsprojekte zur Endlagerung der radioaktiven Abfälle. Für alle Typen von Abfall sind Oberflächenlager oder geologische Lager in Betrieb oder im Bau:

- Schwachaktive Abfälle (Oberfläche) in Betrieb: CDN, ES, FR, J, UK, USA
- Schwach- und mittelaktive Abfälle (geologisch) in Betrieb: S, FI
- Langlebige mittelaktive Abfälle (geologisch) in Betrieb: USA
- Hochaktive Abfälle (geologisch) Standortentscheide/Baubeginn: USA, S, FI

In anderen Ländern sind zum Teil noch Forschungsprojekte im Gang oder läuft die Standortsuche, der Stand der entsprechenden Arbeiten ist sehr unterschiedlich.

Da in der Schweiz der Bau bzw. der Ersatz von Kernkraftwerken unter anderem vom Entsorgungsnachweis abhängig gemacht wird (KEG 2005), kommt diesem eine wichtige Stellung zu. Für schwach- und mittelaktive Abfälle wurde in der Schweiz der Entsorgungsnachweis bereits erbracht, das vorgeschlagene Projekt am Wellenberg scheiterte aber bisher am lokalen politischen Widerstand.

Der Entsorgungsnachweis für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle wurde 2002 dem Bundesrat unterbreitet und hat von einer zu seiner Begutachtung eingesetzten Expertenkommission der OECD höchstes Lob erhalten. Diese Unterlagen werden durch die Aufsichtskommission und die Experten des Bundesrates beurteilt, ein Entscheid des Bundesrates wird 2005 erwartet. Nach diesem Entscheid soll mit der Standortsuche begonnen werden. Es wird mit 25-30 Jahren für die Realisierung gerechnet, eine Inbetriebnahme ist ca. Mitte des Jahrhunderts notwendig. Es soll während ca. 50 Jahren betrieben und Ende des Jahrhunderts verschlossen werden. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass für alle Arten Abfall in der Schweiz potenzielle Standorte vorhanden sind, der Prozess der Standortwahl erfordert aber weitere Forschungsarbeiten und eine umfassende politische Auseinandersetzung.

Als Alternative zu einer schweizerischen Lösung kommt die Beteiligung der Schweiz an einem multinationalen Lager in Frage, falls dies internationale Anforderungen erfüllt und die schweizerische und internationale Gesetzgebung dies erlauben. Das Thema ist aber politisch äusserst sensibel. Neben Teilnahme von Schweizer Institutionen an Europäischen Forschungsprojekten (z.B. SAPIER) wurde als Fortsetzung bisheriger multinationaler Aktivitäten 2002 Arius gegründet, die Vereinigung für regionale und internationale geologische Endlagerung. Arius ist eine Non-Profit-Organisation, in der sich kleinere Betreiber mit den Möglichkeiten einer multinationalen Lösung für die Endlagerung auseinandersetzen.

Finanzierung von Rückbau und Entsorgung

Für die Finanzierung von Stilllegung und Entsorgung nuklearer Anlagen sind beträchtliche Mittel nötig, die zu einem grossen Teil nach Ende der Betriebsdauer der Kernkraftwerke anfallen und die im Laufe der Betriebsdauer beigestellt werden müssen. Für die Bereitstellung dieser Mittel sind in der Kernenergiegesetzgebung und in den dazugehörenden Verordnungen klare Rechtsgrundlagen aufgestellt worden, die die Kernkraftwerksbetreiber verpflichten, die nötigen Mittel zu äufnen. Seit 1984 (Stilllegungsfonds) und 2001 (Entsorgungsfonds) sind die Verordnungen für diese Fonds in Kraft. Bis dahin hatten die Kernkraftwerksbetreiber die Rückstellungen intern getätigt; mit in Kraft treten dieser Verordnungen sind die Fonds aus den Kraftwerken ausgegliedert worden und werden als eigenständige öffentlichrechtliche Institutionen unter Aufsicht des Bundes betrieben. Die Kosten und die Jahresbeiträge werden regelmässig überprüft und neusten Erkenntnissen angepasst, letztmals 2001 (UVEK 2004, UAK 2001, SVA 2001). Diese Kostenberechnungen greifen auch auf die weltweite Erfahrung aus rund hundert Stilllegungs- und Rückbauprojekten von Kernkraftwerken zurück (IAEA 2003a).

Der Stilllegungsfonds deckt die Kosten für Stilllegung und Rückbau der Schweizer Kernkraftwerke und des Zwischenlagers sowie der dabei anfallenden Abfälle. Insgesamt wird mit Kosten von CHF 1.9 Mia. gerechnet (siehe Fig. 11.25 und Tab. 11.10).

Der Entsorgungsfonds deckt die Kosten der Entsorgung der Betriebsabfälle, der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung (z.B. verglaste HAA) und der abgebrannten Brennelemente der Schweizer Kernkraftwerke während der gesamten Betriebszeit und nach deren Ausserbetriebnahme. Darin sind insbesondere die Kosten für die Endlagerung enthalten. Diese Kosten werden sich nach neuester Berechnung der Betreiber auf insgesamt CHF 11.8 Mia. belaufen. Bisher wurden daraus für den Bau von Zwischenlagern, für Untersuchungsprogramme für die geologische Tiefenlagerung für Wiederaufarbeitung und Transporte knapp CHF 4 Mia. ausgegeben. Weitere CHF 1.7 Mia. werden bis zum Ablauf der Betriebszeit aus den laufenden Rechnungen der Kraftwerke beglichen. CHF 6.2 Mia. fallen nach Ausserbetriebsetzung der Werke an und müssen in den Fonds einbezahlt werden (siehe Fig. 11.25 und Tab. 11.10).

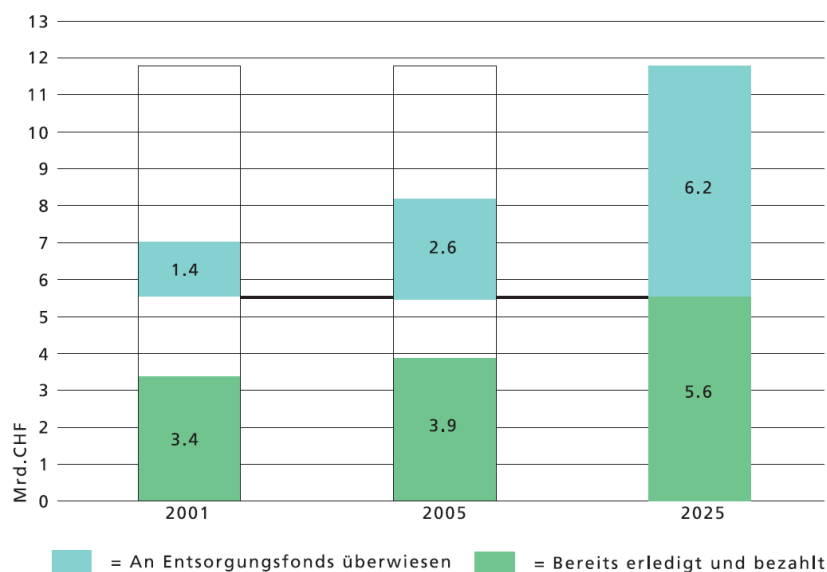


Fig. 11.25 Stand und Ausblick Entsorgungsfonds (UVEK 2004)

Tab. 11.10: Stand der Fonds für Stilllegung und Entsorgung der Schweizer Kernkraftwerke (Ende 2003 [Mio. CHF])

	Stilllegungsfonds	Entsorgungsfonds
Einlage 2003	49	186
Stand Ende 2003	971	1'771
Mindesteinlagen per Ende 2003	542	1'344
Kosten 01/02 neu ermittelt	1'900	11'800*
Einzubezahlen	1'900	6'200

* ohne CHF 320 Mio für Entsorgung von Abfällen aus Medizin, Industrie und Forschung

11.3.5 Proliferationsaspekte

Die grundsätzliche Befürchtung, die Nutzung der Kernenergie könnte unweigerlich zur weiteren Verbreitung atomarer Waffen und zu einem Terrorismusrisiko führen, hat zum Non-Proliferationsabkommen geführt, das 180 Staaten zum Verzicht auf Programme zur Entwicklung nuklearer Waffen verpflichtet und strenge Kontrollen aller Nuklearaktivitäten und -anlagen und insbesondere die umfassende Überwachung der weltweiten Stoffflüsse durch die IAEA vorschreibt. Vor dem Hintergrund erhöhter weltweiter terroristischer Aktivitäten hat der Schutz vor missbräuchlicher Verwendung von Materialien aus dem nuklearen Brennstoffzyklus zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Das Non-Proliferationsabkommen hat sich dabei mit wenigen Ausnahmen als effektiv erwiesen und bildet den Grundstein zur Verhinderung der weiteren Verbreitung atomarer Waffen. Bisher wurde noch kein Fall des Missbrauchs von kommerziellen Kernreaktoren festgestellt.

Grundsätzlich sind alle radioaktiven Materialien gefährdet, besonderes Augenmerk liegt aber auf Uran und den Aktiniden, da diese die Möglichkeit einer schnellen Kritikalität aufweisen. Alle wichtigen künstlichen Aktiniden (A^{241} , Np^{237} , alle Pu-Isotope, U^{233}) können eine Kettenreaktion aufrechterhalten. Aufgrund der hohen Bestände sind Plutonium und hochangereichertes U^{235} die gefährdetsten Elemente. Da aber die Beschaffung der kritischen Menge und damit der Bau einer eigentlichen Bombe nur unter immensem Aufwand möglich sind, werden unerlaubte Abzweigungen früher oder später aufgedeckt.

Wesentlich mehr Sorge bereitet hingegen die Bedrohung durch sogenannte „schmutzige Bomben“, d.h. einen konventionellen Sprengsatz mit kleinen Mengen an radioaktivem Material, das bei einer Explosion die betroffene Umgebung kontaminieren würde. Hierzu genügen wesentlich kleinere Mengen, die wesentlich unauffälliger beschafft werden können. Bisher haben aber nicht

Terroristengruppen sondern Staaten, darunter auch solche, die das Non-Proliferationsabkommen unterzeichnet haben, Nuklearwaffen aus zweckentfremdetem Nuklearmaterial gebaut oder unter dem Mantel ziviler Nutzung militärische Programme betrieben und Kontrollen verweigert, wie z.B. in den Fällen von Nordkorea oder Iran.

Die wichtigsten Instrumente zur Vermeidung der Proliferation sind:

- Umfassende Inventarisierung und Kontrolle aller sensiblen Materialien
- Minimierung der Mengen an sensitiven Materialien, die sich Umlauf befinden
- Reduktion der Transporte sensitiver Materialien

Der Verzicht auf Wiederaufarbeitung reduziert zwar die Gefahr einer direkten Proliferation, da die Entwendung ganzer Transportbehälter praktisch unmöglich ist und das Handling abgebrannter Brennelemente erhebliche Infrastruktur erfordert, von der Rückgewinnung der interessanten Materialien ganz zu schweigen, völlig ausgeschlossen werden kann sie aber nicht. Mit integrierter Wiederaufarbeitung können die nötigen Transporte erheblich reduziert werden.

Mit verschiedenen technischen Lösungen wollte man den Brennstoffzyklus total proliferationsresistent machen. Indes haben Untersuchungen ergeben, dass es praktisch keine technische Möglichkeit zur völligen Verhinderung der Proliferation gibt und dass administrative und strukturelle Massnahmen den besseren Schutz bieten. Künftige Reaktorkonzepte der Generation IV könnten aber die Problematik wesentlich entschärfen, indem die sensitiven Inhaltsstoffe zum grössten Teil rezykliert, verbraucht oder abgebaut werden.

11.3.6 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Die **Reichweite** der Ressourcen ist auch in den Diskussionen in der Schweiz immer wieder ein Thema. Bei gleich bleibendem Verbrauch bzw. moderatem Wachstum reichen die bekannten und geschätzten Reserven noch für 400 bzw. 125 Jahre. Darüber hinaus kann damit gerechnet werden, dass technische Fortschritte und ein Preisanstieg des Urans bisher wirtschaftlich uninteressante Vorkommen erschliessen und zusätzliche Vorkommen entdeckt werden. Da die Erzeugungskosten wenig uranpreissensitiv sind, betrifft eine allfällige Verknappung die Schweiz nur begrenzt.

Die **Brennstoffnutzung** kann durch Erhöhung des Abbrandes leicht gesteigert werden. Schweizer Reaktoren erreichen hier heute schon hohe Werte. Hier sind die Möglichkeiten aber begrenzt, solange die Vorschriften keine höhere Anreicherung erlauben. Der Übergang zu schnellen Spektren und damit die Steigerung der Brennstoffnutzung um einen Faktor 50-100 wird erst mit der Generation IV möglich sein und steht vermutlich frühestens beim Ersatz von Leibstadt zu Diskussion.

Die **Wiederaufarbeitung** ist und bleibt in der Schweiz ein umstrittenes Thema und wird ab 2006 für 10 Jahre ausgesetzt. Dennoch ist die Rückgewinnung von Wertstoffen grundsätzlich sinnvoll. Sie schont die Ressource Uran um 15-20% und reduziert den Bedarf an Endlagerkapazität erheblich.

Die ersten Schritte der **Entsorgung** sind gemacht: Der Entsorgungsnachweis SMA ist erbracht, das zentrale Zwischenlager ist in Betrieb und der Entsorgungsnachweis für LMA/HAA ist eingereicht und die Finanzierung der Entsorgung ist gut abgesichert und überwacht. Die Standortabklärungen und die entsprechende politische Auseinandersetzung stehen an.

In Sachen **Proliferation** ist die Schweiz voll in die internationale Überwachung eingebunden und verfügt über gut ausgebaute Kontrollstrukturen, die einen Missbrauch praktisch verunmöglichen.

11.4 Politische und energiepolitische Rahmenbedingungen

11.4.1 Bisherige Entwicklung

Aufbau

Ab Mitte der 40er Jahre beginnen verschiedene Industriefirmen mit Arbeiten in der Atomtechnik, allerdings untersteht die Nukleartechnik noch weitestgehender Geheimhaltung. Erst die Genfer Konferenz 1955 führt zu einer Öffnung der Nukleartechnik: Die führende Nation in der Kerntechnik erklärt sich bereit, Know-How zur friedlichen Nutzung der Kernenergie freizugeben. 1954 geht der erste kommerzielle Reaktor der Welt in Obminsk in Russland, 1956 geht das erste kommerzielle Kernkraftwerk des Westens in Calder Hall (GB) in Betrieb.

In der Schweiz wird 1955 die Reaktor AG (Würenlingen) gegründet, die 1957 den Forschungsreaktor SAPHIR in Betrieb nimmt. 1959 wird das Atomgesetz verabschiedet. Nach einer Verzettelung der Kräfte in der Schweiz wird schliesslich 1961 eine gemeinsame Reaktor-Entwicklung beschlossen, allerdings platzt der Traum vom eigenen Schweizer Reaktor, als es in Lucens 1969 zu einem schweren Unfall kommt. Da ein Abwarten dieser Eigenentwicklung aus terminlichen Gründen nicht in Frage kommt, bestellen sowohl die BKW wie die NOK Mitte der 60er Jahre schlüsselfertige ausländische Reaktoren. Als erstes Werk geht Beznau I 1969 ans Netz, Beznau II folgt 1971 und Mühleberg 1972. In der zweiten Hälfte der 60er Jahre erlebt die Kernenergie mit einer Flut von Bestellungen in den USA ihren eigentlichen Boom. Neben Beznau und Mühleberg werden Projekte für 6 weitere Standorte gestartet: Kaiseraugst, Gösgen, Graben, Leibstadt, Rüti und Verbois. Während Planung und Bau von Gösgen rasch voranschreiten und der Betrieb 1979 aufgenommen wird, kommt es in Leibstadt aufgrund des Beschlusses des Bundesrates, keine Flusskühlung mehr zuzulassen (1971) und eines neuen aargauischen Baugesetzes zu Bauverzögerungen, infolge deren der Betrieb erst 1984 aufgenommen werden kann und erhebliche Mehrkosten entstehen (SGK 1992).

Widerstand

Ab 1970 beginnt die politische Kontroverse um die Kernenergie in der Schweiz. Aus lokaler Opposition gegen Kaiseraugst, die sich zunächst vor allem gegen die Erwärmung des Rheinwassers richtet, entsteht eine überregionale Bewegung, die in der Besetzung des Baugeländes in Kaiseraugst 1975 mündet und die nationale Debatte über die Kernenergie auslöst. Es folgen Jahre der politischen Diskussion über Kaiseraugst und die Kernenergie in der Schweiz, die zusätzlich durch den Störfall in Harrisburg (Three-Mile-Island 1979) angeheizt werden. Zwei Volksabstimmungen 1979 und 1984 gegen die Kernenergie werden abgelehnt. Der schwere Reaktorunfall von Tschernobyl (1986) führt zu einem Akzeptanzschwund der Kernenergie, in deren Folge zwei neue Initiativen gegen die Atomenergie eingereicht werden (Ausstieg und Moratorium, 1987) und die Nichtrealisierung von Kaiseraugst beschlossen wird (1989). Die Projekte Graben, Rüti und Verbois werden nicht weiterverfolgt (SGK 1992).

Moratorium 1990-2000

Die Abstimmungen 1990 zeigen klar, dass das Volk eine Denkpause will, aber die Option Kernenergie offengehalten werden soll: Der Ausstieg wird zwar abgelehnt, aber ein 10-jähriges Moratorium für die Planung und den Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz angenommen und gilt von 1990-2000 und wird seit 2000 stillschweigend weitergeführt.

Energie 2000

Nach den Abstimmungen 1990 wird auch die Energiepolitik der Schweiz überdacht und das Aktionsprogramm Energie 2000 lanciert. Neben Stabilisierung des Verbrauches umfasst das Programm insbesondere auch eine Steigerung der Leistung der Kernkraftwerke um 10% durch Erhöhung der thermischen Leistung und Steigerung der Effizienz. Mit Umsetzung dieses Programmes kann der Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion trotz wachsendem Verbrauch gehalten bzw. leicht gesteigert werden und beträgt heute rund 40%.

11.4.2 Aktuelle Situation

In jüngster Zeit bildeten die Abstimmungen im Mai 2003 zu den beiden Volksinitiativen „Ausstieg“ und „Moratorium +“ einen wichtigen Meilenstein. Das Schweizer Volk hat beide Initiativen klar abgelehnt und damit zum Ausdruck gebracht, dass man sich die Option Kernenergie für die Zukunft offen halten will. So angespannt wie sich die Situation in Industrie und Politik vor den Abstimmungen präsentiert hat, so hat sich seit der Abstimmung ein wesentlich sachlicheres Klima bezüglich Kerntechnik eingestellt. Bis zur Abstimmung waren langfristige Planungen und Überlegungen bezüglich weiterer Entwicklung der Kernenergie oder bezüglich Ablösung der Kraftwerke nach Betriebsende praktisch tabu, jetzt spricht man wieder darüber.

11.4.3 Ausblick

Neues Kernenergiegesetz ab 2005

Das neue Kernenergiegesetz (KEG) wurde 2003 verabschiedet und soll Anfang 2005 in Kraft gesetzt werden. Zur Zeit läuft die Vernehmlassung zur dazugehörenden Kernenergieverordnung, die gleichzeitig in Kraft treten sollte. Das Gesetz regelt die Zuständigkeiten für Rahmen-, Standort-, Bau- und Betriebsbewilligungen neu. Insbesondere wird die Erteilung einer Rahmenbewilligung durch Bundesrat und Bundesversammlung neu dem fakultativen Referendum unterstellt (Art 48 KEG). Als weitere spezifische Neuerung legt das KEG ein Moratorium für neue Wiederaufarbeitungsverträge (Art. 106) ab 2006 für 10 Jahre fest.

Position der Elektrizitätswirtschaft

Verschiedene Meldungen in der Presse im April und im Mai 2004 lassen darauf schliessen, dass etwas Bewegung in die Szene gekommen ist und die Stromversorger Studien und Planungsaktivitäten zur langfristigen Stromversorgung der Schweiz gestartet haben, die auch die langfristige Planung und den Ersatz der bestehender Kernanlagen thematisieren. Gleichzeitig stellt Axpo aber klar, dass zur Zeit keine Pläne für ein neues Kernkraftwerk bestehen (Handelszeitung, 12. Mai 2004). Diese abwartende Haltung der Energieversorger ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass der Bundesrat einerseits für 2005 seine neue Strategie für die künftige Energieversorgung der Schweiz in Aussicht gestellt hat und dass 2006 der Entscheid bezüglich Entsorgungsnachweis zu erwarten ist. Die Elektrizitätsversorger haben sich bis zu diesem Zeitpunkt auf eine zurückhaltende Position geeinigt. Anbetracht der langen Realisierungszeiten für neue Kernkraftwerke – von der prinzipiellen Entscheidung über Bewilligungsverfahren, Planung und Bau bis zur Inbetriebnahme müssen 15 bis 20 Jahre gerechnet werden – ist davon auszugehen, dass auch die Stromversorger bald darauf ihre Langfriststrategie für die Versorgung nach Ablauf der Betriebszeiten der bestehenden Werke vorlegen werden.

Studie im Gang

Axpo hat eine Arbeitsgruppe eingesetzt, die sich mit der Stromversorgung nach 2020 auseinandersetzt (NZZ am Sonntag und Sonntagszeitung 18.04.2004). Die Resultate dieser Studie werden per Mitte 2005 erwartet. Sowohl bei Axpo (Benznau I und II) wie auch bei den BKW (Mühleberg) wird über die Ablösung der stillzulegenden Kraftwerke nachgedacht. Dabei soll die Ablösung der drei Anlagen durch ein gemeinsames neues Kernkraftwerk zur Diskussion stehen, wobei ein EPR, wie er für Finnland bestellt wurde, im Vordergrund stehen soll. Obschon diese Aktivitäten noch auf interner Basis laufen, berichten die Zeitungen bereits sehr intensiv darüber, was zum öffentlichen Dementi konkreter Pläne führte. Mit der Entgegnung seitens der SP (NZZ am Sonntag 25.04.2004) mit allen Mitteln gegen Pläne, Kernkraftwerke zu ersetzen, zu kämpfen, war der politische Diskurs aber bereits wieder eröffnet.

11.5 Stand der Kernenergie und Ausblick

11.5.1 Kurzer Überblick zur Kernenergie heute

Die Kernkraftwerke tragen heute in der Schweiz rund 40 % zur Stromproduktion bei. Für Europa (EU15) liegt der Anteil bei 33 %, weltweit bei 16 % (siehe Tab. 11.11). In den 31 Nationen mit Kernkraftwerken schwankt der Anteil an der Stromproduktion sehr stark. Litauen und Frankreich decken rund 80 % ihres Strombedarfes nuklear, Kasachstan und Pakistan nur 1-2 %. Die wichtigsten Nuklearnationen sind USA, Frankreich, Grossbritannien, Deutschland, Kanada, Russland und Japan (Anzahl Reaktoren). In diesen Ländern sind mit Ausnahme von Japan und Russland heute wenige neue Reaktoren im Bau oder in Planung, die Planung zum Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke und Vergrösserung der Kapazitäten scheint aber zur Zeit anzulaufen. Die Planung in Frankreich sieht einen ersten Demonstrationsreaktor vor und beginnt mit der Ablösung ab 2020. In den USA plant die Regierung eine erhebliche Stärkung der Nuklearproduktion, um die Nachfrage zu decken. Die meisten konkreten Projekte für neue Reaktoren laufen aber zur Zeit in Asien. Der enorm rasch wachsende Energieverbrauch in dieser Region hat die Regierungen in China, Taiwan, Indien und Korea veranlasst, umfangreiche Programme zu starten und umzusetzen (UIC 2004).

Tab. 11.11 Stromproduktion und Anteil Nuklearstrom (2002, IAEA, BFE)

Stromproduktion [TWh]	Gesamt	Nuklear	Anteil
Welt	16'090	2'574	16%
Westeuropa (IEA)	3'084	880	29%
EU 15	2'673	891	33%
Schweiz	65	26	40%

Tab. 11.12 Überblick Kernenergie weltweit (2002, IAEA)

	In Betrieb	Davon LWR	Im Bau	In Planung	Stillgelegt
Anzahl Anlagen	440	80%	30	35	104
Leistung [GW]	360	88%	25	38	34

Der Kraftwerkspark der Schweiz

Wie in Kapitel 11.1 beschrieben ist der Kraftwerkspark der Schweiz von 1969 bis 1984 erstellt worden. Seither wurden sämtliche Pläne für weitere Kernkraftwerke aufgegeben. In den 90er Jahren wurde die Kapazität durch Leistungssteigerungsprogramme um 10 % erhöht. Der gute Zustand der Werke und die kurzen Revisionszeiten erlauben sehr kurze Stillstandzeiten und eine entsprechend hohe Stromproduktion. Die Schweizer Kernkraftwerke erreichen Verfügbarkeiten von meist über 90 % und produzieren zur Zeit fast 26 TWh Strom, womit rund 40 % des Strombedarfes gedeckt wird.

Tab. 11.13 Die Schweizer Kernkraftwerke: Standorte und Kapazität (Annahme Lebensdauer 50/60 Jahre)

Kraftwerk	Typ/ Hersteller	Inbetrieb- nahme	Stilllegung/ Ersatz	Leistung Betriebsbeginn	Leistung 2003 [MW]	Produktion 2003 [TWh]
Beznau I	PWR/WH	1969	2019	350	365	2.9
Beznau II	PWR/WH	1971	2021	350	365	3.0
Mühleberg	BWR/GE	1972	2022	320	355	2.8
Gösgen	PWR/KWU	1978	2038	920	970	7.9
Leibstadt	BWR/GE	1984	2044	990	1165	9.2
			Total	2930	3220	25.8

Bezugsrechte

Neben der eigenen Produktion besitzen die Schweizer Elektrizitätsversorger Bezugsrechte für den Bezug von Strom aus Kernkraftwerken im Ausland. Diese Bezugsrechte werden als privatrechtliche Verträge mit Kernkraftwerken bzw. mit deren Betreiber abgeschlossen und sind in diesem Sinne nicht öffentlich. In der Vorschau 95 wurden die Bezugsrechte für grosse, langjährige Verträge wie sie mit der EDF für den Bezug von Nuklearstrom bestehen, berücksichtigt. Zur Zeit belaufen sich diese Rechte auf eine Bezugsmenge von 14-15 Mia. kWh, was knapp der Produktion von zwei 1000MW-Blöcken wie Gösgen entspricht. Der inländische Verbrauch beläuft sich über das Gesamtjahr tiefer als die inländische Produktion, sodass per Saldo nach wie vor Strom exportiert werden kann. Der Exportüberschuss schwankte in den letzten 10 Jahren je nach Wetterverhältnissen zwischen 2% (1996) und 19% (1994) und betrug im Jahr 2003 5%. Im Winterhalbjahr reichen die inländischen Kapazitäten aber nicht aus, sodass die Bezugsrechte im Prinzip benötigt werden.

11.5.2 Zukünftige Entwicklung der Kernenergie in der Welt

Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauches und der Kernenergie auf der Welt wird in vielen Studien laufend untersucht. Grosse internationale Organisationen wie die OECD, die IEA, die IAEA oder das IPCC erstellen regelmässig neue Prognosen, basierend auf den Prognosen der Bevölkerungsentwicklung und Annahmen bezüglich der Entwicklung des Wohlstandes und des damit verbundenen Energieverbrauches. Als Horizont dieser Prognosen wird meistens die Mitte oder das Ende dieses Jahrhunderts gewählt. Vor dem Hintergrund der globalen Erwärmung und den damit verbundenen Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen hat sich das Bedürfnis nach Prognosen der Verbrauchsentwicklung und insbesondere des Anteils an CO₂-freien Energieträgern verstärkt. Dies hat auch dazu geführt, dass viele der neueren Studien mit grosser Selbstverständlichkeit von einem beträchtlichen Wachstum der Kernkraft ausgehen, da dies aus klimatischen Gründen gewollt ist.

Einige Prognosen postulieren ein moderates (IAEA 2003b), andere ein massives (UN SRES, IPCC 2000, IIASA/WEC 1998) Wachstum der Kernenergie (siehe Fig. 11.26). Um bis zu einem Faktor 30 gegenüber heute, also auf ca. 10'000 GW installierte Leistung soll der Kraftwerkpark bis zum Jahr 2100 ausgebaut werden, was, würde man sofort beginnen, etwa dem Bau von 100 GW pro Jahr oder, in der EPR-Klasse gesprochen, über 60 Kraftwerken pro Jahr entspräche, etwa doppelt so viele wie zur Zeit des Booms Mitte der 80er Jahre in Betrieb genommen wurden. Als stellvertretendes Beispiel für steiles Wachstum ist die mittlere Prognose (Szenario B) aus der IIASA/WEC-Studie in untenstehender Grafik aufgezeigt (Fig. 11.26). Diese Prognose basiert auf einem gemässigten Wachstum und verzichtet weitestgehend auf politische Massnahmen. Diese Prognose wurde auch als Basis für die Hundertjahranalyse im GIF-Fuel-Cycle-Report verwendet (GIF 2002b).

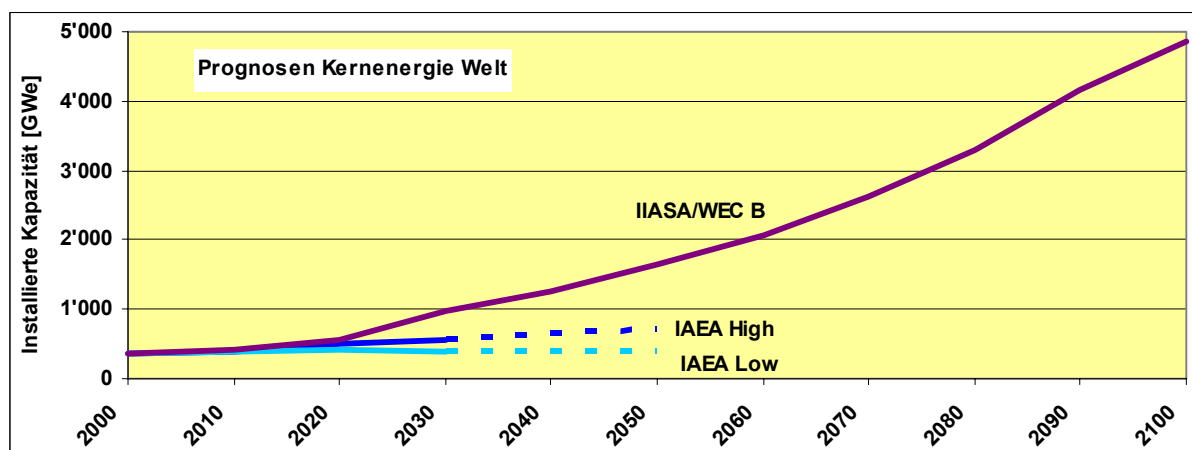


Fig. 11.26 Prognosen zur Entwicklung der Kernenergie auf der Welt (IAEA 2003b, IIASA/WEC 1998)

Die moderateren Szenarien der IAEA sehen bis 2030 im Low Case ein Wachstum von 7 % und im High Case von 60 % vor. Das High Case Szenario führt noch zu einem totalen Baubedarf von 200-300 GW, je nach Betriebsdauer der bis dahin zu ersetzenden Werke. Dies ergibt 8-12 GW pro Jahr bis 2030 oder, wieder in EPR Einheiten gesprochen, 5-7 Kraftwerke pro Jahr. Dies entspricht etwa der Kadenz der letzten Jahre und ergibt sich auch aus den Projekten, die sich im Bau oder in Planung befinden.

Das Szenario der IAEA scheint vor dem Hintergrund des aktuellen Revivals der Nuklearenergie aber dennoch eher auf der niederen Seite zu sein. Ausgehend von einer Beibehaltung der aktuellen Kadenz in Asien werden nach 2015 gemeinsam mit den Ersatzprogrammen der westlichen Industrienationen vermutlich eher mehr als 5-7 Kraftwerke pro Jahr in Betrieb gehen.

Prognosen für Europa

In **Europa** laufen derzeit die Langfristplanungen für den Ersatz der bestehenden Kraftwerke an. Verschiedene Länder haben auf politischer Ebene beschlossen, bestehende Werke nicht zu ersetzen, so unter anderem Deutschland, Belgien und Schweden. Auf dieser Basis deutet heute nichts auf eine Expansion der Kapazität in Westeuropa hin. Die IAEA geht von einer Beibehaltung oder allenfalls einer leichten Steigerung (+20% bis 2030) der Kapazitäten in Westeuropa aus. In Osteuropa wird eine gewisse Steigerung der Kapazitäten erwartet (+30-80%).

11.6 Szenarios

11.6.1 Einleitung

Für die Zukunft der Kernenergie in der Schweiz kommen grundsätzlich drei Szenarios in Frage: Ausstieg, Erneuerung oder Ausbau. Da in der Abstimmung von 2003 sowohl ein Moratorium wie auch ein Ausstieg abgelehnt wurden und eine Studie über das Potenzial neuer Nukleartechniken im Falle eines Ausstieges hinfällig wäre, wird der Ausstieg weniger als eigentliches Szenario betrachtet sondern mehr zu Vergleichszwecken herangezogen. Da ein Ausbau der Nuklearkapazitäten unter den heutigen Rahmenbedingungen politisch kaum machbar wäre und vom Bedarf her im Betrachtungshorizont bis 2050 nicht nötig ist, wird auch ein Ausbau der Nuklearkraft mit neuen Standorten nicht direkt als Szenario betrachtet, er wird aber kurz behandelt (siehe Tab. 11.14). Die vorliegende Studie untersucht oder erstellt keine Verbrauchsprognosen für die Schweiz und verwendet als Bezugsgrössen wertungsfrei entweder den heutigen Verbrauch (BFE 2004a) oder den Mittelwert der Vorschau 95 (Baumberger 1995; Wiederkehr & Brunner 2003a).

Tab. 11.14 Die Szenarios (Annahme für alle Ersatzszenarios: Zusammenlegung Beznau/Mühleberg)

Szenario 0: Ohne Ersatz (zum Vergleich)	Ausserbetriebnahme der Werke nach 50/60 Jahren
Szenario 1: Ersatz konstant	Ersatz der Werke durch gleiche Leistung wie bisher
Szenario 2A: Ersatz Nutzung Standorte EPR	Ersatz der Werke durch EPR 1600
Szenario 2B: Ersatz Nutzung Standorte EPR/GEN IV	Ersatz der Werke durch EPR 1600/GEN IV
Szenario 3: Ausbau mit neuen Standorten (nicht berücksichtigt)	Zusätzliche Standorte heute politisch kaum machbar; Bei Nutzung der bestehenden Standorte ist der Bedarf (Mittelwert Vorschau 95) bis 2050 gedeckt

11.6.2 Erneuerung der bestehenden Anlagen

Vor dem Hintergrund der Ablehnung eines Ausstieges durch das Volk (Mai 2003) und dem hohen Stellenwert der Kernenergie zur Reduktion des CO₂-Ausstosses kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die bestehenden nuklearen Standorte weiter genutzt werden, sofern die Entwicklung von Verbrauch und Produktion dies erfordern. Aufgrund neuerer Studien der Elektrizitätswirtschaft wird allenfalls eine Zusammenlegung der kleineren Standorte (Mühleberg und Beznau) ins Auge gefasst. Dabei ist ein Ersatz mit gleicher Leistung sowie mit einer höheren Leistung denkbar. Grundsätzlich hat sich ein Trend zu grösseren Anlagen durchgesetzt, sodass kaum mehr LWR-Anlagen der 300-MW-Klasse erstellt werden. Die meisten fortgeschrittenen Druck- und Siedewasserreaktoren der Generation III weisen Leistungen von 1000-1600 MW auf. Vor diesem Hintergrund und aufgrund von Äusserungen verschiedener Verantwortlicher, kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen Mühleberg und Beznau durch ein grosses Kernkraftwerk an einem Standort ersetzt werden. Diese Annahme wird für sämtliche nachfolgenden Szenarien verwendet.

Möglichkeiten der Kühlung

Im Zusammenhang mit einer postulierten Zusammenlegung der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg muss die Möglichkeit der Kühlung etwas genauer betrachtet werden. Der Widerstand gegen die Kernkraft in der Schweiz hatte seinen Ursprung insbesondere im Widerstand gegen die Flusskühlung (Kaiseraugst und Leibstadt). In einem Grundsatzentscheid untersagte der Bundesrat 1971 die Flusskühlung, was eine Umstellung von Leibstadt auf Kühlturbetrieb zur Folge hatte (SGK 1992). Gemäss Gewässerschutzgesetz darf Flusswasser um maximal 3°C auf maximal 25°C erwärmt werden (GSchG 1991). Die beiden heutigen Blöcke in Beznau verfügen über eine Konzession zur Nutzung des Flusswassers. Im Rekordsommer 2003 musste die Leistung zur Einhaltung der darin festgelegten maximalen Rücklauftemperatur von 32°C mehrmals während mehrerer Stunden reduziert werden, in normalen Sommern ist dies kaum je der Fall (SVA 2004b, SVA 2004a). Die Gewässerdaten der Aare bei Stilli zeigen, dass die Grenzwerte des Gewässerschutzgesetzes im

Rahmen des Betriebes nicht ausgeschöpft werden und die Aare auch für höhere Kühlleistungen herangezogen werden könnte (BWG 2002).

Die Zusammenlegung der Werke Beznau und Mühleberg am Standort Beznau führt bei gleicher Leistung (1000 MW, Szenario Konstant) zu einem zusätzlichen Kühlbedarf von ca. 15 %, bei Leistungserhöhung (1600 MW, Szenario Nutzung Standorte) von ca. 86 %. Zur Zeit erwärmt sich das Aarewasser um 1.6 °C, sodass die beiden Varianten theoretisch mit Flusskühlung auskommen könnten, allerdings würde die Leistungserhöhung das Kühlpotenzial praktisch ausschöpfen (KKB 2003). Bleibt anzumerken, dass das gleiche Gewässersystem in Mühleberg entlastet wird. Die Alternative wäre eine Umstellung auf Kühlturbetrieb. Auch eine Hybridlösung mit Flusskühlung im heutigen Umfang und Zusatzkühlung im Ausmass der Leistungserhöhung wäre denkbar, allerdings sind bisher keine Beispiele bekannt, wo dies im grösseren Stil praktiziert wurde. Alle drei Varianten bedürfen einer entsprechenden Konzession. Wie auch in der Vergangenheit und selbst bei Wasserkraftwerken dürfte sich sowohl gegen eine Fluss- wie auch gegen eine Kühlturmkühlung Widerstand regen.

Szenario 0: Ohne Ersatz (Vergleich)

Um die Zeitpunkte der zu erwartenden Ausserbetriebnahmen der Schweizer Kernkraftwerke nach Betriebszeiten von 50 Jahren (Beznau I/II und Mühleberg) beziehungsweise 60 Jahren (Gösgen und Leibstadt) und die damit verbundene Reduktion der Stromerzeugung deutlich aufzuzeigen, ist das Szenario 0 „Ohne Ersatz“ zum Vergleich in allen Szenarien mit enthalten. Es wird hier nicht weiter separat behandelt.

Szenario 1: Ersatz mit konstanter Leistung

Bei einem Ersatz mit gleicher Leistung werden Mühleberg und Beznau zusammengeführt und mit gleicher Totalleistung von ca. 1000 MW ersetzt. Ebenso werden die Reaktoren in Gösgen und in Leibstadt je mit gleich bleibender Leistung von 1000 bzw. 1200 MW ersetzt. Dieses Szenario nimmt an, dass die Standorte weiter gleich genutzt werden wie heute. Der Anteil Nuklearstrom am Strommix bleibt bezüglich heutiger Produktion gleich (40 %) und sinkt auf der Basis Mittelwert Vorschau 95 bis 2035 auf 33 %, bis 2050 auf 30% (siehe Fig. 11.27 und Tab. 11.16).

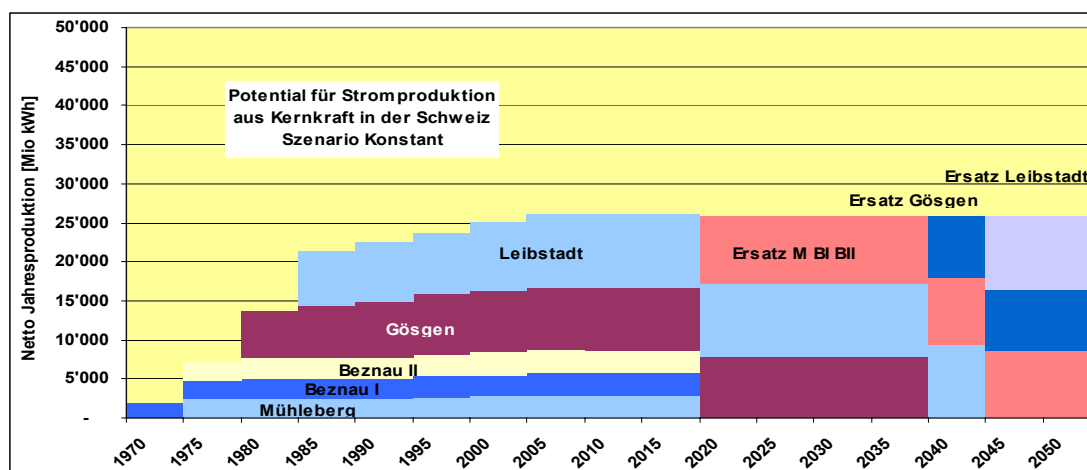


Fig. 11.27: Szenario1: Ersatz der Kraftwerke durch gleiche Leistung, Zusammenlegung von Beznau und Mühleberg

Szenario 2: Ersatz mit maximaler Nutzung der Standorte

Das Szenario Ersatz mit maximaler Nutzung der Standorte geht davon aus, dass an den drei Standorten Beznau, Gösgen und Leibstadt die bestehenden Kraftwerke bei Betriebsende durch neue Kraftwerke mit möglichst hoher Leistung ersetzt werden. Dieses Szenario weist zwei Teilszenarien auf:

Im einen Fall wird davon ausgegangen, dass alle drei Werke durch EPR 1600 ersetzt werden, was zu einem einheitlichen Kraftwerkspark in der Schweiz führen würde, mit allen Synergievorteilen von der Evaluation über den Bau bis zu Wartung und Betrieb (Szenario 2A). Dieses Szenario führt zu einer Steigerung der Produktion um 16 % bis 2035 bzw. um 47 % bis 2050. Der Nuklearanteil sinkt auf der Basis Mittelwert Vorschau 95 bis 2035 leicht von 40 auf 38%, kann aber bis 2050 auf 43% gesteigert werden. Bezüglich heutiger Produktion steigt er auf 46% (2035) bzw. 58% (2050) (siehe Fig. 11.28).

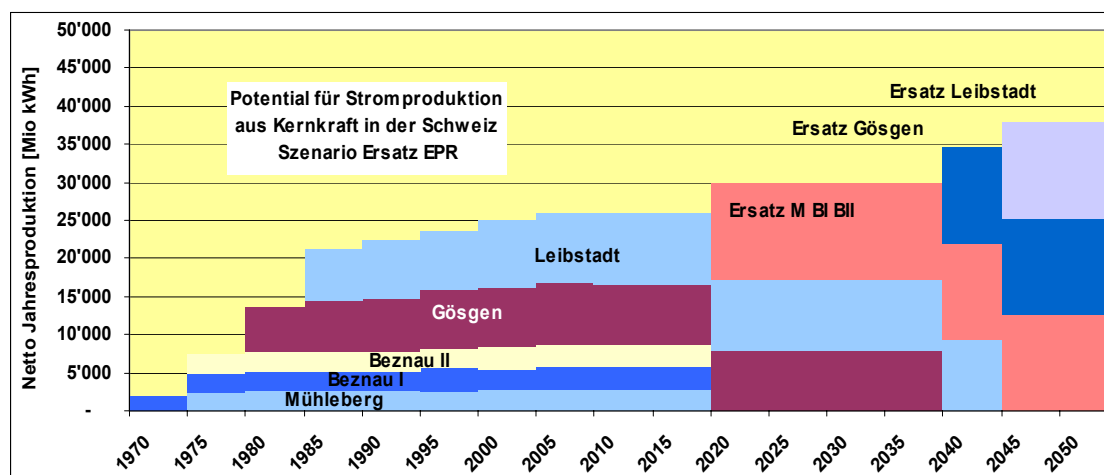


Fig. 11.28 Szenario 2A: Zusammenlegung Beznau und Mühleberg und Ersatz durch EPR 1600, Ersatz von Gösgen und Leibstadt durch EPR 1600,

Im anderen Fall wird davon ausgegangen, dass beim Ersatz von Leibstadt bereits mit der Generation IV gerechnet werden kann (Szenario 2B). Da wegen des besseren thermischen Wirkungsgrades der Reaktoren der Generation IV bei gleicher thermischer Leistung bzw. Kühlkapazität mehr elektrische Energie erzeugt werden kann, ist das Potenzial dieses Szenarios noch etwas grösser (siehe Fig. 11.29). So weist das Kraftwerk der Generation IV eine Leistung von 2000 MW_e auf statt der 1600 MW_e eines EPRs. In Frage käme dafür beispielsweise ein Park von 6-8 VHTRs mit einer Gesamtleistung von 2000 MW_e. Für 2035 sind die Werte gleich wie in Szenario 2A, für 2050 kann die Produktion sogar um 72 % gesteigert werden, der Nuklearanteil steigt auf 51 %. Bezüglich heutiger Produktion steigt er auf 46 % (2035) bzw. 68 % (2050) (siehe Fig. 11.29 und Tab. 11.16).

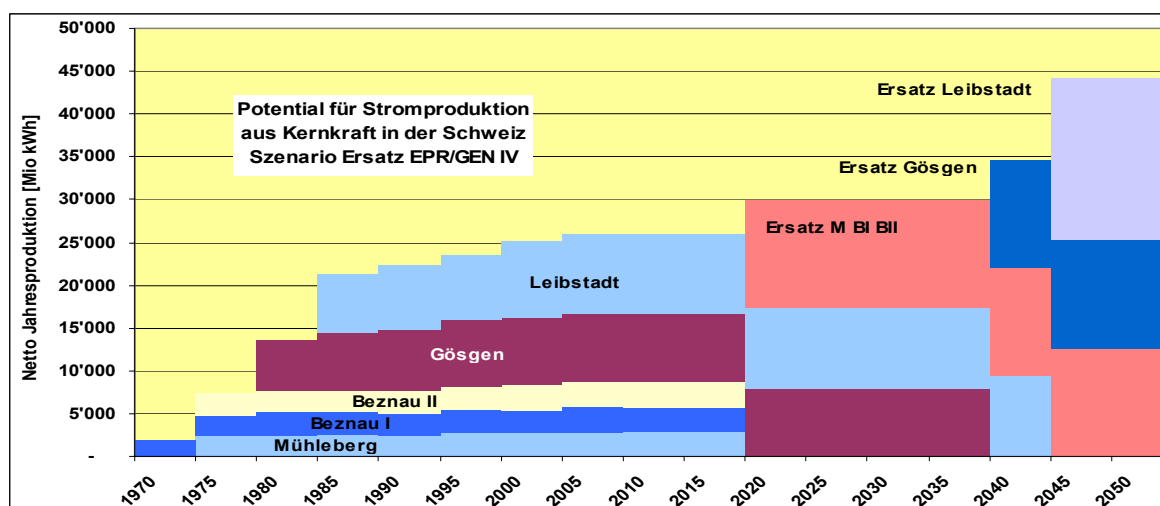


Fig. 11.29 Szenario 2B: Zusammenlegung Beznau und Mühleberg und Ersatz durch EPR 1600, Ersatz von Gösgen durch EPR 1600, Ersatz von Leibstadt durch GEN IV

11.6.3 Ausbau mit neuen Standorten

Der Ausbau mit neuen Standorten wird hier als Zukunftsszenario zur Deckung möglicher Versorgungslücken mit berücksichtigt. Aus heutiger politischer Sicht, obschon die Kernenergie seit den Abstimmungen im Mai 2003 wieder mehr Rückhalt in der Bevölkerung zu geniessen scheint, dürfte die Evaluation neuer Standorte auf heftigen Widerstand verschiedener Interessengruppen stossen. Nicht zu schweigen von der dichten Besiedlung der Schweiz, welche die Standortsuche zusätzlich erschwert. Neue Standorte dürften grosse Schwierigkeiten haben, die hohe Hürde einer Volksabstimmung zu schaffen und auch nach erfolgreicher Abstimmung ist aus heutiger Sicht zu erwarten, dass die Gegner sämtliche Rechtsmittel ausschöpfen und es zu einem sehr langwierigen Verfahren kommt.

Entscheidend für die Realisierung neuer Standorte könnte die erfolgreiche Lösung der Ressourcen- und der Entsorgungsproblematik sein. Diesbezüglich könnte die Einführung der Generation IV eine entscheidende Rolle spielen.

Basierend auf dem mittleren Verbrauchswachstum der Vorschau 95 kommt es je nach Vorgehen für den Ersatz der bestehenden Kraftwerke ab 2020 oder später zu einer Deckungslücke (Baumberger 1995, Gantner et al 2001, Wiederkehr & Brunner 2003a). Im Falle eines Ersatzes mit gleicher Leistung (Szenario 1) fehlen pro Dekade ab 2020 ca. 5 TWh. Dies bedeutet, dass pro Dekade 600-700 MW zusätzliche Leistung benötigt werden, die aus anderen Quellen bereitgestellt werden müsste. Bei Ersatz mit Maximaler Ausnutzung der Standorte ist erst 2050 mit einer kleinen Unterdeckung zu rechnen, sodass erst per 2050/60 ein zusätzliches Kernkraftwerk in Betracht gezogen werden müsste, falls das Wachstum mit Nuklearenergie gedeckt werden soll.

Falls das Wachstum steiler ausfällt, werden pro zusätzliches Prozent Wachstum pro Dekade knapp 7 TWh mehr Energie verbraucht (Basis Landesverbrauch 2003), d.h. gut 800 MW zusätzliche Leistung benötigt. Zur Deckung dieses Mehrbedarfes mit Kernkraft würde alle 20 Jahre ein zusätzlicher Reaktor der EPR-Klasse (1600 MW) nötig. Mit durchschnittlich 2 % pro Jahr 1995-2003 entspricht die Verbrauchszunahme eher auf der „Nachfrage hoch“ der Vorschau 95 und liegt damit etwa ein halbes Prozent über der mittleren Verbrauchszunahme der Vorschau 95 (Wiederkehr & Brunner 2003a, Baumberger 1995).

11.6.4 Vergleich der Szenarien

Ein Vergleich der Szenarien zeigt die Differenzen schön auf. Im Szenario 0 fällt die nukleare Produktion bis 2045 ganz weg. Das Szenario „Ersatz konstant“ geht von einer Weiterführung des Status Quo aus, das Szenario „Ersatz EPR“ setzt auf den Einsatz weiterentwickelter bewährter Technologie und Nutzung deren Potenzials zu einer leichten Steigerung, das Szenario „Ersatz EPR/GEN IV“ geht von einem Einsatz neuester Technologie aus, sobald diese verfügbar ist. Untenstehende Tabelle (Tab. 11.15) und Grafik (Fig. 11.30) fassen die Szenarien zusammen.

Tab. 11.15 Zusammenfassung der Szenarien

Bezeichnung	Mühleberg	Beznau I/II	Gösgen	Leibstadt	Neue 2050+
Leistung heute	355	2x365	970	1165	-
Szenario 1: Ersatz konstant	-	1000	1000	1200	-
Szenario 2A: Ersatz EPR	-	EPR 1600	EPR 1600	EPR 1600	-
Szenario 2B: Ersatz EPR/GEN IV	-	EPR 1600	EPR 1600	GEN IV 2000	-
Szenario 3: Ausbau	-	EPR 1600	EPR 1600	GEN IV 2000	GEN IV 2000

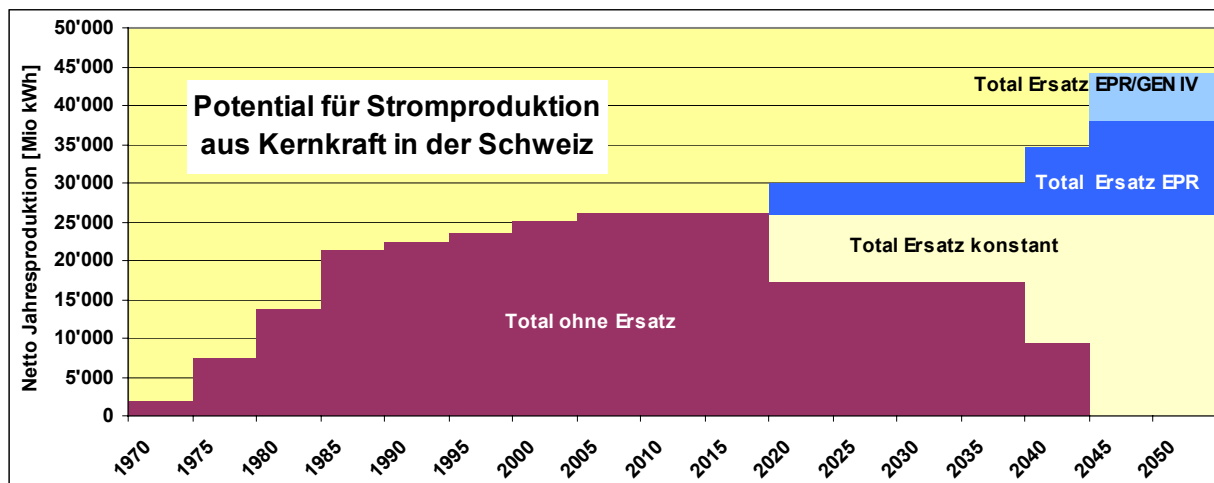


Fig. 11.30 Potenzial für Stromproduktion aus Kernkraft in der Schweiz, alle Szenarien

11.7 Potenzial der Kernenergie in der Schweiz

Das Potenzial der Kernenergie wird in vier Formen dargestellt:

1. Als absoluter Beitrag zur Schweizer Stromproduktion in TWh;
2. Als Zuwachs in % gegenüber der heutigen Produktion der Kernkraftwerke;
3. Als relativer Beitrag zur Gesamtproduktion in % mit Bezug zur heutigen Gesamtproduktion;
4. Als relativer Beitrag zur Gesamtproduktion in % mit Bezug zur mittleren Verbrauchsentwicklung gemäss Vorschau 95 (Baumberger 1995; Wiederkehr & Brunner 2003a).

Je nach politischer Entwicklung kann sich das Potenzial der Kernenergie in sehr unterschiedliche Richtungen entwickeln. Die heutige politische Situation lässt das Szenario ohne Ersatz der bestehenden Anlagen als unwahrscheinlich erscheinen. Dieses würde das Potenzial bis 2045 auf null absinken lassen. Es ist aber für alle Überlegungen zur künftigen Energieversorgung der Schweiz wichtig, zu berücksichtigen, dass in diesem Falle die Kernenergie ab 2045 keinen Beitrag zur Energieversorgung der Schweiz mehr leisten würde und adäquate Ersatzlösungen bereitgestellt werden müssten.

Das Szenario 1 nutzt das heute genutzte Potenzial an den bestehenden Standorten weiterhin.

Das Szenario 2 schöpft an den bestehenden Standorten die Möglichkeiten neuer Kraftwerkstypen aus. Im Teilszenario 2A erhöht sich dadurch das Potenzial bis 2035 gegenüber heute um 16%, bis 2050 um 47%. Grund dafür ist die grössere Leistung der neuen Reaktoren. Im Teilszenario 2B wird davon ausgegangen, dass Leibstadt durch ein Kraftwerk der Generation IV ersetzt werden kann, was wegen des höheren Wirkungsgrades noch einmal eine Vergrösserung des Potenzials zur Folge hat. Bis 2050 erhöht sich das Potenzial in diesem Fall um 72%.

Neue Standorte würden das Potenzial der Kernenergie in der Schweiz noch erheblich vergrössern. Da bei Ausnutzung der bestehenden Standorte aber der Bedarf gemäss Prognose Mittelwert Vorschau 95 der Schweiz bis zum Horizont 2050 gedeckt werden könnte, ist im Rahmen dieser Studie auch kein Bedürfnis nach neuen Standorten vorhanden.

Tab. 11.16: Produktion der Kernenergie in der Schweiz 2002, Potenzial 2035 und 2050 für die verschiedenen Szenarien

	2002				2035						2050					
	Kapazität [MW]	Produktion total [TWh]	Produktion [TWh]	Anteil [%]	Kapazität [MW]	Verbrauch VS95 [TWh]	Produktion [TWh]	Anteil [% 2002]	Anteil [% VS95]	Zuwachs [%]	Kapazität [MW]	Verbrauch VS95 [TWh]	Produktion [TWh]	Anteil [% 2002]	Anteil [% VS95]	Zuwachs [%]
Ohne Ersatz	3220	65	25.7	40%	2135	78	17.3	27%	22%	-33%	0	87	0.0	0%	0%	-100%
Ersatz Konstant	3220	65	25.7	40%	3220	78	25.8	40%	33%	1%	3285	87	25.9	40%	30%	1%
Ersatz EPR	3220	65	25.7	40%	3735	78	29.9	46%	38%	16%	4800	87	37.8	58%	43%	47%
Ersatz EPR/GEN IV	3220	65	25.7	40%	3735	78	29.9	46%	38%	16%	5600	87	44.2	68%	51%	72%

Zusammenfassend weist die Kernenergie bei Entwicklung an den bestehenden Standorten ein zusätzliches Potenzial von 47-72% auf, das durch den Ersatz der bestehenden Anlagen nach Betriebsende durch modernere Anlagen ausgeschöpft werden könnte.

11.7.1 Einflussfaktoren

In welche Richtung sich die Kernenergie in der Schweiz künftig entwickelt, und damit wieviel Potenzial ausgeschöpft werden kann, ist von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Die aufgezeigten Potenziale müssen immer vor dem Hintergrund dieser Einflussfaktoren gesehen werden.

- **Akzeptanz:** Die öffentliche Akzeptanz der Kernenergie spielt eine zentrale Rolle für die künftige Entwicklung der Kernenergie. Langfristig und international dürfte es entscheidend sein, dass keine grösseren Störfälle auftreten, welche die Bevölkerung verunsichern. In der Schweiz sind der Bedarfsnachweis und der Entsorgungsnachweis Voraussetzung für eine Rahmenbewilligung. Das Vertrauen in die Sicherheit, die Lösung der Entsorgungsfrage und mögliche Alternativen dürften die Referenden, die für jedes Kraftwerk gefordert sind, entscheidend beeinflussen. Einen grossen Einfluss auf die Akzeptanz der Kernenergie dürfte zudem die Wirtschaftslage haben, allerdings ist heute schwer zu beurteilen, ob eine gute oder schlechte Wirtschaftslage die Akzeptanz verbessert.
- **Zeitpunkt Technologieentscheid:** Der Technologieentscheid wird 10 und mehr Jahre vor einer geplanten Inbetriebnahme einer neuen Nuklearanlage gefällt werden müssen. Dies bedeutet für die Schweizer Kernkraftwerke konkret folgende Zeitpunkte für den Entscheid: Beznau/Mühleberg 2009, Gösgen 2028, Leibstadt 2034. Systeme, für die bis zu diesem Zeitpunkt keine praktischen Erfahrungen vorliegen, können nicht berücksichtigt werden. Sind Reaktoren der Generation IV bis 2034 nicht mit guter Erfahrung in Betrieb, kann deren zusätzliches Potenzial nicht ausgeschöpft werden. Ein Technologiewechsel nach Erteilung der Rahmenbewilligung ist zwar theoretisch möglich aber unwahrscheinlich. Da in der Schweiz der definitive Entscheid in einer Volksabstimmung fallen wird, wird es wichtig sein, bereits sehr früh ein möglichst konkretes Projekt in Form einer bestellbaren Offerte vorzulegen, um der Bevölkerung genau darzulegen, worüber sie abstimmt, und sie damit zu einer Zustimmung zu gewinnen.
- **Wirtschaftlichkeit:** Die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie dürfte einer der wichtigsten Einflussfaktoren sein, allerdings mit guten Karten aus heutiger Sicht; die Einführung einer allfälligen CO₂-Abgabe dürfte die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie weiter verbessern. Ökonomische Reserven und Fortschritte wurden bisher bei der Kernenergie häufig zu einer weiteren Verbesserung der Sicherheit genutzt. Die Sicherheit soll auch in Zukunft oberste Priorität haben, hat aber heute einen sehr hohen Stand erreicht, sodass in Zukunft weniger damit zu rechnen ist, dass ein Grossteil der ökonomischen Verbesserungen durch zusätzliche Forderungen nach verbesserter Sicherheit zunichte gemacht werden. Durch Vereinheitlichung des Kraftwerkparks in der Schweiz (und auch in Europa) könnten Synergien bei Bau, Betrieb und Entsorgung genutzt werden. Die Integration in ein grösseres Programm z.B. zusammen mit Frankreich wäre eine interessante Option, da bei Bestellungen ab 8 Kraftwerken mit einem Kosten-Vorteil von ca. 20% gerechnet wird.

11.7.2 Bezugsrechte

Da der Import von Nuklearstrom nicht Teil dieser Studie ist, wird dessen Potenzial für die zukünftige Stromversorgung der Schweiz nicht im Detail untersucht. Weil dieses Thema aber im Zusammenhang mit dem Ersatz der Schweizer Kernkraftwerke häufig zur Sprache kommt, soll hier kurz darauf eingegangen werden.

Theoretisch wäre es möglich, relativ grosse Mengen Nuklearstrom aus Frankreich zu importieren und in diesem Sinne Schweizer Kernkraftwerke nicht zu ersetzen, allein mit Importen kann aber der Auftrag zur Sicherung der Versorgungssicherheit nicht wahrgenommen werden. Bisher galt in Europa, dass jedes Land die Kapazitäten zur Sicherung seiner eigenen Versorgung im Notfall bereithalten muss. Diese Regel wurde, wie das Beispiel des Blackouts in Italien gezeigt hat, offensichtlich in den letzten Jahren etwas lockerer beachtet, ist aber gerade durch diesen Vorfall wieder in den Vordergrund gerückt worden.

Heute verfügen die Schweizer Elektrizitätswerke über Bezugsrechte in Frankreich, die etwa der Produktion zweier Kernkraftwerke (Leistung ca. 2 GW) entsprechen. Zur Strategie der Elektrizitätswerke bezüglich Ersatz oder Verlängerung auslaufender Bezugsrechte gibt es wenig Informationen. Im Zusammenhang aktueller Studien des VSE werden 2005 Ergebnisse erwartet, wie Energie- und insbesondere Leistungsbedarf gedeckt werden können. Die Vorschau 95 geht von einem Auslaufen der Bezugsrechte aus, womit ab 2036 keine Bezugsrechte mehr zur Verfügung stünden. Die Analyse 2003 (Wiederkehr & Brunner 2003a) geht wegen höherer Verfügbarkeit von etwas höheren Werten aus als die Vorschau 95 (Baumberger 1995).

Im Weissbuch für die Energieversorgung der Französischen Regierung wird per 2020 mit einem leicht geringeren Verbrauch und einer leicht geringeren Stromproduktion als heute gerechnet, der Nuklearanteil wird allerdings nicht spezifiziert. Dabei ist festzustellen, dass per 2020 etwa die gleiche Überkapazität vorgesehen wird wie heute, also im Prinzip auch gleich viele Bezugsrechte vergeben werden könnten. Einerseits zeigt dies die Bereitschaft Frankreichs auch weiterhin gewisse Exportkapazitäten bereitzuhalten, andererseits ist aber offensichtlich nicht vorgesehen, den Export von Nuklearstrom zu forcieren (Fontaine 2003). Für die Situation nach 2020 kann man auf die Planung der EDF zurückgreifen. Sie sieht langfristig eine praktisch konstante Kapazität auf heutigem Niveau vor, mit einem Rückgang um 2-3 GW um 2035 (siehe auch Grafik Fig. 11.3 Kapitel 11.1). Bisher ist kein Zusammenhang mit den gleichzeitig mit dem sichtbaren Rückgang um 2035 auslaufenden Bezugsrechten der Schweiz kommuniziert worden. Ob langfristig Überkapazitäten für Bezugsrechte der Schweiz geplant sind, bleibt offen.

Grundsätzlich wäre es also möglich, bestehende Bezugsrechte zu ersetzen, eine weitergehende Absicherung im Ausland für schweizerische Kernkraftwerke scheint aber zumindest bei den potenziellen Lieferanten zur Zeit nicht eingeplant.

Der Erwerb von Bezugsrechten im Ausland erfolgte bisher am freien Markt. Wenn es darum geht, die Versorgungssicherheit des Landes sicherzustellen, sind die Elektrizitätsversorger verpflichtet, diese auf dem Markt zu sichern, wenn die eigenen Kapazitäten dazu nicht mehr ausreichen. Es ist davon auszugehen, dass die Schweizer Energieversorger bei Bedarf die Versorgung auch in Zukunft auf diese Art absichern werden. Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes lässt nicht erwarten, dass die Sicherung von Bezugsrechten aus politischen Gründen gesetzlich eingeschränkt wird.

11.8 Kosten

11.8.1 Derzeitige Situation

Zu den Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken gibt es sehr unterschiedliche Angaben. Die Schweiz zeigt stellvertretend für die Welt, wie unterschiedlich diese Informationen sein können. Die Werke Beznau I und II und Mühleberg sind in Elektrizitätsunternehmen integriert und veröffentlichen keine separaten Zahlen zu den Produktionskosten weshalb seit Jahren ein Wert von 6 Rp./kWh als Erzeugungskosten galt (SGK 1992). Auf Anfrage nach einem aktuelleren Wert beziffert Beznau die Gestehungskosten mit 4.5 Rp./kWh (KKB 2004). Demgegenüber veröffentlichen die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt jährlich detaillierte Geschäftsberichte und geben genaue Erzeugungskosten an (KKG 2002, KKL 2002). Sie betragen 4 bzw. 5.4 Rp./kWh. Selbst die Aufteilung der Kosten wird genau bekannt gegeben (siehe Fig. 11.31). Im Unterschied zur Kostenaufteilung, die in Kapitel 11.3.2 dargestellt ist (Fig. 11.21), handelt es sich dabei nicht um eine Lebensdauerbetrachtung sondern um eine aktuelle Kostenstruktur für teilweise abgeschriebene Anlagen.

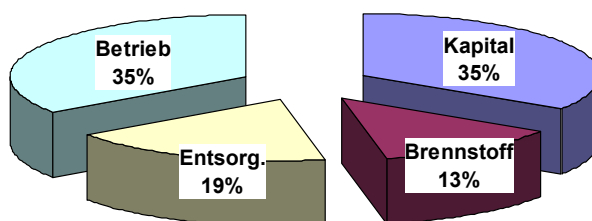


Fig. 11.31 Anteile der Erzeugungskosten für Gösgen/Leibstadt 2002 (KKG 2002, KKL 2002)

Die Höhe der Anfangsinvestitionen, die Abschreibungsmethode und der aktuelle Stand der Abschreibungen der betrachteten Kraftwerke haben einen grossen Einfluss auf die Gestehungskosten. Auch Nachrüstprogramme schlagen sich auf die Gestehungskosten nieder. So dürften für Beznau und Mühleberg die Anfangsinvestitionen in der Zwischenzeit zwar abgeschrieben sein, allerdings wurden aus betrieblichen und sicherheitstechnischen Gründen umfangreiche Nachrüstprogramme nötig, die praktisch gleich viel wie der Bau dieser Anlagen kosteten und sich entsprechend in den Gestehungskosten niederschlagen. Im Falle von Gösgen sind die Abschreibungen schon weit fortgeschritten und belasten die Rechnung immer weniger.

Der komplizierteste Fall in der Schweiz ist Leibstadt: Das Werk wurde durch verschiedene Verzögerungen beim Bau erheblich teurer als geplant, was die Gestehungskosten bis vor kurzem erheblich belastete (1990: 10 Rp./kWh, 1996: 8.4 Rp./kWh). Die fortschreitenden Abschreibungen und die Umstellung der Abschreibungsdauer von 30 auf 40 Jahre für Teile der Anlage per Anfang 2000 entsprechend der betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer, haben die Gestehungskosten reduziert.

Dieses Beispiel zeigt auch, dass hohe Anfangsinvestitionen die Rechnung zwar belasten, dass aber die Abschreibungsregeln einen ebenso entscheidenden Einfluss haben. Daneben konnten mit betrieblichen Optimierungen die Kosten reduziert und mit Leistungssteigerungen und Verkürzung der Revisionszeiten die Erträge gesteigert werden, und damit die Gestehungskosten reduziert werden. Trotz der grossen Unterschiede zwischen den Anlagen ergibt sich für die Schweiz insgesamt ein recht einheitliches Bild, mit Erzeugungskosten von 4-5.4 Rp./kWh.

International ist die Situation um einiges komplexer. Die Bedingungen wie Zinsen, Abschreibungsregeln und Stand der Abschreibungen sind in den verschiedenen Betreiberländern sehr unterschiedlich. Es ist deshalb schwer, die Werte zu vergleichen. Je nach Abschreibungsmethode und Stand der Abschreibung ergeben sich unter Umständen extrem tiefe Kosten. In den USA werden die Kosten mit 2.2 Rp./kWh angegeben, allerdings ohne Kapitalkosten (NEI 2004). Die Kernkraftwerke werden in den USA gemäss Vorschrift über 15 Jahre abgeschrieben, was heute zu einem praktisch abgeschriebenen Kraftwerkspark mit entsprechend tiefen Kosten führt. Belastet man diese gemäss Angaben des US Department of Energy (DOE) mit einem Anteil Kapitalkosten, um sie besser

vergleichbar zu machen, ergeben sich Erzeugungskosten von 4.9 Rp./kWh (UIC 2004). Die OECD berechnet für ihre Mitglieder einen Mittelwert von 4.5 Rp./kWh.

Mit mittleren Kosten von 2.8 Rp./kWh nehmen die finnischen Reaktoren (BWR) in Olkiluoto eine Spitzenposition ein (Tarjanne & Loustarinen 2002). Dies erstaunt umso mehr, als es sich dabei um Lebensdauerkosten handelt, die ja gegenüber den mit fortschreitender Betriebsdauer abnehmenden aktuellen Kosten eher höher ausfallen müssten. Diese tiefen Kosten werden primär erreicht mit einer hohen Verfügbarkeit von über 90%, daneben sind die Entsorgungskosten und das Preisniveau in Finnland relativ tief.

Abgesehen von diesem Wert sind die Erzeugungskosten meist zwischen 4 und 5 Rp./kWh. Obschon die Schweizer Kernkraftwerke den Ruf haben, teuer zu produzieren, sind die Erzeugungskosten durchaus vergleichbar mit internationalen Werten. Einige Studien rechnen mit sehr hohen Zinsen und kurzen Abschreibungs- und Nutzungsdauern und kommen deshalb zum Teil auf höhere Erzeugungskosten, die sich aber bei Anpassung der Parameter wieder etwa im gleichen Rahmen bewegen (RAE 2004, MIT 2003). Folgende Tabelle (Tab. 11.17) gibt einen Überblick.

Tab. 11.17 Überblick über die Erzeugungskosten heute/historisch (NEI 2004; UIC 2004)

Schweiz	4-5.4 Rp./kWh
US NEI	2.2 Rp./kWh
US+Kapitalkosten (DOE)	4.9 Rp./kWh
FIN historisch 1981-1999	2.8 Rp./kWh
OECD	4.5 Rp./kWh

In der vorliegenden Studie interessieren insbesondere die Erzeugungskosten von künftigen Kernkraftwerken und deren Vergleich mit den Kosten von bestehenden Anlagen. Da aber der Berechnungsansatz für beide Fälle im Allgemeinen sehr unterschiedlich ist, sind diese Kosten nur sehr schwer vergleichbar. So werden für künftige Kernkraftwerke die Erzeugungskosten über die gesamte Lebensdauer berechnet, währenddem die bestehenden Kernkraftwerke aktuelle Kosten angeben, die bei völlig abgeschriebenen Kapitalkosten weit unter den Lebensdauerkosten liegen. Zusätzlich zu den sehr unterschiedlichen Berechnungsmethoden der Kraftwerksbetreiber wird ein Vergleich durch eine sehr restriktive Informationspolitik bezüglich der Kosten erschwert.

Tab. 11.18 Vergleich von heutigen und zukünftigen Erzeugungskosten [1.55 CHF/EUR; 1.30 CHF/USD; 2.30 CHF/GBP]

Kosten [Rp./kWh]	Heute	Zukunft	Quelle/Bemerkungen
Beznau/Mühleberg	4.5	< 4.5	Angabe Beznau
Gösgen	4.06	4	Geschäftsbericht 2002
Leibstadt	5.3	< 5	Geschäftsbericht und Internet 2002
CH (Bandbreite)	4-5.3	4-5	Bandbreite der bestehenden Anlagen CH
CH: Prognos 1999	6	5.3	Prognos 1999
Kroeger/Fischer 1998	4.9	-	Kröger & Fischer 1998
Deutschland Konvoi Typ	4.5	2.3	UIC 2004 (2.3 nach vollst. Abschreibung)
OECD	4.5	3.2-4.3	UIC 2004/OECD/IEA 1992
Japan	9	7.5	ABWR (Erstanlage), UIC 2004/OECD
Frankreich	5	4.2	UIC 2004/OECD
UK	5.3	-	RAE 2004/UIC 2004/OECD
USA Production	2.2	-	NEI 2004
USA DOE (55% Capital)	4.9	4.3	NEI 2004/UIC 2004
USA New Plants FOAKE	-	6-9	First of a Kind Kosten (Tolley & Jones 2004)
USA New Plants Serie	-	4-6	Kosten Serie (Tolley & Jones 2004)
EPR Finnland (Heute: BWR)	2.8	3.7	Tarjanne & Loustarinen 2002
EPR Frankreich	-	3.5-4	DGEMP 2003
EPR CH	-	4-5	Höhere Entsorgungskosten
GEN IV	-	2.5-3.5	GIF 2002a

Verschiedene Studien haben versucht, alle Berechnungen zu harmonisieren (Tolley & Jones 2004; MIT 2003, Kröger & Fischer 1998). Für künftige Werke ist das ein tauglicher Ansatz, es hat sich aber gezeigt, dass es praktisch unmöglich ist, einen gemeinsamen Nenner für den Vergleich der Kosten von bestehenden Kernkraftwerken zu finden. Trotz Versuchen zur Harmonisierung bleibt der Vergleich der Erzeugungskosten bestehender Kraftwerke mit geplanten Kosten künftiger Werke schwierig. Für bestehende Anlagen sind zum Teil konkrete Werte bekannt, für Generation III/III+ basiert man auf detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnungen, auf konkreten Offerten oder Bestellungen (EPR, Finnland) oder im besten Fall auf bereits bestehenden Anlagen (ABWR, Japan). Die japanischen Reaktoren der Generation III sind allerdings als die ersten Ihrer Art teurer als Serienprodukte und genügen zudem höheren Anforderungen der Erdbebensicherheit. Für die Generation IV handelt es sich mehrheitlich um Zielwerte oder um grobe erste Schätzungen, welche die Nuklearenergie in eine konkurrenzfähige Position versetzen würden, die aber gleichzeitig auch erreicht werden müssen, um die Kernenergie als echte Option für die Zukunft zu erhalten (GIF 2002). Obenstehende Tabelle zeigt eine Übersicht aus verschiedenen Studien (siehe Tab. 11.18).

11.8.2 Zukünftige Entwicklung

Bestehende Kernkraftwerke

Aufgrund von Optimierungen des Betriebes und fortschreitender Abschreibung werden die Erzeugungskosten der bestehenden Kernkraftwerke weiter sinken. Prognosen verschiedener Länder lassen Kosten um 4 Rp./kWh oder knapp darunter erwarten. Die deutschen Druckwasserreaktoren des Konvoityps werden nach vollständiger Abschreibung für 2.3 Rp./kWh produzieren (UIC 2004).

Externe Kosten

Die Stromerzeugung verursacht auch externe Kosten, die aber je nach Energieträger stark variieren. Bis heute werden diese Kosten den Erzeugungskosten in den meisten Ländern nicht belastet, da sich erst in wenigen Fällen ein politischer Konsens gefunden werden konnte. Neben einigen Ländern, die eine CO₂-Steuer kennen, zeichnet sich aber mittelfristig deren Einführung in verschiedenen Ländern ab. Ebenso wurden die Einführung von Emissionszertifikaten und deren Handel an einer dafür eingerichteten Börse gestartet, läuft aber weniger gut, als erwartet. Die Berücksichtigung von externen Kosten bei der Stromerzeugung (Hirschberg & Jakob 1999) könnte insbesondere die Elektrizitätserzeugung mit fossilen Energieträgern stark verteuern und damit die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie weiter verbessern.

Tab. 11.19 Verteuerung der Stromerzeugung bei Berücksichtigung der externen Kosten (Hirschberg & Jakob 1999)

Energieträger	Kohle/Öl	Gas	Nuklear
Verteuerung	+50 % bis +200 %	+15 % bis +80 %	+1 % bis +15 %

Neue Technologien

Für die neuen Technologien liegen noch sehr unterschiedliche Angaben vor. Als konkretes Beispiel wird hier der EPR (Offerte/Bestellung Finnland) herangezogen. Für Bestellungen von Serien werden Kostenvorteile beim Bau von ca. 20 % erwartet, was sich je nach Kostenstruktur in 5-10 % tieferen Erzeugungskosten niederschlägt. Ausgehend von den Erzeugungskosten des finnischen EPR von 3.7 Rp./kWh ergibt dies mittelfristig Erzeugungskosten von 3.0-3.5 Rp./kWh. Die Generation III/III+ hat damit das Potenzial, die Kosten gegenüber heute (4.5 Rp./kWh) um 20-30 % zu senken. Für die Schweiz muss primär wegen höheren Entsorgungskosten mit etwas höheren Erzeugungskosten von 4.1-5.2 Rp./kWh gerechnet werden (siehe Tab. 11.20 und Tab. 11.21).

Die folgende Tabelle (Tab. 11.20) stellt die Werte für den EPR in Finnland, den Berechnungen für den EPR in Frankreich und den daraus abgeleiteten Werten für eine denkbare Realisierung eines EPRs in

der Schweiz gegenüber. Die Werte können geringfügig variieren, je nach angenommener Betriebsdauer und internationalen Wechselkursen.

Tab. 11.20 Kosten des EPR im Vergleich für Finnland (Erstinstallation; Tarjanne & Loustarinen 2002; Framatome 2003), Frankreich (Serie; Forschungsaufwand und Umweltabgaben sind Betrieb und Brennstoff zugeschlagen; DGEMP 2003) und die Schweiz (Investition und Betrieb wie Frankreich, Brennstoffkosten wie Gösigen/Leibstadt; KKG 2002; KKL 2002)

EPR		Finnland (Erste)	Frankreich (Serie)		Schweiz (Serie)	
Leistung	MW _e	1600	1600		1600	
Lebensdauer	y	40	60		60	
Zinssatz	%	5	5	8	5	8
Baukosten (inkl. Bauzinsen)	Mia CHF	4.7	3.7	4.2	3.7	4.2
Spezifische Baukosten	CHF/kW _e	3000	2400	2600	2400	2600
Kapitalkosten	Rp./kWh	2.1	2.0	2.7	2.0	2.7
Betriebskosten	Rp./kWh	1.1	0.8	1.0	0.8	1.0
Brennstoffkosten	Rp./kWh	0.5	0.7	0.9	1.3	1.5
Gestehungskosten total	Rp./kWh	3.7	3.5	4.6	4.1	5.2

Obschon der finnische EPR eine Erstanlage ist, wartet er bereits mit verhältnismässig tiefen Kosten auf. Dies kann auf vier Ursachen zurückgeführt werden: Erstens scheint die Offerte für die schlüsselfertige Anlage bereits verhältnismässig günstig zu sein. Zweitens sind dem Projekt von der Regierung günstige Finanzierungsbedingungen gewährt worden. Drittens sind die Brennstoffkosten sehr tief, was insbesondere auf tiefere Entsorgungskosten zurückzuführen ist. So wird beispielsweise überlegt, das Endlager direkt auf dem Gelände des Kraftwerkes zu erstellen, womit die Transporte entfallen und ein Teil der Infrastruktur für Konditionierung und Zwischenlagerung nicht benötigt wird. Viertens verfügt das Kraftwerk bereits heute über langfristige Strombezugsverträge mit der Industrie (Papier-), sodass das Risiko kleiner ist, und wesentlich günstigeres Kapital beschafft werden konnte.

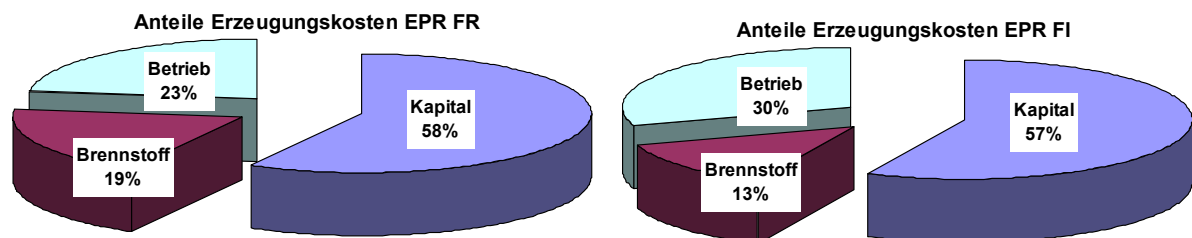


Fig. 11.32 Anteile der Erzeugungskosten für den EPR für Frankreich (links, Forschungsaufwand und Umweltabgaben sind Betrieb und Brennstoff zugeschlagen; DGEMP 2003) und für Finnland (Tarjanne & Loustarinen 2002)

Ein Vergleich der französischen Kostenschätzungen mit den finnischen Zahlen zeigt, dass zwar die Baukosten je nach Zins 10-20 % tiefer ausfallen, aber aufgrund der etwas höheren üblichen Zinsen von 5-8 % die Kapitalkosten praktisch gleich hoch oder höher sind. Für den Betrieb rechnet man in Frankreich mit ähnlichen, für den Brennstoff mit etwas höheren Kosten als in Finnland.

Die Kosten für einen Schweizer EPR wurden auf der Basis der französischen Zahlen abgeschätzt. Investitionen und Betriebskosten wurden übernommen, die Brennstoffkosten wurden an die Zahlen aus Gösigen bzw. Leibstadt angepasst. Es resultieren Kosten von 4-5 Rp./kWh.

Für die Generation IV sind bisher erst Zielwerte bekannt. Es werden Kostenvorteile im Betrieb von 10-20 % und beim Bau von 20-30 % anvisiert. Daraus lassen sich Erzeugungskosten von 2.5-3.5 Rp./kWh ermitteln. Gegenüber heute sollen diese Kraftwerke also die Erzeugungskosten um 20-

45 % reduzieren. Gegenüber der Generation III/III+ liegt der Kostenvorteil zwischen 0 und knapp 30 % (siehe Tab. 11.21).

Tab. 11.21 Überblick über die Erzeugungskosten GEN III (Bestellungen/Schätzungen) und GEN IV (Zielwerte)

Erzeugungskosten GEN III/III+ (Offerierte Werte)	EPR Finnland	3.7 Rp./kWh	Offerte/Bestellung Finnland
	EPR Serie	3.0-3.5 Rp./kWh	Schätzung Serievorteil
	EPR Serie Frankreich	3.5-4.6 Rp./kWh	Schätzung Frankreich
	EPR CH	4.1-5.2 Rp./kWh	(höhere Entsorgungskosten)
Erzeugungskosten GEN IV (Zielwerte)	Produktion ohne Kapital	1.7-2.0 Rp./kWh	(10-20% red)
	Baukosten	1300-2600 CHF/kW _e	(20-30% red)
	Erzeugungskosten total	2.5-3.5 Rp./kWh	Zielwerte

Perspektive CH mit Ersatzszenario

Für die heutigen Kosten wird nicht mit einem Durchschnittswert gerechnet, sondern mit einer Spannweite. Die heutigen 4.0-5.3 Rp./kWh dürften mit fortschreitender Abschreibung der bestehenden Kernkraftwerke eher bei 4-5 Rp./kWh zu liegen kommen. Sollten Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass auch in der Schweiz mit tieferen Entsorgungskosten gerechnet werden kann, würden sich die Erzeugungskosten um weitere 5-10 % reduzieren.

Mit der Generation III/III+ dürften die Kosten 2035/2050 sowohl im Szenario „Ersatz konstant“ wie auch im Szenario „Ersatz mit Ausnutzung der Standorte“ mit 4.1-5.2 Rp./kWh etwa gehalten werden. Falls die Generation IV in der Schweiz zum Einsatz kommt, sollten ab 2050 Erzeugungskosten um 4 Rp./kWh oder sogar darunter erreicht werden können.

11.9 Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekte

An dieser Stelle werden einige Umwelt- und Sicherheitsaspekte beleuchtet, die in der öffentlichen Debatte diskutiert werden.

11.9.1 Kohlendioxid

Im Rahmen der Ecoinventstudien (Dones et al. 2004a), sind die Emissionen verschiedener Energiesysteme über den gesamten Lebenszyklus untersucht, zusammengestellt und verglichen worden. Selbst unter Berücksichtigung von Rohstoffgewinnung, Bau, Betrieb und Entsorgung ist der CO₂-Ausstoss der Kernenergie immer noch sehr gering. Folgende Grafik (Fig. 11.33) zeigt sehr deutlich auf, dass die Bezeichnung „CO₂-frei“ für Nuklearenergie verwendet werden kann. Der CO₂-Ausstoss liegt in der gleichen Grössenordnung wie von Wasserkraft.

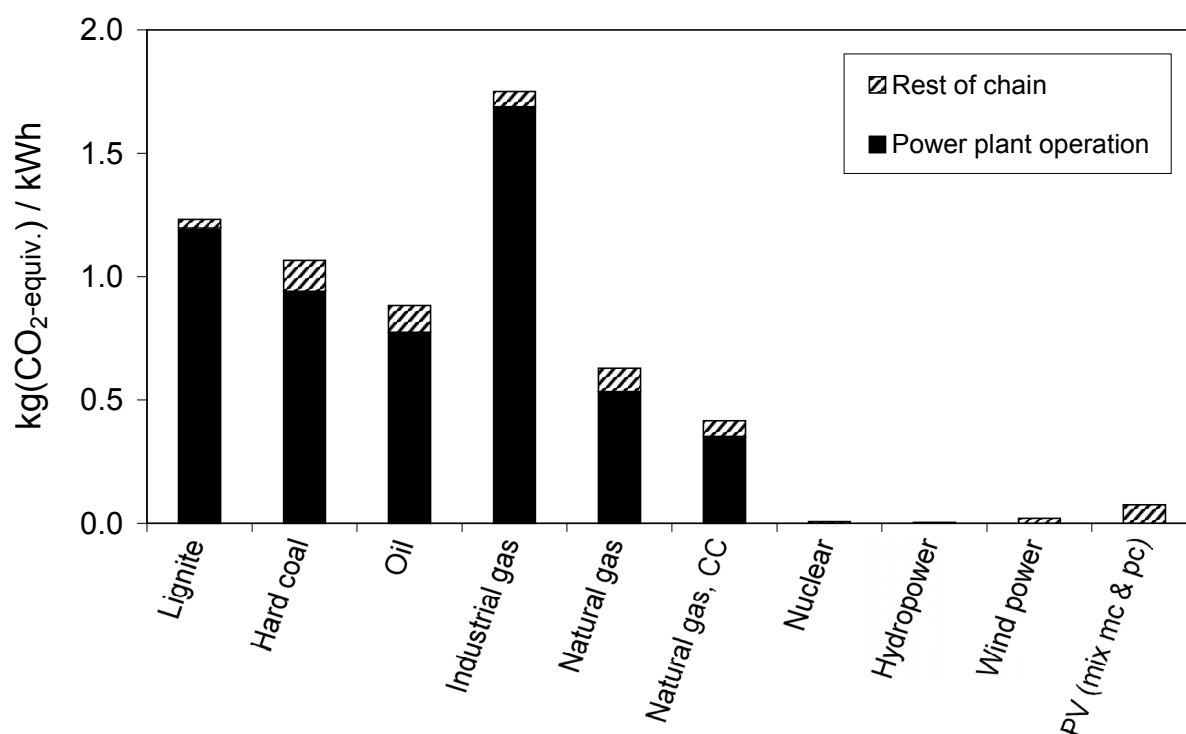


Fig. 11.33 Vergleich des totalen Ausstosses an Treibhausgasemissionen (ausgedrückt als CO₂-äquivalent) für verschiedene Stromerzeugungssysteme (Dones et al. 2004d)

11.9.2 Strahlenbelastung

Über den gesamten Lebenszyklus betrachtet macht das Kernkraftwerk im Vergleich zur Urangewinnung oder zur Rezyklierung nur den kleineren Anteil der Strahlenbelastung aus. Die Abgabe von Radioaktivität über den gesamten Nuklearkreislauf an die Umgebung während des Normalbetriebs und die daraus errechenbaren Strahlendosen stellen nur einen Bruchteil (weniger als 1%) der natürlichen Strahlenbelastung dar. Die Abgabe von radioaktiven Stoffen und Strahlung aus den Kernkraftwerken an die Umgebung, wird dauernd überwacht und von mehreren untereinander unabhängigen Stellen (Betreiber und Behörden) kontrolliert. Die Strahlenbelastung in der Schweiz kann laufend über Internet, Teletext oder die Nationale Alarmzentrale abgefragt werden. Die Statistik der letzten zwanzig Jahre zeigt, dass alle radioaktiven Abgaben der schweizerischen Kernkraftwerke weit unter den erlaubten, sehr tief angesetzten Grenzwerten liegen.

11.9.3 Entsorgung

Die Abfallmengen der Kernkraftwerke sind im Vergleich zu den meisten anderen Energietechnologien klein. Durch Konditionierung werden die Abfälle nach Sorten getrennt, kompaktiert und für die Lagerung verpackt. Neueste Berechnungen der Nagra basieren auf 50/60 Betriebsjahren (PSI 2004) und ergeben für alle Kernkraftwerke der Schweiz zusammen knapp 16'000 m³ hochaktive und langlebige Mittelaktive Abfälle (Brennelemente (BE), Hochaktive Abfälle (HAA), langlebige mittelaktive Abfälle (LMA)). Diese sollen in einem geologischen Tiefenlager sicher und von der Umwelt abgeschlossen gelagert werden. Daneben entstehen ca. 90'000 m³ schwach- und mittelaktive Abfälle (SMA), für die ein separates geologisches Lager mit einer Kapazität von 100'000 m³ vorgesehen ist (siehe Tab. 11.22).

Zum Vergleich: Kohlekraftwerke würden in dieser Zeit und für die gleiche Energiemenge etwa 25'000'000 m³ feste Abfälle (Asche, Gips) hinterlassen, den Filterstaub nicht eingerechnet.

Tab. 11.22 Abfallvolumen der Schweizer Kernkraftwerke (PSI 2004)

	Kategorie	Volumen [m ³]
Brennelemente	BE	8'300
Hochaktive Abfälle	HAA	1'000
Langlebige Mittelaktive Abfälle	LMA	6'500
Total Lager	BE/HAA/LMA	15'800
Schwachaktive Abfälle Betrieb	SMA	35'000
Schwachaktive Abfälle Stilllegung	SMA	29'000
Schwachaktive Abfälle Wiederaufarbeitung	SMA	4'000
Schwachaktive Abfälle Medizin, Industrie, Forschung	MIF	22'000
Total Lager SMA	SMA	90'000

Die Entsorgungsfrage wird unter anderem auch wegen den notwendigen langen Verschlusszeiten kontrovers diskutiert. Die Fragen der Verteilung der Risiken und Lasten auf die Generationen oder umgekehrt der Wahrung der Chancengleichheit, also einer gleichmässigen Verteilung der Ressourcen mit dem Ziel, den Handlungsspielraum künftiger Generationen zu erhalten sind dabei sehr komplex und ungelöst. Als Ansatz dazu hat die Hauptabteilung für Sicherheit (HSK) eines der Ziele für ein Endlager für hochaktive Abfälle wie folgt formuliert:

“Die Freisetzung von Radionukliden aus einem verschlossenen Endlager infolge realistischerweise anzunehmender Vorgänge und Ereignisse soll zu keiner Zeit zu jährlichen Individualdosen führen, die 0.1 mSv überschreiten.”

Diese Belastung entspricht 2,5 % der durchschnittlichen individuellen Gesamtbelastung durch natürliche und künstliche Strahlung in der Schweiz, die ca. 4 mSv beträgt.

Eine sichere Endlagerung von verglasten hochaktiven Abfällen in geeigneten Wirtgesteinskörper, wie sie von der Nagra untersucht worden sind, ist heute zweifellos möglich, vorausgesetzt es kann ein geeigneter Standort gefunden werden und die Lager werden nach dem Stand der Technik im Untertagebau geplant und gebaut (nagra 2004).

11.9.4 Sicherheit

Die Sicherheit von Kernanlagen wurde in den letzten 25 Jahren erheblich gesteigert. Die Sicherheitsvorschriften wurden massiv verschärft und laufend angepasst. Die International Nuclear Safety Advisory Group (INSAG) der IAEA veröffentlicht periodisch Minimalstandards und Empfehlungen für bestehende und neue Kraftwerke, die letzte Überarbeitung erfolgte 1999 (INSAG 12). Die Vorschriften der Elektrizitätswirtschaft (utility requirements) der USA (URD) und der EU (EUR) gehen meist darüber hinaus.

Die Mindestanforderungen für die Eintretenswahrscheinlichkeit einer Kernschmelze (Core Damage Frequency CDF) sind in der INSAG-12 Empfehlung für neue Kernkraftwerke um zwei Grössenordnungen auf 10^{-5} pro Reaktorjahr verschärft worden. Bestehende Anlagen müssen um eine Grössenordnung auf mindestens 10^{-4} pro Reaktorjahr nachgerüstet werden (siehe Fig. 11.34). Da die Kernkraftwerke des Westens diese Forderung im Allgemeinen längst erfüllen, sind von dieser Vorgabe insbesondere Reaktoren des ehemaligen Ostblocks und Russlands betroffen. Der Zielwert des CDF für neue europäische Anlagen liegt bei 10^{-6} pro Reaktorjahr (EUR). Die Wahrscheinlichkeit einer massgeblichen Freisetzung von Radioaktivität (Large Release Frequency, LRF) wird noch eine Grössenordnung tiefer angesetzt (10^{-7} pro Reaktorjahr).

In der Schweiz sind die Kraftwerke Beznau und Mühleberg Ende der 80er Jahre (noch vor INSAG 3) mit umfangreichen Nachrüstungsprogrammen (NANO und SUSAN) auf einen neuen Stand gebracht worden, der bereits damals die spätere INSAG 12 Empfehlung für neue Kernkraftwerke erfüllte. Die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt übertreffen diesen Standard und entsprechen etwa dem Standard der französischen Kraftwerke der N4 Klasse.

Unter den wichtigen Energieerzeugungsketten (ohne Neue Erneuerbare) weisen die westliche Wasserkraft und die Nuklearenergie die niedrigsten zu erwartenden Todesraten (Todesfälle pro produzierte GWh) aufgrund schwerer Unfälle auf. Dies widerspiegelt sich auch in entsprechend tiefen damit verbundenen externen Kosten. Gleichzeitig ist das Ausmass der Schäden eines extremen Unfalles für Nuklearenergie und Wasserkraft am grössten. Die Bewertung dieser Tatsache hängt stark von den Prioritäten der Interessensgruppen ab und beeinflusst zusammen mit den Entsorgungsfragen die Positionierung der Nuklearenergie im Nachhaltigkeitskontext (Hirschberg 1998; Burgherr et al. 2004).

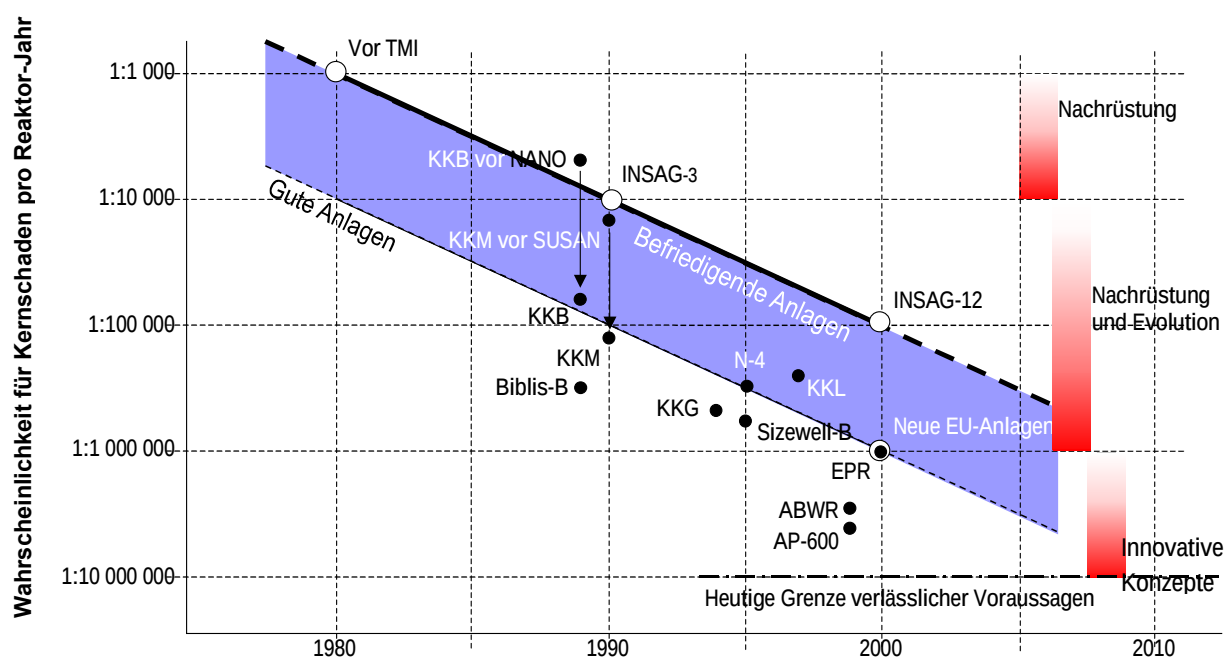


Fig. 11.34 Entwicklung der Sicherheit in Kernkraftwerken: Vorschriften, Schweizer Kernkraftwerke und Beispiele (IAEA 1995)

11.10 Schlussfolgerungen

Potenzial

Bei einem Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke durch neue Anlagen der EPR-Klasse mit maximaler Nutzung der Standorte kann auch mit der zu erwartenden Bedarfszunahme (Mittelwert aus der Vorschau 95 [Baumberger 1995; Wiederkehr & Brunner 2003a]) der **Anteil** der Kernenergie am CH-Strommix von rund 40 % etwa gehalten werden. Falls beim Ersatz von Leibstadt bereits ein Reaktor der Generation IV einsatzbereit ist, könnte dieser Anteil sogar auf 50 % gesteigert werden.

Die Produktion der Kernkraftwerke in der Schweiz an den bestehenden Standorten kann mit EPRs bis 2035 um 20 % gegenüber heute gesteigert werden. Bis 2050 ist eine Steigerung um 40 % gegenüber heute möglich. Im Falle eines Generation IV Reaktors für Leibstadt ist wegen des besseren Wirkungsgrades sogar eine Steigerung der Kernenergieproduktion um 75 % möglich.

Konkurrenzfähigkeit/Kosten

Aufgrund der Kostenanalyse hat sich gezeigt, dass die Nuklearenergie mit dem bestehenden Park und den fortgeschrittenen Reaktoren gegenüber heute favorisierten Alternativen wie Gas sehr konkurrenzfähig ist. Einzig Kohle liegt etwa gleich, oder in einigen Ländern (z.B. USA) knapp unter der Kernenergie. Neue Kohle-Kraftwerke dürften aber eher teurer sein als Kernkraftwerke.

Mit den neuen Reaktoren der Generation III/III+ wie dem EPR dürften die Stromerzeugungskosten in der Schweiz leicht sinken (4-5 Rp./kWh) und entsprechen etwa den mittelfristig zu erwartenden Kosten der bestehenden Reaktoren.

Ziele der künftigen Generation IV sind Reduktion der Betriebskosten um 10-20% und der Baukosten um 10-30%. Werden diese Ziele erreicht, können die Erzeugungskosten gegenüber heute um 20-45%, gegenüber der Generation III/III+ um bis zu 30% gesenkt werden.

Die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie wird durch steigende Gas-/Ölpreise und die Einführung einer CO₂-Abgabe verbessert und durch steigende Zinsen verschlechtert. Da beide Effekte in der globalen Wirtschaft meist gleichzeitig auftreten, ist schwierig zu sagen, ob sich eine Preiserhöhung der fossilen Energieträger, wie sie zur Zeit eingetreten ist, fördernd auf die Kernenergie auswirkt. Da 50% der heute jährlich zugebauten Kapazität gasbetriebene Anlagen sind, dürfte der Preisdruck auf Gas weiter zunehmen.

Auswirkungen

Die Ausschöpfung des Potenzials der Kernenergie an den bestehenden Standorten erlaubt die Beibehaltung des praktisch CO₂-freien Energiemixes in der Schweiz. Die neuen Kernkraftwerke der Generationen III/III+ und IV haben eine 10-100 mal kleinere Wahrscheinlichkeit für einen Kernschmelzunfall als die Anlagen der Generation II und sind so ausgelegt, dass selbst die Auswirkungen schwerster Unfälle in der Anlage begrenzt bleiben und keine Belastungen für die Umgebung verursachen. Die Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung ist bei den neuen Kernkraftwerken praktisch unmöglich und auch die anfallenden Abfallmengen werden erheblich reduziert.

Reaktoren der Generation IV und kombinierte Kraftwerkparcs aus Reaktoren der Generation III/III+ und IV könnten die Abfallmengen langfristig stark reduzieren und die Radiotoxizität erheblich vermindern. Letztere könnte damit bereits nach wenigen hundert Jahren auf das Niveau jener von Natururan abgesenkt werden, sodass die notwendigen Verschlusszeiten im Endlager und damit das Langfristrisiko erheblich reduziert.

Entscheidend für die Nutzung des Potenzials der Kernenergie, wird deren Akzeptanz in der Bevölkerung sein. Diese wiederum wird stark vom Vertrauen in die Technologie und von der Lösung der Entsorgungsfrage aber auch von der generellen Wirtschaftslage beeinflusst.

11.11 Abkürzungsverzeichnis

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor
ALMR	Advanced Liquid Metal Reactor
ALWR	Advanced Light Water Reactor
AP600/1000	Advanced Pressurized Water Reactor 600/1000
APR1400	Advanced Power Reactor 1400
BE	Brennelement; für Endlager, konditionierte Brennelemente in Behälter
BFE	Bundesamt für Energiewirtschaft (CH)
BWR	Boiling Water Reactor, Siedewasserreaktor
CANDU	Canada Deuterium Uranium, Reactor
DOE	Department of Energy (U.S.A.)
EDF	Electricité de France
EPR	European Pressurized Water Reactor
ESBWR	European Simplified Boiling Water Reactor
EU	Europäische Union
FBR	Fast Breeder Reactor
GFR	Gas-Cooled Fast Reactor (GEN IV)
GIF	Generation IV International Forum
GT-MHR	Gas Turbine – Modular High-Temperature Reactor
HAA	Hochaktive Abfälle aus Wiederaufarbeitung
HSK	Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (CH)
HTGR	High-Temperature Gas Reactor
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRIS	International Reactor Innovative and Secure
ISL	In situ leaching, In situ Laugverfahren
KEG	Kernenergiegesetz
KKB	Kernkraftwerk Beznau (I und II)
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
KKM	Kernkraftwerk Mühleberg
KKW	Kernkraftwerk
LFR	Lead-Cooled Fast Reactor (GEN IV)
LMA	Langlebige mittelaktive Abfälle
LMR	Liquid Metal-Cooled Reactor

LWR	Light Water Reactor
MAA	Mittelaktive Abfälle
MHTGR	Modular High Temperature Gas-Cooled Reactor
MOX	Mixed Oxide Fuel (U, Pu) O ₂
MSR	Molten Salt Reactor (GEN IV)
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NEA	Nuclear Energy Agency
NEI	The Nuclear Energy Institute
NRC	(US) Nuclear Regulatory Commission
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor
PSI	Paul Scherrer Institut, Villigen/Würenlingen (CH)
PWR	Pressurized Water Reactor; Druckwasserreaktor
RBMK	Reactor Bolshoi Moshchnosti Kanalnyi
SCWR	Supercritical Water-Cooled Reactor (GEN IV)
SFR	Sodium-Cooled Fast Reactor (GEN IV)
SMA	Schwache und kurzlebige, mittelaktive Abfälle aus Betrieb, Abbruch und Dekontamination der Anlagen sowie aus der Wiederaufbereitung
S-PRISM	Super-Power Reactor Inherently Safe Module
SVA	Schweizerische Vereinigung für Atomenergie
SWR-1000	Siedewasser Reactor-1000
UIC	Uranium Information Centre
VHTR	Very-High-Temperature Reactor (GEN IV)
VSE	Verband der Schweizerischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen
ZWILAG	Zentrales Zwischenlager für radioaktive Abfälle Würenlingen (CH)

11.12 Literaturverzeichnis

- AREVA 2003 AREVA (2003) Dossier de Presse, Olkiluoto 3, Un projet EPR clé en main en Finlande.
- Baumberger 1995 Baumberger H. (1995) Bulletin VSE/SEV; 20/95: Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030. SEV/VSE.
- BFE 2004a BFE (2004a) Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz für das Jahr 2003. Bundesamt für Energie, Bern.
- Brogli et al. 1996 Brogli R., Foskolos K., Goetzmann C., Kroeger W., Stanculescu A. and Wydler P. (1996) Fortgeschrittene Nukleare Systeme im Vergleich. PSI Bericht Nr 96-17. Paul Scherrer Institut, PSI, Villigen.
- Burgherr et al. 2004 Burgherr P., Hirschberg S. and Heck T. (2004) Comparative Assessment of Severe Accident Risks in the Energy Sector; to be published. Paul Scherrer Institut PSI, Villigen; Switzerland.
- BWG 2002 BWG (2002) Bundesamt für Wasser und Geologie, Daten. Bezogen von <http://www.bwg.admin.ch/service/hydrolog/d/index.htm>.
- CFCL 2000 CFCL (2000) CFCL SOFC Status Report. In proceedings from: European Solid Oxide Fuel Cell Forum; European Fuel Cell Forum, Luzern.
- DGEMP 2003 DGEMP (2003) Coûts de référence de la production électrique, document de travail. Ministère de L'économie des Finances et de l'industrie.
- Dones et al. 2004a Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2004a) Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Dones et al. 2003 Dones R., Bauer C. and Heck T. (2003) Kernenergie. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, Online-Version unter: www.ecoinvent.ch.
- Dones et al. 2004c Dones R., Heck T. and Hirschberg S. (2004c) PSI Scientific Report 2003/Volume IV: Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems: Comparison and Overview. Paul Scherrer Institut, Villigen, CH. Paul Scherrer Institut, Villigen, CH.
- Dones et al. 2004d Dones R., Heck T. and Hirschberg S. (2004d) Greenhouse gas emissions from energy systems: comparison and overview. In: Encyclopedia of Energy, Vol. 3, pg. 77 95, Elsevier. Paul Scherrer Institut, Villigen, CH.
- Fontaine 2003 Fontaine N. (2003) Livre blanc sur les energies, présentation par le ministre déléguée à l'industrie.
- Framatome 2003 Framatome (2003) Communiqué de presse 2003, TVO signe avec le consortium AREVA-Siemens un contrat pour la construction d'un EPR en Finlande, 18/12/2003.
- Gantner et al. 2001 Gantner U., Jakob M. and Hirschberg S. (2001) Perspektiven der zukünftigen Strom- & Wärmeversorgung für die Schweiz; PSI Bericht Nr 01-12. Paul Scherrer Institut, PSI, Villigen.

GIF 2002a	GIF (2002a) A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. US DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and Gen IV International Forum, Online-Version unter: http://gen-iv.ne.doe.gov/ .
GIF 2002b	GIF (2002b) Generation IV Roadmap Fuel Cycle Assessment Report. Nuclear Energy Research Advisory Committee and Gen IV International Forum, Online-Version unter: http://gen-iv.ne.doe.gov/ .
GSchG 1991	GSchG (1991) Bundesgesetz vom 24. Januar 1991 über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG). Bezogen von http://www.admin.ch/ch/d/sr/c814_20.html .
Hirschberg 1998	Hirschberg S. (1998) Comparative Assessment of Severe Accident Risks in the Energy Sector; Hirschberg et al. Paul Scherrer Institut PSI, Villigen.
Hirschberg & Jakob 1999	Hirschberg S. and Jakob M. (1999) Cost Structure of the Swiss Electricity Generation under Consideration of External Costs, SAE Seminar.
IAEA 2002	IAEA (2002) Working Materials Advances Technologies For Light Water Reactors and Heavy Water Reactors. International Atomic Energy Agency (IAEA), Wien, Online-Version unter: http://www.iaea.org .
IAEA 2003a	IAEA (2003a) Nuclear Technology Review, 2003 update. International Atomic Energy Agency (IAEA), Wien.
IAEA 2003b	IAEA (2003b) Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030. International Atomic Energy Agency (IAEA), Wien.
IAEA 2004a	IAEA (2004a) Nuclear Power Plant Database. Bezogen von http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html .
IAEA 2004b	IAEA (2004b) verschiedene Informationen. Bezogen von http://www.iaea.org/ .
IAEA 2004c	IAEA (2004c) Status of Advanced Light Water Reactors Designs 2004. International Atomic Energy Agency (IAEA), Wien.
IIASA/WEC 1998	IIASA/WEC (1998) Global Energy Perspectives. (ed. Nebojsa). Cambridge University Press, Cambridge.
IPCC 2000	IPCC (2000) Emission Scenarios. (ed. Nebojsa). Cambridge University Press, Cambridge.
KEG 2005	KEG (2005) Kernenergiegesetz des Bundesrates, Online-Version unter: http://www.energie-schweiz.ch/internet/03022/?lang=de .
KKB 2003	KKB (2003) Informationen zum Kernkraftwerk Beznau, NOK AG. Bezogen von www.atomenergie.ch und www.nok.ch/nuclearenergy/kkb.asp (2004).
KKB 2004	KKB (2004) Mitteilung zu den Gestehungskosten durch das Kernkraftwerk Beznau, NOK AG, telefonische und elektronische Kommunikation.
KKG 2000	KKG (2000) Technik und Betrieb. Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Däniken, Online-Version unter: www.kkg.ch .
KKG 2002	KKG (2002) Geschäftsbericht des Kernkraftwerks Gösgen 2002. Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Däniken, Online-Version unter: www.kkg.ch .
KKL 2002	KKL (2002) Geschäftsbericht Kernkraftwerk Leibstadt 2002. Kernkraftwerk Leibstadt AG, Leibstadt, Online-Version unter: www.kkl.ch .
KKL 2003	KKL (2003) Technische Beschreibung. Kernkraftwerk Leibstadt AG, Leibstadt, Online-Version unter: www.kkl.ch .

KKM 2004	KKM (2004) Informationen zum Kernkraftwerk Mühleberg, Bernische Kraftwerke AG, BKW. Bezogen von www.atomenergie.ch und www.bkw-fmb.ch/pubweb/page/bkw-fmb/company/energiequellen/kernkraft/kernkraft__D.html (2004).
Koelzer 2004	Koelzer K. (2004) Lexikon der Kernenergie. Forschungszentrum Karlsruhe.
Kröger & Fischer 1998	Kröger W. and Fischer P. (1998) Balancing Safety and Economics. Top Save 98.
MIT 2003	MIT (2003) The Future of Nuclear Power, an Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, MIT.
nagra 2004	nagra (2004) Anlagen- und Betriebskonzept eines geologischen Tiefenlagers. In: Bulletin: Technisch-wissenschaftliche Fachbeiträge zur nuklearen Forschung; Wettingen, 35/2004, pp.
NEI 2004	NEI (2004) Nuclear Energy Institute, verschiedene Informationen. Bezogen von http://www.nei.org/ .
NEPDG 2001	NEPDG U. (2001) National Energy Policy; Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future. US National Energy Policy Development Group.
OECD/IEA 2002b	OECD/IEA (2002b) Innovative Nuclear Reactor Development, Opportunities for International Co-operation. Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) & International Energy Agency (IEA), Paris.
OECD/NEA 2001	OECD/NEA (2001) Trends in the Nuclear Fuel Cycle. OECD/NEA, Paris.
OECD/NEA 2002a	OECD/NEA (2002a) Uranium 2001: Resources, Production and Demand. OECD/NEA & IAEA, Paris.
PSI 2002	PSI (2002) Energie-Spiegel, Nr.7. (ed. Foskolos K., Kröger W., Hirschberg S. and Schmid R.). Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen.
PSI 2004	PSI (2004) Report for the Audit 2004, Laboratory for Waste Management. Paul Scherrer Institut, Nuclear Energy and Safety Research Department, Villigen, CH.
RAE 2004	RAE (2004) The costs of generating electricity. Royal Academy of Engineering (RAE), London, Online-Version unter: http://www.raeng.org.uk/news/temp/cost_generation_report.pdf .
SGK 1992	SGK (1992) Aemmer et al.; Geschichte der Kerntechnik in der Schweiz, Schweizerische Gesellschaft der Kernfachleute SGK. Olythus Verlag.
SVA 2001	SVA (2001) SVA Informationstagung: Die Kernenergie im offenen Strommarkt. Schweizerische Vereinigung für Atomenergie.
SVA 2004a	SVA (2004a) Schweizerische Vereinigung für Kernenergie. Verschiedene Informationen. Bezogen von http://www.atomenergie.ch/home/home.cfm .
SVA 2004b	SVA (2004b) SVA-Bulletin: Bericht über den Betrieb der Schweizerischen Kernkraftwerke: Jahresrückblick 2003/2002. Bezogen von http://www.atomenergie.ch/home/home.cfm .
Tarjanne & Loustarinen 2002	Tarjanne R. and Loustarinen K. (2002) Economics of Nuclear Power in Finland.
Tolley & Jones 2004	Tolley G. and Jones D. (2004) The Economic Future of Nuclear Power, draft. University of Chicago.
UAK 2001	UAK (2001) Ermittlung der Entsorgungskosten der Schweizer Kernkraftwerke, Aktualisierung 2001. Unterausschuss Kernenergie (UAK) (ab 2004 swissnuclear), Olten.

UIC 2002	UIC (2002) ITAM 5, Introduction to Australia's Minerals: Uranium. Bezogen von http://www.uic.com.au/ .
UIC 2004	UIC (2004) Uranium Information Centre. Verschiedene Informationen. Bezogen von http://www.uic.com.au/ .
UVEK 2004	UVEK (2004) Verschiedene Informationen zum Stilllegungsfonds und Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke. Bezogen von http://www.stilllegungsfonds.ch .
Wiederkehr & Brunner 2003	Wiederkehr K. and Brunner F. (2003) Deckung der Stromnachfrage: Das Milchbüchlein reicht nicht. SEV/VSE Bulletin 8/03.
ZWILAG 2004	ZWILAG (2004) Verschiedene Informationen zur ZWILAG Zwischenlager Würenlingen AG. Bezogen von http://www.zwilag.ch/ .

12 Schlussfolgerungen

Im vorliegenden Bericht werden das Potenzial und die Kosten der Stromerzeugung aus „Neuen“ erneuerbaren Energieträgern und neuen Nukleartechnologien untersucht, wobei der Schwerpunkt auf deren Einsatz in der Schweiz liegt. Ausserdem wird der Import von Strom aus einigen erneuerbaren Optionen untersucht. Grosses Augenmerk wird auch auf die jeweiligen Technologien und deren Fortschritte innerhalb des Untersuchungszeitraums dieser Studie gelegt.

„Neue“ erneuerbare Energieträger und die Kernenergie unterscheiden sich grundlegend hinsichtlich ihrer Charakteristika, dem Grad der Marktreife, der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit und öffentlichen Wahrnehmung. Es gibt jedoch zumindest ein gemeinsames Merkmal: beide stellen wichtige Beiträge zur Klimaschutzpolitik dar. Die vorliegende Arbeit untersucht, wie gross diese Beiträge im Zusammenhang mit der Schweizer Stromproduktion innerhalb der nächsten 30-40 Jahre sein könnten, welche Kosten bei den verschiedenen Varianten erwartet werden können und welche Hindernisse überwunden werden müssen, bevor das Mögliche auch realisiert werden kann.

Im Folgenden sind die wichtigsten Schlussfolgerungen zusammengefasst.

12.1 Elektrizität aus “Neuen Erneuerbaren” in der Schweiz

- Kleinwasserkraftwerke

Die Stromerzeugung in Kleinwasserkraftwerken stellt in der Schweiz eine ökonomisch und ökologisch interessante Option dar. Die heutige Stromerzeugung von etwa 3400 GWh/a sollte in Kraftwerken <10 MW in natürlichen Gewässern etwa auf 5600 GWh/a erhöht werden können, wobei die Stromgestehungskosten grossteils bei etwa 10-25 Rp./kWh liegen dürften. Das ökonomisch und ökologisch interessante Ausbaupotenzial für Kraftwerke <1 MW liegt im Bereich von 200-300 GWh/a; der Beitrag von Anlagen <300 kW dürfte bei etwa 150 GWh/a liegen. Auch bei Trink- und Abwasserkraftwerken besteht mit 90 GWh/a bzw. 20 GWh/a ein ökonomisch und ökologisch interessantes Ausbaupotenzial.

- Windenergie

In der Schweiz ist in Windparks eine Stromerzeugung von rund 600 GWh/a bis ins Jahr 2035 möglich. Die aktuell installierten Windkraftanlagen produzieren zum Vergleich etwa 5.4 GWh/a. Bei einem Vollausbau aller Windparkstandorte bis ins Jahr 2050 kann ein realistisches technisches Windkraftpotenzial in der Grössenordnung von 1150 GWh/a erreicht werden. Dieses verteilt sich auf 96 Standorte, wobei die meisten im Jurabogen sowie in den Voralpen und Alpen identifiziert wurden. Aus Einzelanlagen, welche ebenfalls die Kriterien des Konzepts Windenergie Schweiz erfüllen, könnten zusätzlich 2850 GWh/a Windstrom produziert werden. Obwohl die Windenergie technologisch etabliert ist, besteht ein Potenzial für Verbesserungen sowie Kostenreduktionen, vor allem da in der Schweiz bisher mit Ausnahme des Mont Crosin keine grösseren Anlagen gebaut wurden. Für 2020 können durchschnittliche Gestehungskosten im Bereich von 12.9-14.3 Rp./kWh erwartet werden, für 2035 zwischen 12.0-13.8 Rp./kWh, während für 2050 nur noch eine geringfügige Reduktion auf etwa 11.6-13.8 Rp./kWh zu erwarten ist.

- Biomasse

Aufgrund der grossen Bandbreite von Optionen zur Biomassenutzung und beschränkter Ressourcen konnte der Bereich Biomasse nicht in sehr umfassender Weise behandelt werden. Der Schwerpunkt in diesem Teil lag in der Identifizierung und Präsentation der technologischen Möglichkeiten und Trends bei der Stromerzeugung aus Biomasse. Das ökologisch nutzbare Biomassepotenzial in der Schweiz lässt eine deutliche Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse zu. Einerseits sind Steigerungen der Mengen der für die energetische Nutzung geeigneten Biomassesortimente zu erwarten, andererseits wird die Entwicklung der Umwandlungstechnologien den Verstromungswirkungsgrad um einen Faktor 2 bis 3 steigern können, wodurch sich das Stromerzeugungspotenzial entsprechend erhöht. Die Kosten-

entwicklung hängt zum einen von der Kostenentwicklung in der Landwirtschaft bzw. Forstwirtschaft ab, zum anderen von den Entsorgungsgebühren, welche für die Verwertung von Abfällen erhoben werden können. Die Kostenentwicklung für die Umwandlungstechnologien hängt zu einem grossen Teil (mind. 50%) von den Entwicklungen in der Nutzung von fossilen Ressourcen ab. Insbesondere hängen die Einsatzmöglichkeiten der Brennstoffzellentechnologien davon ab, ob sich diese auf dem Markt der fossilen Stromerzeugung bzw. WKK durchsetzen werden.

- Photovoltaik

Das Photovoltaik-Potenzial ist in nächster Zukunft nicht durch die zur Verfügung stehende Fläche beschränkt, da schon auf den am besten geeigneten Dachflächen PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp 11 GW_p installiert werden könnten, was einer Stromproduktion von 9.4-13.7 TWh entsprechen würde. Für eine rasche Markteinführung der PV-Anlagen in der Schweiz ist der Strom aus heute kommerziell erhältlichen PV-Modulen deutlich zu teuer; trotz der vorhergesagten Verringerung der Kosten wird Photovoltaik die teuerste Option der Stromerzeugung aus den in dieser Studie untersuchten erneuerbaren Energiequellen bleiben. Die prognostizierten Kosten der Stromerzeugung mit kleinen Dachanlagen liegen im Jahr 2020 im Schweizer Mittelland im Bereich von 44-51 Rp./kWh, in den Alpen bei 28-37 Rp./kWh, im Jahr 2035 im Mittelland im Bereich von 32-42 Rp./kWh, in den Alpen bei 23-30 Rp./kWh. In Anbetracht der bis 2020 deutlich höheren Kosten ist ohne gezielte Förderungs- und Lenkungsmaßnahmen eine Fortsetzung des Trends der letzten 10 Jahre zu erwarten, welche eine lineare Zunahme zeigten (Fig. 7.6). Damit würde im Jahr 2020 lediglich eine Stromproduktion von rund 0.04 TWh/a, im Jahr 2035 etwa 0.1 TWh/a erreicht, d.h. nur ein geringer Bruchteil des technisch erschliessbaren Potenzials würde ausgenutzt. Beim Zugrundelegen des historischen Wachstums seit 1990 (Fig. 7.26) ergeben sich deutlich höhere Werte von 0.7-2.8 TWh/a. Um solch eine hohe jährliche Stromproduktion zu erreichen, wäre jedoch eine starke, zielgerichtete Förderung der Photovoltaik nötig.

- Geothermie

In der Schweiz existiert ein *sehr* grosses Potenzial zur geothermalen Stromerzeugung. Der hauptsächliche Vorbehalt liegt in den bestehenden Unsicherheiten in Bezug auf die Ressource und die prognostizierten Kosten der Stromerzeugung. Die potenzielle Ressource ist jedoch so umfangreich, dass auch eine grosse Unsicherheit in deren genauem Umfang relativ unbedeutend ist. Auf der anderen Seite könnten Unsicherheiten bezüglich der Kosten ausschlaggebend dafür sein, ob die geothermale Stromerzeugung von Interesse sein wird. Die entscheidenden kostenbezogenen Unsicherheiten sind die geologischen Daten der Ressourcen (besonders eine Kartierung geothermalen Gradienten, die Permeabilität und die Sättigung des Gesteins) sowie die damit verbunden Kapitalkosten (insbesondere Bohrkosten). Die in der vorliegenden Studie durchgeführten Abschätzungen lassen den Schluss zu, dass die zukünftigen Stromgestehungskosten im Bereich von 7-15 Rp./kWh liegen könnten.

12.2 Import erneuerbarer Elektrizität

- Allgemeine Einschränkungen

Die Grundvoraussetzung für den Stromimport aus Windkraft-, solarthermischen oder Wellenkraftwerken ist das Vorhandensein von ausreichenden Übertragungskapazitäten in die Schweiz. Für Länder, welche sich für eine derartige Elektrizitätserzeugung in einer guten Position befinden, wird die Priorität auf der Deckung des eigenen Bedarfs liegen. Das hat zur Folge, dass der Zugang zu solchen Importen in Zukunft höchst unsicher ist.

- Windenergie

Zur Abschätzung des Potenzials zum Import von Windstrom können Szenarien entwickelt werden; ob und in welchem Umfang ein Import ab dem Jahr 2020 aber eine mögliche Option darstellt,

hängt jedoch weitgehend von den politischen Rahmenbedingungen ab. Ein weiterer kritischer Faktor ist, dass heutige Abschätzungen darauf hindeuten, dass die Preise für den Windstromimport nicht viel tiefer sein dürften als jene für die Produktion in der Schweiz.

- Solarthermische Stromerzeugung

Der Stromimport aus solaren Kraftwerken im Mittelmeerraum stellt für die Schweiz als Bestandteil des Portfolios erneuerbarer Energien längerfristig eine interessante Option dar. Im Vordergrund steht dabei zweifellos die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken zur direkten Einspeisung des Solarstroms ins Elektrizitätsnetz. Etwa ab dem Jahr 2030 könnte der Stromimport mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeergebiet einen wichtigen Beitrag zum europäischen Strom-Mix leisten. Für Deutschland wird etwa erwartet, dass im Jahr 2050 in der Mittelmeerregion 9 GW_e installierter Leistung für den Import aus solarthermischen Kraftwerken zur Verfügung stehen könnten. Solarthermische Kraftwerke können an guten Standorten ohne Energiespeicher etwa 2000 bis 3000 Stunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb arbeiten. Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten von heute rund 0.14-0.26 Rp./kWh_e. Wenn die vorhandenen Kostensenkungspotenziale der anstehenden globalen Markteinführung realisiert werden, können diese Kosten innerhalb des kommenden Jahrzehnts halbiert werden.

- Solarchemische Stromerzeugung

Solarchemische Kraftwerke bieten die Möglichkeit zur flexiblen Speicherung der Sonnenenergie in Energieträgern wie Wasserstoff oder Zink, woraus nach Bedarf Strom für stationäre oder mobile Anwendungen erzeugt werden kann. Im Gegensatz zu in solarthermischen Kraftwerken verwendeten thermischen Wärmespeichern erlaubt Zink eine äusserst flexible Speicherung auch über längere Zeit. Die geringfügig höheren Kosten dürften somit angesichts der ständigen Verfügbarkeit des Solarstroms akzeptabel sein. Längerfristig könnte in Solarkraftwerken im Mittelmeerraum sauberer Wasserstoff für den Export nach Mitteleuropa produziert werden.

- Wellenkraft

Die Wellenkraftressource ist von signifikantem Ausmass, aber im Vergleich zu einigen anderen erneuerbaren Ressourcen nicht übermässig gross. Die Kosten erscheinen viel versprechend, basieren jedoch bisher auf einer sehr geringen Anzahl von betriebenen Anlagen. Es könnte sich jedoch heraus stellen, dass die heutigen Schätzungen zu optimistisch sind. Insgesamt scheinen die Chancen für einen substanziellen Stromimport aus Wellenkraftwerken in die Schweiz nicht allzu gross.

12.3 Abschliessende Anmerkungen zu den Perspektiven der „Neuen“ Erneuerbaren

- Ökologie

Die ökologische Performance der erneuerbaren Energieträger ist grossteils gut. Einige Aspekte könnten jedoch problematisch sein. Lokale ökologische Auswirkungen mancher Kleinwasserkraftwerksprojekte sind beispielsweise solche. Konventionelle, dezentralisierte Biomasse-Technologien weisen relativ hohe Partikelemissionen auf. Die gesamte Energiekette der Photovoltaik verursacht relativ grosse Mengen an nicht radioaktivem Abfall und abhängig von der Technologie kann bei der Herstellung auch eine korrekte Handhabung von relativ grossen Mengen an toxischen Substanzen erforderlich sein. Parallel zur fortschreitenden technologischen Entwicklung der „Neuen“ Erneuerbaren besteht auch im Hinblick auf diese Aspekte erhebliches Potenzial für Verbesserungen.

- Akzeptanz

Erneuerbare Energieträger weisen grundsätzlich eine hohe öffentliche Akzeptanz auf. Dies gilt auch für die Windenergie, was die Akzeptanz im Allgemeinen betrifft. Auf lokaler Ebene kann jedoch starker Widerstand gegen konkrete Windkraftprojekte auftreten, da diese immer wieder Opposition aufgrund von Landschaftsschutzaspekten ausgesetzt sind.

- Marktreife

Die Entwicklungsgrade der verschiedenen hier untersuchten Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung unterscheiden sich sehr deutlich. Kleinwasserkraft ist eine ausgereifte Technologie; Windenergie ist technologisch etabliert – Potenzial für weitere Verbesserungen ist aber vorhanden; Photovoltaik, Solar- und Geothermie sind aufkommende Technologien, welche ein deutliches Verbesserungspotenzial aufweisen.

- Relativ hohe Kosten als Hindernis für eine deutliche Ausweitung

Trotz der zu erwartenden Fortschritte, welche zu Kostenreduktionen führen werden, kann davon ausgegangen werden, dass die auf „Neuen“ erneuerbaren Energieträgern basierende Stromerzeugung in der Schweiz deutlich teurer bleibt als die Grundlast-Stromproduktion in grossen Wasser- oder Kernkraftwerken^a. Dasselbe gilt auch im Vergleich zu fossilen Energieträgern, insbesondere zu Gas, ausser wenn sich der Anstieg der Brennstoffpreise fortsetzt. Eine Internalisierung der externen Kosten würde die Wettbewerbsfähigkeit der „Neuen“ erneuerbaren Energieträger erhöhen, nicht jedoch im Vergleich zu grossen Wasser- und Kernkraftwerken und wahrscheinlich nicht ausschlaggebend im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Wie in den meisten Kapiteln der „Neuen“ Erneuerbaren erwähnt, hängt deren Expansion beim heutigen Entwicklungsstand vom Vorhandensein und der Höhe eines Einspeisetarifs ab (derzeit 15 Rp./kWh). Das Ausmass der Unterstützung ist eine politische Frage. Der Umstand, dass erneuerbare Technologien weiterentwickelt werden müssen, um höhere Wirkungsgrade und tiefere Kosten zu erreichen, bleibt bestehen. Je nach Stand der Technik muss eine andere Phase im Entwicklungszyklus unterstützt werden. Angewandte oder grundlagenorientierte Forschung, Pilot- und Demonstrationsanlagen, Einführung und – wo sinnvoll – Unterstützung im Markt.

- Erreichen der Zielvorgaben

Das Ziel eines Beitrags von 10% um das Jahr 2030 (in Bezug zur derzeitigen Stromverbrauch) aus „Neuen“ Erneuerbaren, inkl. Kleinwasserkraft und Biomasse, erscheint technisch machbar. Im Wesentlichen beinhalten diese 10% grosse Teile der realistischen Potenziale für Kleinwasser- und Windkraft, substantielle Beiträge von Biomasse und Geothermie sowie einem relativ kleinen Beitrag von Photovoltaik. Da sich die Geothermie heute in der Entwicklungsphase befindet, muss deren Beitrag bis zu einem gewissen Mass als spekulativ angesehen werden. In diesem Zusammenhang werden Kleinwasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 1 MW berücksichtigt. Falls hier Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW eingerechnet würden, könnten die Beiträge „Neuer“ Erneuerbarer auf mehr als 10% erhöht werden, und das trotz der gleichzeitig möglichen geringeren Beiträge von Biomasse und Geothermie. In diesem Zusammenhang sollte auch angemerkt werden, dass der Anteil von 10% bei einem weiterhin steigenden Stromverbrauch – wie es dem Trend in der Vergangenheit entspricht – in relativem Mass deutlich geringer ausfallen würde.

Fig. 12.1 zeigt das optimistisch-realistische Potenzial zur Stromerzeugung von „Neuen“ Erneuerbaren in der Schweiz für das Jahr 2035 und die jeweiligen Kosten. Zum Vergleich wird auch das Stromsparerpotenzial, basierend auf früheren Ergebnissen der BFE Energieperspektiven, gezeigt. Das Stromsparerpotenzial übertrifft das von „Neuen“ Erneuerbaren (auch wirtschaftlich), die Realisierung erweist sich jedoch als schwierig.

^a Basierend auf früheren Arbeiten des PSI ist die Wettbewerbsfähigkeit der „Neue“ Erneuerbaren bei der Wärmebereitstellung aus ökonomischer Sicht deutlich besser als bei der Stromerzeugung. Das hat grössere ökonomische Potenziale zur Folge.

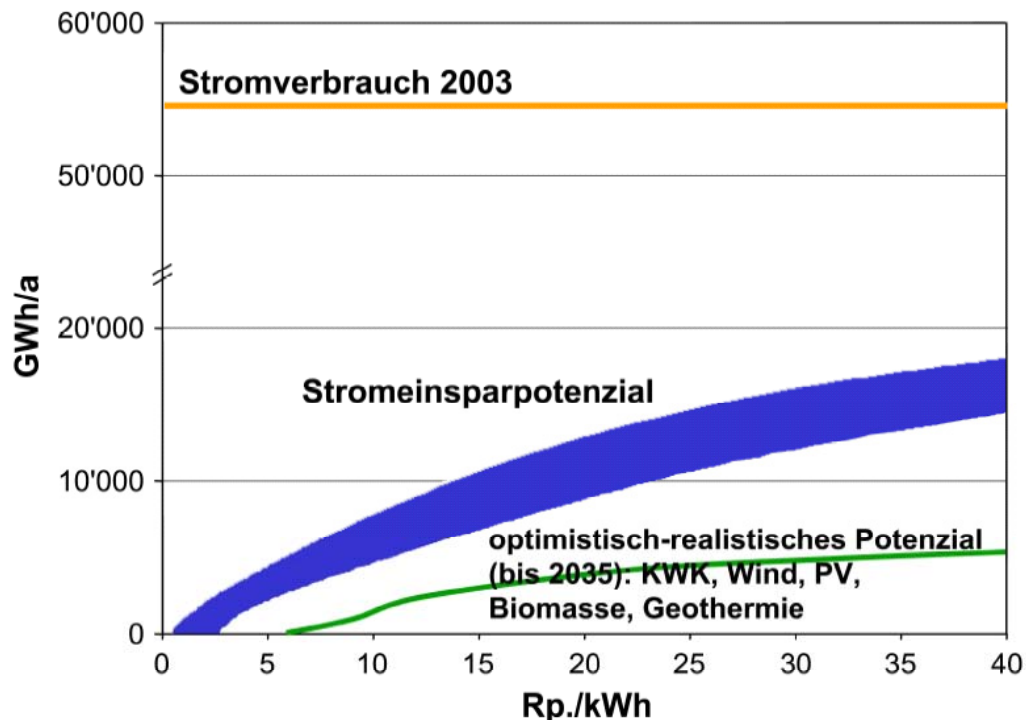


Fig. 12.1 Potenziale und Kosten der Neuen Erneuerbaren sowie Stromsparerpotenzial in der Schweiz.

- Kosten

Würde der Beitrag von 10% um das Jahr 2035 realisiert, so würden im Vergleich zu auf Gas oder Kernenergie basierender Stromerzeugung (auf heutigem Kostenniveau) um etwa 0.5 Mrd. CHF pro Jahr höhere Produktionskosten resultieren. Für diese Berechnung wurden für den Strom aus erneuerbaren Energieträgern durchschnittliche Produktionskosten von 15 Rp./kWh angenommen.

12.4 Neue nukleare Technologien

- Evolutionärer Trend in der Technologieentwicklung: Generation III/III+

Basierend auf der Generation II wurde in den 90er-Jahren eine neue Generation von Reaktoren gebaut. Die Konzepte der Generation III/III+ basieren auf den Technologien der Generation II und sind entweder evolutionär (weiterentwickelt) oder innovativ (neu) und zeichnen sich durch Verbesserungen in den Bereichen Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenschonung aus.

Erhöhte Sicherheit:

- Passive Sicherheitselemente, die keine aktiven Steuerelemente oder menschliche Betriebseingriffe zur Verhinderung von schweren Unfällen im Falle einer Fehlfunktion benötigen, sondern auf Schwerkraft, natürlicher Konvektion, elektrischem oder physischem Widerstand oder physikalischen Temperaturgrenzen basieren.
- Inhärent sichere Merkmale, die kritische Betriebszustände verunmöglichen.
- Erheblich reduzierte Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzfalls (10^{-6} /Reaktor*a) und einer relevanten Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung (10^{-7} /Reaktor*a).
- Erhöhte Redundanz durch Diversität und räumliche Trennung der Sicherheitssysteme
- Minimale Belastung der Umgebung (z.B. mehrfache Containments).

Verbesserte Wirtschaftlichkeit:

- Standardisierte Konstruktionen
- Verkürzung der Bauzeit
- Einfachere Konstruktion, einfacher bedienbar, resistenter gegen Fehlmanipulationen
- Höhere Verfügbarkeit und längere Lebensdauer

Schonung der Ressourcen:

- Bessere Ausnutzung des Brennstoffes
- Reduktion der Abfälle

- Langzeitperspektive der Technologieentwicklung: Generation IV

Die mit der Generation III/III+ weit gehend ausgeschöpfte Weiterentwicklungsfähigkeit bestehender Reaktorkonzepte und der natürliche Rhythmus der Ablösung der Generationen führen dazu, dass in 20-30 Jahren eine Nachfolgeneration der heute fortschrittlichen Reaktoren nötig wird. In Anbetracht der notwendigen Innovationstiefe und des Umfanges dieser Aufgabe ist klar geworden, dass die Ziele für eine erfolgreiche Zukunft der Kernenergie nur erreicht werden können, wenn grundsätzlich neue Konzepte umgesetzt werden, wenn heute mit den notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten begonnen wird, wenn die Arbeiten international bzw. global koordiniert vorangetrieben werden, und wenn die Ressourcen fokussiert eingesetzt werden. Um die Zukunft der Kernenergie gemeinsam zu planen und die Entwicklung der Generation IV zu koordinieren, haben sich 2001 neun Länder unter der Bezeichnung Generation IV International Forum, kurz GIF, zusammengefunden. Die Schweiz trat dem GIF 2002 bei, 2003 stiess EURATOM als 11. Mitglied dazu.

Ziel der Generation IV Entwicklung sind Reaktoren mit erheblich verbesserter Sicherheit, mit geringem Brennstoffbedarf und Abfall, mit hoher Proliferationsresistenz sowie mit erheblich verbesserter Wirtschaftlichkeit.

Nachhaltigkeit:	Geringerer Ressourcenverbrauch Verminderung von Menge und Radiotoxizität des Abfalls
Wirtschaftlichkeit:	Standardisierung, vereinfachter Betrieb
Sicherheit:	Passive Sicherheit, physischer Schutz
Proliferation:	Verbesserte Resistenz

Zusätzlich sollen die Systeme der Generation IV neben der Stromproduktion vermehrt auch eine Anwendung in neuen Sektoren ermöglichen. Im Vordergrund steht dabei ein Einsatz als Kombikraftwerk bzw. die Produktion von Prozesswärme, welche insbesondere für die Wasserstoffproduktion genutzt werden könnte.

Aus über Hundert analysierten Systemen wurden in einem umfangreichen Bewertungs- und Selektionsverfahren sechs Systeme zur weiteren Vertiefung ausgewählt. Die Generation IV Planung rechnet je nach System mit Prototypen zwischen 2020 und 2030 und mit Beginn der Kommerzialisierung zwischen 2030 und 2040.

Wegen der langen Planungs- und Bauphasen beim Ersatz der bestehenden Kraftwerke, kommt die Generation IV für den Ersatz in Gösgen (2038) kaum in Frage. Für Leibstadt (2044) könnte ein solches Werk in Betracht gezogen werden.

- Technisches Potenzial

Bei Nutzung der derzeitigen Standorte und Verwendung des European Pressurized Water Reactor (EPR) als Referenzanlage zum Ersatz der heute betriebenen Kraftwerke kann der heutige Anteil der

Kernenergie im Schweizer Strommix (40%) beibehalten werden, auch im Fall von einer mässig steigenden Stromproduktion. Falls beim Ersatz von Leibstadt bereits ein Reaktor der Generation IV einsatzbereit ist, könnte dieser Anteil sogar auf 50% gesteigert werden. Fig. 12.2 zeigt verschiedene Szenarien der zukünftigen Potenziale der Kernenergie in der Schweiz.

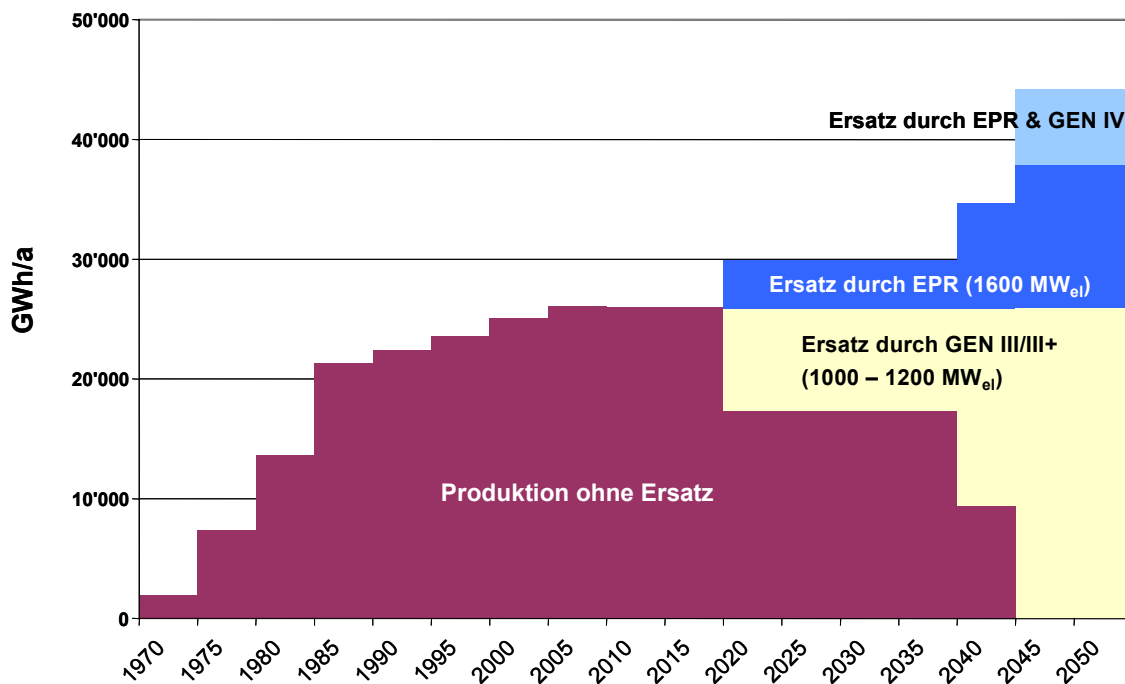


Fig. 12.2 Potenziale der Kernenergie in der Schweiz.

- Kosten

Mit den neuen Reaktoren der Generation III/III+ wie dem EPR belaufen sich die geschätzten Stromgestehungskosten auf 4-5 Rp./kWh. Ziele der künftigen Generation IV sind Reduktion der Betriebskosten um 10-20% und der Baukosten um 10-30%. Werden diese Ziele erreicht, können die Erzeugungskosten gegenüber heute um 20-45%, gegenüber der Generation III/III+ um bis zu 30% gesenkt werden. Eine zukünftige CO₂-Abgabe und/oder Internalisierung der externen Kosten würde auf die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie positiv wirken.

- Akzeptanz

Die öffentliche Akzeptanz spielt für die künftige Entwicklung der Kernenergie eine zentrale Rolle. Langfristig und international dürfte es entscheidend sein, dass keine grösseren Störfälle auftreten, welche die Bevölkerung verunsichern. In der Schweiz sind der Bedarfsnachweis und der Entsorgungsnachweis Voraussetzung für eine Rahmenbewilligung. Das Vertrauen in die Sicherheit, die Lösung der Entsorgungsfrage und mögliche Alternativen dürften die Referenden, die für jedes Kraftwerk gefordert sind, entscheidend beeinflussen. Die Fortschritte der neuen Nukleartechnologie in Richtung einer deutlichen Limitierung der maximalen Auswirkungen hypothetischer schwerer Unfälle und in Richtung einer Reduzierung der notwendigen Einschlusszeiten der Abfälle könnten das öffentliche Vertrauen erhöhen. Einen grossen Einfluss auf die Akzeptanz der Kernenergie dürfte zudem die Wirtschaftslage haben. Allerdings ist heute schwer zu beurteilen, ob eine gute oder schlechte Wirtschaftslage die Akzeptanz verbessert.

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch