

Dissertation

Universität Osnabrück
Fachbereich Sozialwissenschaften.

zur Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der Wirtschafts- und Sozial-
wissenschaften (Dr. rer. pol.)

**Struktur- und akteursorientierte
Szenarioanalyse eines nachhaltigen
deutschen Energiesystems im
internationalen Kontext**

Teil 1: Textband

Teil 2: Anhang

vorgelegt von:

Dipl.-Ing. Dirk Wolters

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Mai 2001

Betreuer:

Prof. Dr. Mohssen Massarrat

Prof. Dr. Peter Hennicke

Für meine viel zu früh
verstorbene Mutter

INHALTSVERZEICHNIS

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VII
1 EINLEITUNG	1
2 EINZELBETRACHTUNGEN VON TECHNOLOGIEN	9
2.1 PHOTOVOLTAIK	10
2.1.1 Grundlagen der Ökobilanzierung	12
2.1.2 Solarzellentypen	14
2.1.3 Kumulierter Energieaufwand	15
2.1.4 Ressourcenverfügbarkeit	17
2.1.5 Toxizitäten	19
2.1.6 Recyclingfähigkeit	20
2.1.7 Zusammenfassende Bewertung	21
2.2 OFFSHORE-WINDKRAFTANLAGEN	22
2.2.1 Geschichte der Entwicklung von Offshore-Windkraftanlagen	23
2.2.2 Stand der Nutzung, Ausbauplanung und ökologische Einflüsse	24
2.2.3 Belastungen und Besonderheiten einer Offshore-Windkraftanlage	26
2.2.4 Kosten	27
2.2.5 Potenziale	27
2.2.6 Systemeffekte	28
2.3 BIOMASSE	30
2.3.1 Aspekte der deutschen Landwirtschaft	32
2.3.2 Ziel und Untersuchungsrahmen	33
2.3.3 Methodik	34
2.3.4 Erzeugung von Energieträgern im ökologischen Landbau	34
2.3.5 Bewertung von Energiepflanzen im ökologischen Landbau	36
2.3.6 Zusammenfassende Beurteilung der Energieträger	36
2.3.7 Potentiale der Energieträgerbereitstellung	38
2.3.8 Kritische Betrachtung der Szenarien und Schlussfolgerung	46
2.4 SONNENOFEN-PROZESSE	47
2.4.1 Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes	48
2.4.2 Solare Sekundär-Aluminiumproduktion	52
2.4.3 Solare Produktion von Caprolactam	61
2.4.4 Anwendung in Forschung und Entwicklung	69
2.4.5 Ergebnisse	74
2.5 ELEKTRISCHE WÄRMEPUMPEN	76
2.5.1 Technische Aspekte von Wärmepumpen	77
2.5.2 Ökologische Bewertung	79
2.5.3 Neue Anwendungsgebiete	81
2.5.4 Zusammenfassende Bewertung	82
2.6 SOLARTHERMISCHE KRAFTWERKE	83
2.6.1 Technische Beschreibung	83
2.6.2 Gesamtkonzept	85

2.6.3	<i>Ökologisch-technische Bewertung</i>	86
2.6.4	<i>Weitere solarthermische Optionen</i>	87
3	DISKUSSION VON TECHNOLOGIELINIEN	89
3.1	BESCHREIBUNG DER INDIKATOREN	90
3.1.1	<i>CO₂-Emissionen</i>	91
3.1.2	<i>Toxizität</i>	91
3.1.3	<i>Technische Sicherheit</i>	92
3.1.4	<i>Rezyklierfähigkeit</i>	92
3.1.5	<i>Ressourcensicherheit</i>	92
3.1.6	<i>Interne Kosten</i>	93
3.1.7	<i>Gesellschaftliche Verträglichkeit</i>	94
3.2	ROHSTOFFE ZUR ENDENERGIEERZEUGUNG.....	95
3.2.1	<i>Braunkohle</i>	95
3.2.2	<i>Steinkohle</i>	96
3.2.3	<i>Uran</i>	97
3.2.4	<i>Erdöl</i>	99
3.2.5	<i>Erdgas</i>	101
3.2.6	<i>Wasser</i>	104
3.2.7	<i>Wind</i>	106
3.2.8	<i>Sonne</i>	108
3.2.9	<i>Biomasse</i>	111
3.2.10	<i>Geothermie</i>	114
3.3	KONDENSATIONSANLAGEN	117
3.3.1	<i>Braunkohle-Kraftwerke</i>	118
3.3.2	<i>Steinkohle-Kraftwerke</i>	119
3.3.3	<i>Kernkraftwerke</i>	120
3.3.4	<i>Erdöl-Kraftwerke</i>	122
3.3.5	<i>Erdgas-Kraftwerke</i>	123
3.4	GROSSE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	124
3.4.1	<i>Braunkohle-KWK-Anlagen</i>	124
3.4.2	<i>Steinkohle-KWK-Anlagen</i>	125
3.4.3	<i>Erdöl-KWK-Anlagen</i>	125
3.4.4	<i>Erdgas-KWK-Anlagen</i>	126
3.5	KLEINE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	126
3.5.1	<i>Diesel-BHKWs</i>	128
3.5.2	<i>Erdgas-BHKWs</i>	129
3.5.3	<i>Brennstoffzellen</i>	129
3.5.4	<i>Biomasse-KWK-Anlagen</i>	130
3.6	DEZENTRALE KONVENTIONELLE WÄRMEANLAGEN.....	131
3.6.1	<i>Erdöl-Heizungen</i>	132
3.6.2	<i>Erdgas-Heizungen</i>	133
3.6.3	<i>Strom-Direktheizungen</i>	133
3.6.4	<i>Elektro-Wärmepumpen</i>	134
3.7	ERNEUERBARE ENERGIEN - STROM.....	135
3.7.1	<i>Wasserkraft-Anlagen</i>	135

3.7.2	<i>Windenergie-Anlagen</i>	136
3.7.3	<i>Photovoltaik-Anlagen</i>	136
3.7.4	<i>Parabolrinnen-Kraftwerke</i>	137
3.8	ERNEUERBARE ENERGIEEN - WÄRME	139
3.8.1	<i>Solarthermische Anlagen</i>	139
3.8.2	<i>Biomasse Heizungen</i>	139
3.8.3	<i>Geothermie</i>	140
3.9	BEWERTUNGEN IM ÜBERBLICK	140
4	SZENARIENBETRACHTUNG	143
4.1	SZENARIOMETHODIK	143
4.1.1	<i>Szenariotyp</i>	144
4.1.2	<i>Ziel der Szenariountersuchung</i>	145
4.1.3	<i>Modelltyp</i>	145
4.1.4	<i>Modellumfang</i>	147
4.1.5	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	147
4.1.6	<i>Betrachtungszeitraum</i>	149
4.1.7	<i>Verlauf der Treibergrößen</i>	149
4.1.8	<i>Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	149
4.1.9	<i>Kategorisierung der eigenen Szenarien</i>	149
4.2	DEUTSCHLANDSZENARIEN	150
4.2.1	<i>Modellbeschreibung</i>	150
4.2.2	<i>Referenz-Szenario</i>	155
4.2.2.1	<i>Ausgangssituation</i>	155
4.2.2.2	<i>Szenarienergebnisse</i>	159
4.2.3	<i>Einzelstrategien und -analysen</i>	163
4.2.3.1	<i>Erdgas oder Erdöl?</i>	163
4.2.3.2	<i>Erdgas-Strategie</i>	166
4.2.3.3	<i>Moderne Kohletechnologien</i>	168
4.2.3.4	<i>Emissionsarme Großkraftwerke</i>	170
4.2.3.5	<i>Effiziente Versorgung</i>	171
4.2.3.6	<i>Einsatz von Brennstoffzellen</i>	173
4.2.4	<i>Nachhaltigkeitsszenarien</i>	175
4.2.4.1	<i>1. Versorgungsvariante</i>	177
4.2.4.2	<i>2. Versorgungsvariante</i>	183
4.2.4.3	<i>3. Versorgungsvariante</i>	185
4.2.4.4	<i>4. Versorgungsvariante</i>	190
4.2.4.5	<i>Strukturprinzip der 4. Variante</i>	194
4.2.4.6	<i>Sensitivitätsanalysen</i>	196
4.3	WELTSZENARIEN	196
4.3.1	<i>Analyse bestehender Szenarien</i>	196
4.3.2	<i>Das globale Faktor Vier-Szenario</i>	205
5	AKTEURE UND KOOPERATIONEN	217
5.1	BIOMASSE	218
5.1.1	<i>Methodische Grundlagen</i>	218
5.1.2	<i>Soziologische Akteursmodelle</i>	220

5.1.2.1	Homo Sociologicus	220
5.1.2.2	Homo Oeconomicus.....	220
5.1.2.3	„emotional man“	221
5.1.2.4	Identitätsbehaupter	222
5.1.3	<i>Biomasse-Akteure</i>	222
5.1.3.1	Bauern und deren korporative Akteure	223
5.1.3.2	Holzwirtschaft.....	228
5.1.3.3	Energieversorgungsunternehmen und Independent Power Producer.....	229
5.1.3.4	Staat.....	230
5.1.3.5	Logistik-/Kompetenzzentren.....	232
5.1.3.6	Entsorgungsbetriebe.....	233
5.1.3.7	Resultierende Problembereiche.....	234
5.1.4	<i>Vorschlag einer Rollenverteilung bei Biomasse</i>	234
5.2	NORD-SÜD KOOPERATION	238
5.2.1	<i>Wirtschaftliche Kooperation und Entwicklung</i>	239
5.2.2	<i>Erforderliche Rahmenbedingungen</i>	242
5.2.2.1	Ökonomische Rahmenbedingungen und Markteinführung	242
5.2.2.1.1	Das Programm SYNTHESIS	243
5.2.2.1.2	Kopplung mit dem Erneuerbare Energien Gesetz.....	243
5.2.2.1.3	Weitere Maßnahmen	244
5.2.2.2	Möglichkeiten der Entwicklungsförderung und Wohlfahrtssteigerung	244
5.2.2.2.1	Systemische Perspektive der solaren Nord-Süd-Kooperation	245
5.2.2.2.2	Akteursperspektive der solaren Nord-Süd-Kooperation.....	250
5.2.2.2.3	Die nächsten Schritte	253
6	ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	255
7	QUELLENVERZEICHNIS.....	267

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1: Anhaltswerte für den Energieaufwand von PV-Technologien*	16
Tabelle 2.2: Aggregierte Belastung durch PV-Technologien	18
Tabelle 2.3: Stromerzeugungspotenziale aus Ressourcensicht, PV-Technologien	19
Tabelle 2.4: Toxikologische Bewertung von PV-Technologien	20
Tabelle 2.5: Zusammenfassende ökologische Bewertung von PV-Technologien	22
Tabelle 2.6: Stromerzeugungspotenziale in der EU	28
Tabelle 2.7: Zusammenfassende Bewertung möglicher Energieträger	37
Tabelle 2.8: Eingangswerte zur Energiepotentialberechnung aus Energiepflanzen	43
Tabelle 2.9: Eingangswerte zur Biogasberechnung	44
Tabelle 2.10: Einflussfaktoren und ihre Wirkungsrichtungen	46
Tabelle 2.11: Ausgangswerte für den Standort Madrid	59
Tabelle 2.12: Wirkungsgradberechnungen für drei solare Schmelztypen	59
Tabelle 2.13: Kostenberechnung verschiedener Recyclingsysteme	60
Tabelle 2.14: Sensitivitätsbetrachtung unter optimierten Bedingungen für die solaren Verfahren	61
Tabelle 2.15: Welt-Produktionskapazitäten für Caprolactam, 1996	62
Tabelle 2.16: Marktanteile der wichtigsten Verfahren zur Caprolactam Herstellung, 1991	63
Tabelle 2.17: Verhältnis der Produktionskosten verschiedener Verfahren zur Herstellung von Caprolactam	65
Tabelle 2.18: Spezifische Solarstrahlungswerte für den Standort Castellón de la Plana	66
Tabelle 2.19: Produktionskosten verschiedener Caprolactam-Herstellungsverfahren	67
Tabelle 2.20: Kritische Wärmepumpen-Arbeitszahlen für unterschiedliche Stromerzeugungssysteme	80
Tabelle 3.1: Matrix für die Bewertung von Technologielinien	91
Tabelle 3.2: Weltweite Uran-Reserven aufgeteilt nach Regionen	98
Tabelle 3.3: Regionaler Vergleich von Erdölzeiten 1993	101
Tabelle 3.4: Weltweite Reserven und Ressourcen verschiedener Gasarten, Werte in Mrd. m ³	103
Tabelle 3.5: Regionale Mengenangaben zu konventionellem Erdgas, Werte in Mrd. m ³	104
Tabelle 3.6: Nutzung und Potenziale europäischer Staaten	105
Tabelle 3.7: Nutzung und Potenziale von Wasserkraft weltweit	106
Tabelle 3.8: Windenergiepotenziale in europäischen Staaten, Werte in GWh/a	107
Tabelle 3.9: Biomassepotenziale in Deutschland (ohne Energiepflanzen)	113
Tabelle 3.10: Technisches Potenzial einer hydrothermalen Erdwärmennutzung in Deutschland	115
Tabelle 3.11: Bewertungen der Technologielinien im Überblick	142
Tabelle 4.1: Unterstellte Bevölkerungsentwicklungen für die BRD (in Mio.)	155
Tabelle 4.2: Unterstellte Wirtschaftsentwicklung (Nettoproduktionswerte) für die BRD	156
Tabelle 4.3: Nutzungsgrade und Strombedarf der Heizungsanlagen (in PJ/PJ)	157
Tabelle 4.4: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen von dezentralen Anlagen, Referenzfall	157
Tabelle 4.5: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen zentraler Anlagen, Referenzfall	158
Tabelle 4.6: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)	159
Tabelle 4.7: Endenergieverbrauch nach Energieträgern (ET) im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)	159
Tabelle 4.8: Stromerzeugung (netto) auf der zentralen Ebene im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)	160
Tabelle 4.9: Strombilanz im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in Mrd. kWh)	161
Tabelle 4.10: Primärenergiebilanz im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)	161
Tabelle 4.11: CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) für verschiedene Trendszenarien	162

Tabelle 4.12: Vergleichende Betrachtung der CO ₂ -Emissionen des gesamten Energiesystems 1995 bei Variation der Leckraten von Erdgas.....	164
Tabelle 4.13: Vergleichende Betrachtung der CO ₂ -Emissionen des gesamten Energiesystems 2050 bei Variation der Leckraten von Erdgas.....	165
Tabelle 4.14: Eingabe-Parameter für Branche WZ27, Bekleidungs- und Ledergewerbe, bezogen auf NPW ...	167
Tabelle 4.15: Anteile der Wärme-Versorgungsanlagen.....	167
Tabelle 4.16: Emissionen und Primärenergie-Verbrauch im Referenzfall sowie bei einer Erdgasstrategie	168
Tabelle 4.17: Eingabewerte beim Vergleich Referenz und Green Coal-Strategie	169
Tabelle 4.18: Emissionen im Referenz- und im Green Coal-Pfad	170
Tabelle 4.19: Wichtige und ausgewählte Eingangsdaten (Marktanteile) zur Atom-/Gasstrategie-Bewertung...	171
Tabelle 4.20: Emissionen im Referenz- und im Atom-/Gaspfad.....	171
Tabelle 4.21: Wichtige und ausgewählte Eingangsdaten (Marktanteile) zur Strategie der effizienten Versorgung	172
Tabelle 4.22: Emissionen im Referenz- und im Pfad der effizienten Versorgung	173
Tabelle 4.23: Stromerzeugung der zentralen Kraftwerksebene (Werte in PJ/a)	174
Tabelle 4.24: Emissionen im Referenz- und im Brennstoffzellen-Pfad	175
Tabelle 4.25: CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) für verschiedene Trend- und Nachfrage-Effizienzscenarien	176
Tabelle 4.26: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Effizienzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a).....	177
Tabelle 4.27: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Effizienzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)....	177
Tabelle 4.28: Nutzungsgrade und Strombedarf von Heizungen, Effizienzfall (in PJ/PJ)	178
Tabelle 4.29: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen von dezentralen Anlagen, Effizienzfall.....	179
Tabelle 4.30: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen zentraler Anlagen, Effizienzfall.....	179
Tabelle 4.31: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der 1. Versorgungsvariante (in PJ/a).....	180
Tabelle 4.32: Nettostromerzeugung in der 1. Versorgungsvariante (PJ/a)	181
Tabelle 4.33: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 1. Versorgungsvariante.....	182
Tabelle 4.34: Nettostromerzeugung in der 2. Versorgungsvariante (PJ/a)	183
Tabelle 4.35: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 2. Versorgungsvariante.....	184
Tabelle 4.36: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der 3. Versorgungsvariante (in PJ/a).....	185
Tabelle 4.37: Warmwassererzeugung für Haushalte und Kleinverbrauch nach Energiesystemen (in PJ/a).....	186
Tabelle 4.38: Wärmeerzeugung nach Heizungstypen (in PJ/a).....	186
Tabelle 4.39: Wärmeerzeugung dezentraler Anlagen (in PJ/a).....	187
Tabelle 4.40: Nettostromerzeugung in der 3. Versorgungsvariante (PJ/a)	188
Tabelle 4.41: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 3. Versorgungsvariante.....	189
Tabelle 4.42: Endenergieverbrauch nach Sektoren in der 3. Versorgungsvariante (in PJ/a)	191
Tabelle 4.43: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO ₂ -Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 4. Versorgungsvariante.....	194
Tabelle 4.44: Untersuchte Weltszenarien	198
Tabelle 4.45: Hintergrundinformationen verschiedener Szenarien	199
Tabelle 4.46: Bevölkerungsentwicklung bis 2050 im Vergleich (in Mrd.).....	200
Tabelle 4.47: Wirtschaftswachstum für die BAU-Pfade bis 2050 im Vergleich (in %/a).....	200
Tabelle 4.48: Weltprimärenergieverbrauch bis 2020 nach Energieträgern, verschiedene Szenarien (in Gtoe) .	200
Tabelle 4.49: Primärenergieverbrauch Welt bis 2050, verschiedene Szenarien (in Gtoe).....	201

Tabelle 4.50: Hintergrundinformationen und Treibergrößen verschiedener normativer Szenarien.....	202
Tabelle 4.51: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern, 2050 (in Gtoe).....	203
Tabelle 4.52: Weltprimärenergieverbrauch verschiedener Szenarien im Vergleich (in Gtoe)	203
Tabelle 4.53: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern, F4-Szenario (in Gtoe).....	207
Tabelle 4.54: Endenergieverbrauch Welt nach Regionen, F4-Szenario (in Gtoe).....	208
Tabelle 4.55: Kochenergieverbrauch nach Typen und Regionen, F4-Szenario [TJ/a]	208
Tabelle 4.56: Wärmebedarfsdeckung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [TJ/a]	209
Tabelle 4.57: Nettostromerzeugung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [PJ/a]	211
Tabelle 4.58: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Regionen sowie CO ₂ -Emissionen, F4-Szenario	213
Tabelle 4.59: Vorräte endlicher Energieträger und kumulierter Verbrauch im F4-Szenario [Gtoe].....	214
Tabelle 4.60: Potenziale und Nutzung erneuerbarer Energien im Faktor Vier-Szenario [EJ/a]	214
Tabelle 5.1: Notwendige Vergütungssätze im Rahmen des EEG und bezogen auf solarthermische Kraftwerke	244

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Sektorale Aufteilung des Energiesystems innerhalb der Arbeitsgruppe des Wuppertal Instituts. Die dunklere Schattierung kennzeichnet den in dieser Arbeit untersuchten Bereich.	3
Abbildung 2.1: Vergleich Investitionskosten 1,5 MW Landanlage und Offshore-Windpark mit 1,5 MW-Anlagen	27
Abbildung 2.2: Umwandlungsoptionen von Biomasse.....	31
Abbildung 2.3: Potenzielle Biomasseaufkommen	31
Abbildung 2.4: Endenergiepotentiale durch Energiepflanzen für den Fall <i>Niedrige Produktivitätssteigerung bei veränderter Ernährung</i>	44
Abbildung 2.5: Parabolförmiger Rinnenkollektor eines 80 MW Dampfkraftwerks in Kalifornien.	84
Abbildung 2.6: Grundkonfiguration eines solar-thermischen Kraftwerks	84
Abbildung 4.1: Sektorale Aufteilung des Energiesystems innerhalb der Arbeitsgruppe des Wuppertal Instituts. Die dunklere Schattierung kennzeichnet den in dieser Arbeit untersuchten Bereich.	151
Abbildung 4.2: Betrachtete Hauptbranchen der Industrie im Modell DES	152
Abbildung 4.3: Betrachtete Hauptbranchen im Kleinverbrauch im Modell DES.....	152
Abbildung 4.4: Vereinfachtes Schaubild der Versorgungsseite im DES-Modell	154
Abbildung 4.5: Entwicklung wichtiger Größen im Vergleich, Referenzfall „Geringe Bevölkerung“	163
Abbildung 4.6: Vereinfachte Darstellung der angebotsseitigen Wasserstoffkette im Jahr 2050	193
Abbildung 4.7: Struktur des <i>World Energy System</i> -Modells.....	205
Abbildung 4.8: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [TWh/a]	212

1 Einleitung

„Zwischen 1950 und heute hat sich der Energieverbrauch weltweit mehr als vervierfacht. Eine wachsende Menschheit und das Wirtschaftswachstum in den Entwicklungs- und Schwellenländern werden diesen Trend weiter fortsetzen. Wenn es uns nicht gelingt, sorgsamer als bisher mit den natürlichen Ressourcen umzugehen sowie vorhandene technologische Möglichkeiten besser auszuschöpfen und neue umweltverträgliche Technologien zu entwickeln, wird unausweichlich mit dem steigenden Energiebedarf auch die Emission des klimabeeinflussenden Treibhausgases CO₂ steigen.“ (Enquete 1995: V) In diesem Ausschnitt des Vorwortes zum Bericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages wird implizit eine Anforderung genannt, die das Leitziel der vorliegenden Untersuchung bildet. Anlehnend an die auf Klimamodellierungen aufbauenden Schlussfolgerungen des ‚Intergovernmental Panel on Climate Change‘ (IPCC), wurde von der Enquete-Kommission die Forderung erhoben, die weltweiten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 50 % des Niveaus von 1987 zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen und die Lasten in etwa gleich zu verteilen, sollten die wirtschaftlich starken Industrienationen ihre Emissionen im gleichen Zeitraum um 80 % vermindern (Enquete 1995: 100ff). Aspekte einer solchen notwendigen Entwicklung des bundesdeutschen Energiesystems zu beschreiben, ist das primäre Ziel dieser Untersuchung.

Die Evolution eines Energiesystems unterliegt jedoch nicht nur ökologischen, sondern auch technischen, ökonomischen und sozialen Faktoren. Insofern muss, auch bei der Betrachtung eines einzigen Leitziels bzw. -indikators wie CO₂-Emissionen, der zu betrachtende Rahmen weiter gefasst werden. Den Hintergrund dieser Arbeit bilden daher die seit rund 30 Jahren intensiv geführten Diskussionen um *Umwelt* und *Entwicklung*. Wurden diese Themen zunächst noch getrennt betrachtet, wie beispielsweise 1972 auf der ‚UNO-Konferenz über die menschliche Umwelt‘ in Stockholm, so setzte sich zunehmend die Einsicht durch, dass beide Politikfelder gemeinsam zu erörtern sind. Als Meilenstein auf diesem Weg gilt der Bericht der ‚Weltkommission für Umwelt und Entwicklung‘ (WCED), die von der ehemaligen norwegischen Ministerpräsidentin Gro-Harlem Brundtland geleitet wurde. Im Bericht „Our Common Future“, dem sogenannten „Brundtland-Bericht“, wurde erstmalig der Begriff des *Sustainable Development* als übergreifendes Ziel einer gemeinsamen Umwelt- und Entwicklungspolitik geprägt. Der Brundtland-Bericht hatte entscheidenden Anteil an der Realisierung der ‚UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung‘ 1992 in Rio de Janeiro, Brasilien (Weizsäcker 1994: 122). Auf dieser Konferenz wurde der Begriff des *Sustainable Development* übernommen und weiter konkretisiert. Seitdem wird damit eine Entwicklung bezeichnet, „in der die Bedürfnisse heutiger Generationen befriedigt werden, ohne die Bedürfnisse kommender Generationen zu gefährden“ (BUND/Misereor 1996: 24). Eine nachhaltige Entwicklung befindet sich somit im Spannungsfeld von *Bedürfnissen* und *Beschränkungen*. Einerseits müssen die Bedürfnisse der Menschen gedeckt werden, wobei vor allem auf einen Ausgleich zwischen Armen und Reichen zu achten ist (intragenerative Gerechtigkeit). Andererseits sind natürlichen Beschränkungen Rechnung zu tragen, damit gegenwärtige und vor allem auch künftige Bedürfnisse befriedigt werden können (intergenerative Gerechtigkeit).

Zentrales Dokument der Rio-Konferenz ist das Aktionsprogramm *Agenda 21*. Dieses Programm richtet sich zunächst an nationale Regierungen, die unter anderem den Auftrag erhalten haben, alle gesellschaftlichen Akteure in einen gemeinsamen Prozess zu integrieren. „Der Wissenschaft kommt in diesem Prozess die Rolle zu, sich einerseits ‚permanent mit Möglich-

keiten einer schonenderen Ressourcennutzung [zu] befassen'. Dazu sei es nötig, vermehrt natur-, wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Erkenntnisse zusammenzuführen (35.2 und 35.11). Andererseits wird von der Wissenschaft erwartet, dass sie ihre Forschungsergebnisse sowohl der Öffentlichkeit in allgemeinverständlicher Weise nahe bringt, als auch für die Beratung politischer Institutionen auf lokaler, regionaler, nationaler und internationaler Ebene fruchtbar werden lässt. (35.17 und 34.4)“ (Pfahl 2000: 4). Somit erhält die Wissenschaft ein Mandat, das mit der vorliegenden Arbeit aufgegriffen werden soll. Da eine nachhaltige Entwicklung jedoch einen höchst-komplexen Sachverhalt darstellt, kann sie kaum in überschaubarer Weise vollständig erfasst und behandelt werden. Eingrenzungen müssen daher so vorgenommen werden, dass das zu untersuchende Thema zwar handhabbar wird, gleichzeitig aber alle wichtigen Aspekte beinhaltet. Neben dem bereits erwähnten Leitindikator CO₂-Emissionen werden daher in dieser Arbeit weitere Faktoren Beachtung finden, deren Auswahl sich an dem jeweiligen Untersuchungsgegenstand und -ziel orientiert. Damit wird der Ansatz einer *integralen Nachhaltigkeit*, der weit über die *ökologische Nachhaltigkeit* hinaus geht, in Bezug auf die Energieversorgung Deutschlands im internationalen Kontext verfolgt (vgl. Massarrat 2000a: 27).

Untersuchungsrahmen

„Im Hinblick auf die notwendigen Veränderungen unserer Wirtschaft in Richtung auf eine ökologisch nachhaltige Wirtschaftsweise kommt den Fragen der langfristigen Energieversorgung und -nutzung eine Schlüsselrolle zu“ (Altner und Dürr 1995: 11). Diese Schlüsselrolle kann einerseits damit begründet werden, dass mehr als 50 % des anthropogenen Treibhauseffektes auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurückgeht. Andererseits stellt der Zugang zu Energie eine wichtige Grundvoraussetzung für die Entwicklung einer Nation dar, da Energie in allen Bereichen menschlichen Handelns benötigt wird.

Neben der Beschränkung des Untersuchungsgegenstandes auf den Bereich Energie werden weitere Eingrenzungen vorgenommen. Diese betreffen zum einen die Region (Deutschland, aber unter Beachtung internationaler Entwicklungen) und zum zweiten den Zeitraum (1995 bis 2050).

Die Bundesrepublik Deutschland erscheint aus mehreren Gründen als geeignete Untersuchungsregion: zum Ersten ist sie nach den USA, Russland, China und Japan der fünftgrößte CO₂-Emittent und ihre Emissionen haben somit einen signifikanten Einfluss auf das Weltklima, zum Zweiten stellen Nationalstaaten heute und auch zukünftig den wesentlichen wirtschaftlichen, sozialen und politischen Bezugs- und Interventionsrahmen dar, zum Dritten besitzt Deutschland als ein führendes Industrieland eine Vorbildfunktion für die sich entwickelnden Länder des Südens und Ostens sowie eine Verweisungsfunktion für weitere Industrieländer und zum Vierten ist die Auswahl naheliegend für eine deutsche Untersuchung. Da im Energiebereich jedoch ein dialektisches Verhältnis zwischen Nationalstaat und Internationalem vorliegt, greift die Arbeit den internationalen Kontext intensiv auf.

„Fünfzig Jahre sind ungefähr der Zeitraum, innerhalb dessen es realistisch ist, die technologische und zivilisatorische Entwicklung wesentlich zu verändern“ (Weizsäcker et al. 1995: 284). Eben dieser Zeitraum wurde als Untersuchungsperiode festgelegt (1995 bis 2050), wobei er darüber hinaus dem Zielzeitpunkt der Enquete-Empfehlungen entspricht. Für ein Konzept, das den Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung beschreiben soll, sind kürzere

Zeiträume nicht zielführend. Da beispielsweise die Lebensdauer von Kraftwerken bei 30 bis 50 Jahren liegt, kommen heute begonnene Strategien erst in mehreren Jahrzehnten deutlich zum Ausdruck. Aber auch die Betrachtung längerer Zeiträume ist kaum sinnvoll. Technische, soziale oder ökonomische Innovationen können immer weniger plausibel beschrieben oder vorhergesagt werden. Die Grundlagen für Szenarien würden dann zunehmend ungewisser.

Entwickelte Strategien erhalten erst dann einen Aussagewert, wenn sie im Kontext der jeweiligen gesellschaftlichen Gruppen diskutiert werden. Daher wird in dieser Arbeit im Sinne der Agenda 21 ein enger Bezug zu relevanten Akteuren des Energiesystems hergestellt. Erst die akteursbezogene Analyse erlaubt Empfehlungen, die reale Verhältnisse beachten und somit größere Relevanz besitzen.

Zudem kann ein komplexes Energiesystem kaum in einer einzelnen Arbeit ausreichend betrachtet werden. Diese Erkenntnis schlägt sich in der Gesamtstruktur des Forschungsvorhabens nieder, das in einer Arbeitsgruppe am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie bearbeitet worden ist: Das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland wird in die zwei Bereiche *Energienachfrage* und *Energieangebot* aufgeteilt, wobei die Nachfrageseite eine nochmalige Aufteilung in die zwei Sektoren *Privater Konsum* und *Gewerbe* erfährt (vgl. Abbildung 1.1).

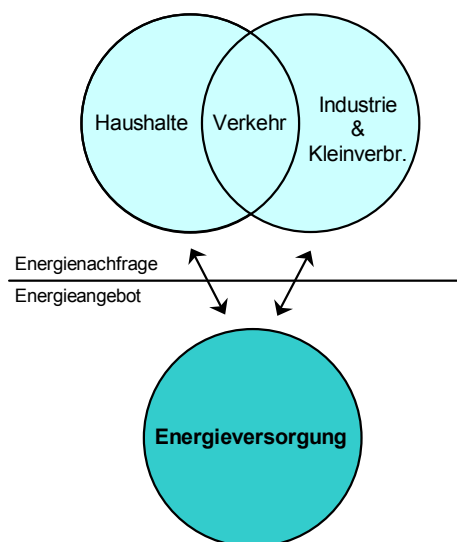


Abbildung 1.1: Sektorale Aufteilung des Energiesystems innerhalb der Arbeitsgruppe des Wuppertal Instituts. Die dunklere Schattierung kennzeichnet den in dieser Arbeit untersuchten Bereich.

Der Handlungsrahmen privater Konsumenten, also die Nachfragesektoren Haushalte und Personenverkehr, werden in der Dissertation von Stefan Pfahl behandelt, Industrie, Kleinverbrauch und gewerblicher Verkehr sind der Gegenstand der Arbeit von Carsten Polenz. Die Angebotsseite des Energiesystems wird in der vorliegenden Arbeit analysiert und beschrieben.

Ziele dieser Arbeit

Für die Angebotsseite gelten folgende untersuchungsleitende Fragen:

- Welchen Kriterien muss ein zukunftsfähiges Energiesystem genügen?

- Mit welchen Technologien und Strategien lässt sich ein solches Energiesystem in Deutschland realisieren?
- Innerhalb welcher Zeiträume sind die erforderlichen Veränderungen denkbar?
- Welche Umsetzungsschritte wären dazu von welchen Akteuren notwendig?
- Sind internationale Kooperation notwendig und nach welchen Leitlinien müssen diese gestaltet werden?
- Welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen und Steuerungsmechanismen sind notwendig?
- Wie verhalten sich die bundesdeutschen Ergebnisse im globalen Kontext?

Paradigmen

Auch wissenschaftliche Untersuchungen sind, vor allem wenn gesellschaftspolitische Themen im Mittelpunkt stehen, nur selten frei von Paradigmen und normativen Vorstellungen. Gerade die Themen Agenda 21 und Nachhaltigkeit haben in der Vergangenheit oftmals gezeigt, dass unterschiedliche Vorstellungen bezüglich der konkreten Umsetzung, aber auch bezüglich der zu verfolgenden Ziele, vorherrschen. Nicht zuletzt beruhen diese Festlegungen auf persönlichen Abwägungen zwischen verschiedenen Zielen, die nicht in jedem Fall gleichzeitig zu verfolgen sind. Um die notwendige Transparenz zu erzeugen, werden daher zunächst die dieser Arbeit zugrundeliegenden Paradigmen benannt. Darüber hinaus gelten auch für diese Arbeit die Ziele, die im Energiewirtschaftsgesetz¹ festgelegt sind (§1: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche ... Versorgung ... im Interesse der Allgemeinheit“).

Klimaschutz. Die Beachtung klimapolitischer Ziele, wie sie vom IPCC oder der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ formuliert worden sind, stellt die Grundmotivation für die Erarbeitung eines zukunftsfähigen Energieversorgungssystems. Ein Ziel der Untersuchung besteht somit darin, einen Weg zu einem deutschen Energiesystem zu beschreiben, welches im Jahr 2050 nur noch 20 % der CO₂-Emissionen des Jahres 1987 aufweist.

Risikominimierung. Anlehnend an die Ausführungen in der Beck'schen „Risikogesellschaft“ stellt die Minimierung von technischen und sozialen Risiken ein weiteres wichtiges Kriterium bei der Bewertung von Strategien dar. Nach Beck sind die heutigen Risiken unter anderem ein „Produkt moderner Technologien“ (Beck 1996: 26ff). Das zentrale Ziel dieses Paradigmas besteht aus diesem Grund darin, dass nur solche Technologien in einem zukunftsfähigen Energiesystem eingesetzt werden, die eine große Fehlerfreundlichkeit aufweisen. Eine konkrete Folge davon ist beispielsweise die Forderung nach einem Ende der Kernenergienutzung (s. dazu Lovins, Hennicke 1999). Aber auch erneuerbare Energien können Risiken enthalten (z.B. Bodendegradation), die im Folgenden einer Bewertung unterzogen werden.

Transparenz von Strukturen. Infrastrukturelle Entscheidungen können nur dann Aspekten der Nachhaltigkeit entsprechen, wenn sie transparent und durch die Betroffenen beeinflussbar sind (Lovins, Hennicke 1999: 51). Zum einen leitet sich das Paradigma unmittelbar aus der Agenda 21 ab. Dort wird insbesondere im Artikel 28 die Partizipation aller lokalen Akteure gefordert (Lokale Agenda 21) – nicht nur so genannte Experten, sondern gerade auch Laien

¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft (EnWG) vom 28.11.1997

der verschiedenen Akteursgruppen sollen in den Prozess zur nachhaltigen Entwicklung einbezogen werden. Zum anderen darf die Risikoabwägung nicht einzelnen Akteuren, z.B. Energieversorgungsunternehmen, überlassen werden, sondern erfordert einen demokratischen Diskurs. Nach Beck sind Risiken „offen für einen demokratischen Definitionsprozess“ (Beck 1996:29) - genau dieser erfordert aber eine Transparenz bei Technologien und Entscheidungen. Insofern kann die geforderte ‚Transparenz von Strukturen‘ auch mit ‚Demokratisierung von Energiesystemen‘ gleichgesetzt werden. Zentrale Systeme, die in der Hand weniger Akteure liegen, eignen sich dafür grundsätzlich schlechter als stark dezentralisierte Systeme. Dieser eher „weiche“ Faktor ist daher eine weitere wichtige Anforderung an ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem.

Nord-Süd-Ausgleich. Alle wirtschaftlichen Aktivitäten eines Industrielandes wie Deutschland sollten, zumindest von politischer Seite aus, immer auch zu einem Wohlfahrtsausgleich mit ärmeren Staaten führen. Es wird in dieser Arbeit vorausgesetzt, dass vor allem bei internationalen Kooperationen dieses Ziel aus ethischen Aspekten heraus Maxime für staatliches Handeln ist. Eine solche Notwendigkeit ergibt sich auch aus eigenen Interessen heraus, denn bleibt die Situation von Entwicklungsländern weiterhin problematisch, kann dies negative Rückwirkungen auf die Industrieländer haben (vgl. Boeser et al. 2000; George 1993). Bei der Nord-Süd-Kooperation im Energiebereich spielen somit Aspekte wie *Empowerment* und *Demokratisierung* eine Rolle.

Kontext

Die vorliegende Untersuchung baut auf vorangegangenen nationalen und internationalen Arbeiten auf und entwickelt diese weiter. Als wichtige Untersuchungen gelten auf deutscher Ebene die Arbeiten der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ (Enquete 1995), der Gruppe 2010 (Altner und Dürr 1995), der Prognos AG (Prognos 1995), zum Teil in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (Prognos/EWI 1999) sowie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt mit dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (DLR/ISE 1997). Auf globaler Ebene erhielten vornehmlich die Szenarien des World Energy Council (WEC/IIASA 1995; Nakicenovic 1998) und die der Shell AG (Shell 1996a) in den letzten Jahren vermehrte Aufmerksamkeit.

Alle genannten Szenarioanalysen ergaben wichtige Erkenntnisse, auf die in dieser Arbeit oftmals verwiesen wird; allerdings sind noch immer entscheidende Wissenslücken vorhanden. Aus Sicht des gemeinsamen Forschungsvorhabens von Pfahl, Polenz und Wolters besteht eine wichtige Weiterentwicklung der oben genannten Untersuchungen darin, dass eine strikte Orientierung an nachfrageseitigen Bedürfnissen durchgeführt werden sollte. Auf nationaler Ebene fehlten entsprechend detaillierte Ansätze bisher weitgehend, auf globaler Ebene vollständig. Auf diesem nachfrageorientiertem Vorgehen aufbauend ergeben sich Anforderungen an das Energieversorgungssystem, die in dieser Art aufgrund der bisher üblichen angebotsorientierten Untersuchungsweise noch nicht ausgewiesen werden konnten.

Darüber hinaus wurden in bisherigen Untersuchungen die unter Umsetzungsaspekten notwendigen Akteursbetrachtungen nur in geringem Maße durchgeführt. Wie später noch gezeigt wird, stellen sich innerhalb dieser Arbeit die Bereiche Biomasse und solare Nord-Süd-Kooperation als äußerst wichtig auf dem Weg in eine zukunftsfähige Energieversorgung dar. Hier existieren jedoch weder akteurs- noch strukturorientierte Arbeiten bezüglich der Umset-

zung dieser Strategien, so dass in diesem Fall Neuland betreten wird. Auch fehlen bisher eine Reihe von Einzeltechnologiebewertungen als auch eine ganzheitliche Darstellung und Bewertung der ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte von Technologielinien. Zudem sind eine Reihe von systemischen Fragen bisher nicht beantwortet worden, die nur mit einem detaillierten Energiemodell zu erschließen sind.

Im weiter gefassten Kontext dieser Untersuchung stehen Arbeiten zum Thema Nachhaltigkeit. Neben dem bereits erwähnten Bericht der Brundtland-Kommission und dem Aktionsprogramm *Agenda 21* sind vor allem zwei weitere Meilensteine zu erwähnen: die beiden Studien *Sustainable Netherlands* (Milieudefensie 1992) und *Zukunftsfähiges Deutschland* (BUND/Misereor 1995). *Sustainable Netherlands* erweckte durch das Umweltraumkonzept Aufmerksamkeit. Hinter diesem Konzept verbirgt sich die Vorstellung, dass jedem Erdbewohner die gleiche Größe an knappen Umweltgütern wie Luft, Wasser und Rohstoffen zukommt. Durch die Verwendung des globalen und nach Regionen unterschiedlichen CO₂-Minderungsziels wird dieser Ansatz im Prinzip übernommen. „*Zukunftsfähiges Deutschland* erweiterte die Nachhaltigkeitsdebatte in acht Leitbildern um die Dimension der Lebensstile bzw. der Suffizienz. Auch hieran knüpft die Arbeit an, wenn sie Elemente der Leitbilder in Bezug auf die Bedeutung für den Klimaschutz konkretisiert“ (Pfahl 2000).

Methodische Einordnung und Aufbau der Arbeit

Bei dieser Untersuchung handelt es sich um eine Arbeit zur ‚Entscheidungsvorbereitung unter möglichst realen Verhältnissen bei Ungewissheit‘. Radikale Vereinfachungen und Abstraktionen, wie sie häufig in wissenschaftlichen Arbeiten erfolgen, können nur in eingeschränktem Maße vorgenommen werden. Zudem steht die Arbeit in dem komplexen Kontext energiesystemischer Fragen. Daraus resultiert, dass auf einen der Aufgabenstellung angemessenen Mix wissenschaftlicher Methoden zurückgegriffen wird, da mit keiner Methode die geforderten Ergebnisse alleine erzielt werden können. Jede Methode hat Grenzen und kann nicht alle wichtigen Aspekte des Themas erfassen. Somit steht die Arbeit in der Tradition Klaus von Beymes oder auch Paul Feyerabends, die beide ein Plädoyer für die Pluralität in der Methoden- und Theorienanwendung hielten - wenn auch mit deutlich verschiedenen Ausprägungen (vgl. Beyme 1991a; Feyerabend 1979).

Methodischer Hintergrund dieser Arbeit ist das klassische normativ-ontologische Paradigma, das den Sinn und die Ziele einer Gesellschaft in den Mittelpunkt der Betrachtung stellt. In der konkreten Erarbeitung kommen jedoch hauptsächlich empirisch-analytische Verfahren wie die Szenarioanalyse zum Einsatz². Mit diesem zentralen methodischen Element lässt sich die Arbeit in den Forschungsstrang der ‚Energy-Analysis‘ einordnen, der sich seit Anfang der siebziger Jahre in den USA und Europa etabliert hat. Strategien und Steuerungsinstrumente werden in einem Modell untersucht und daraufhin zu einer Gesamtstrategie zusammengefasst. Basis der Untersuchung bilden Sekundäranalysen, originäre Erhebungen von Daten sollten möglichst vermieden werden. Die Aufgabe besteht bei einer Szenarioanalyse vielmehr darin, bestehende Diskursbeiträge zu einem konsistenten Bild zusammenzufassen.

² An dieser Stelle erfolgt nur ein Überblick über die verwendeten Methoden. In den jeweiligen Abschnitten wird intensiv darauf eingegangen.

In Kapitel 2 und 3 erfolgen anhand mehrerer Kriterien „präventive Technologiebewertungen“ (Jänicke 1977) wichtiger technologischer Strategien. Dabei finden in Kapitel 2 Methoden wie Ökobilanzierungen, Systemanalysen, Szenarioanalysen für einzelne Technologien und ökonomische Betrachtungen (Marktpotenzialbewertung, Kostenvergleiche) Anwendung. Die vorgenommene exkursartige Untersuchung von Einzeltechnologien ist notwendig, da bei den dort behandelten Schlüsselbereichen erhebliche Wissenslücken festgestellt worden sind. Diese erlaubten es nicht, eine belastbare Szenarioanalyse ohne weitere Primäranalysen durchzuführen.

Kapitel 3 stellt hingegen vornehmlich eine Zusammenschau anerkannter wissenschaftlicher Einzelergebnisse dar. Im Zentrum steht hier weniger die Analyse einer Einzeltechnologie, sondern vielmehr die einer Technologielinie. Diese werden anhand einer Reihe von Kriterien möglichst ganzheitlich in Bezug auf die festgelegten Ziele und Paradigmen bewertet. In dieser an Nachhaltigkeitskriterien orientierten Bewertung liegt der Unterschied zu den meisten vorangegangenen Untersuchungen, die zwar jeden einzelnen Aspekt wie Emissionen oder Kosten, nicht aber alle gemeinsam bewerten. Auch dieser Schritt ist notwendig als Vorinformation für eine systemische Szenarioanalyse, wie sie anschließend vorgenommen wird.

In Kapitel 4 werden anhand von Szenarioanalysen das bundesdeutsche und das globale Energiesystem in Hinblick auf notwendige und mögliche Strategien untersucht, um die geforderten Ziele wie die Verminderung der CO₂-Emissionen einzuhalten. Dafür wird eine ausreichend große Zahl an unterschiedlichen Fällen rechnergestützt simuliert und analysiert. Die systemische Betrachtung von Einzeltechnologien bzw. umfassenden Strategien führt zu deren richtungssicheren Bewertung. Dabei wird auch die Dialektik von zentralen und dezentralen Strukturen aufgegriffen; die erste Struktur als historisch gewachsene und die zweite von vielen Seiten als sozial-ökologisch notwendige bezeichnet (vgl. Kristof 1992 oder Scheer 1999). Die in Kapitel 4 beschriebene Systemanalyse gibt dazu eine Reihe von Hinweisen, welche Struktur tatsächlich erforderlich sein wird, den formulierten Zielen gerecht zu werden.

Im darauffolgenden Kapitel 5 erfolgt die eingehende Beschäftigung mit zwei Teilaspekten, die sich im Verlauf der Arbeit als besonders wichtig herausgestellt haben und die mit den bisher verwendeten Methoden nicht zu erfassen sind. So werden zum einen die relevanten Akteure im land- und forstwirtschaftlichen Biomassebereich anhand soziologischer Akteursmodelle eingehend analysiert und daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet. Zum anderen wird die Kooperation im Bereich solarer Energieerzeugung zwischen Nordafrika und Deutschland aus akteursorientierter und aus systemischer Perspektive beleuchtet.

2 Einzelbetrachtungen von Technologien

Die Aussagefähigkeit von Szenarioanalysen hängt zunächst von der Qualität der Untersuchungen ab, die einzelne Aspekte intensiv beleuchten und damit die Grundlage für die Systembetrachtung liefern. Im Rahmen dieser Arbeit stellte sich heraus, dass in einigen Bereichen (s.u.) jedoch noch allgemeine Wissenslücken bestanden. Diese erlaubten es entgegen ersten Annahmen nicht, eine belastbare Szenarioanalyse ohne weitere Primäranalysen durchzuführen. Daher wurden in detaillierten Einzelbetrachtungen für folgende Technologien unterschiedliche Aspekte erarbeitet³:

- Photovoltaik
- Offshore-Windkraftanlagen
- Biomasse aus der Landwirtschaft
- Sonnenofen-Prozesse
- Elektrische Wärmepumpen

Alle weiteren Technologieoptionen wie hoch-effiziente fossile Anlagen oder sonstige Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien mussten aufgrund der bereits bestehenden wissenschaftlichen Kenntnisse nicht detailliert betrachtet werden. In Kapitel 3 erfolgt daher eine Gesamtbeurteilung aller zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeiten, die einerseits auf die hier durchgeführten Einzelbetrachtungen und andererseits auf die Analysen anderer Forschungsarbeiten zurückgreift.

Wie bereits oben erwähnt worden ist, handelt es sich bei den ausgewählten Technologien genau um die Bereiche, die noch nicht ausreichend untersucht worden sind. Darüber hinaus können die Untersuchungen als exemplarische Analysen für unterschiedliche Sektoren angesehen werden. Der Einsatz der Photovoltaik und der elektrischen Wärmepumpen ist zunächst weitgehend auf Haushalte und andere Gebäude ausgerichtet, Offshore-Windkraftanlagen sind aufgrund ihrer Kapitalintensität zumeist auf größere Unternehmen der Energiewirtschaft beschränkt, das Thema Biomasse steht in engem Zusammenhang mit dem Sektor Landwirtschaft und die untersuchten Sonnenofen-Prozesse besitzen als einzige der untersuchten Technologien ihren Einsatzbereich im produzierenden Gewerbe. Da gerade für diese Zielgruppe erst wenig Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien entwickelt worden sind, kann die nachfolgende Betrachtung wichtige Hinweise für ähnliche Untersuchungen liefern.

Methoden wie Ökobilanzierungen, Systemanalysen, Szenarioanalysen für einzelne Technologien und ökonomische Betrachtungen (Marktpotenzialbewertung, Kostenvergleiche) finden dabei Anwendung und werden an den entsprechenden Stellen diskutiert. Diese unterschiedlichen, exkursartigen Untersuchungen von Einzeltechnologien zeigen die Notwendigkeit, im Rahmen von Gesamtsystembetrachtungen eine Mehrzahl von Methoden anzuwenden, die dem jeweiligen Untersuchungsgegenstand und –ziel entsprechen.

Neben diesen Detailbetrachtungen wird das Konzept der solarthermischen Kraftwerke einschließlich der damit zusammenhängenden Kooperationsidee zwischen Nordafrika und Deutschland erläutert. Wie sich im Laufe der Szenarioanalysen ergab, wird diese Kooperation langfristig einen entscheidenden Beitrag für eine zukunftsfähigen Energieversorgung Deutsch-

³ Die Reihenfolge ist zufälliger Natur, dahinter soll keine Gewichtung stehen.

lands leisten müssen⁴. Aus diesem Grund erfolgt hier eine genauere Beschreibung der dahinter stehenden technologischen Strategie. In Kapitel 5 schließt sich die dazu gehörende politikwissenschaftliche Betrachtung an.

2.1 Photovoltaik

Die direkte Nutzung von Solarstrahlung und insbesondere die Stromerzeugung mittels Photovoltaik (Solarzellen/-modulen) ist für viele der Inbegriff einer umweltfreundlichen Energieversorgung. Die Ursachen dafür sind vielschichtig, zweifellos zählt aber dazu, dass photovoltaische Anlagen lärm- und emissionsfrei Strom erzeugen, ein High-tech Image besitzen und vor allem für jeden, z.B. auf dem eigenen Hausdach, sichtbar sind. Die Identifikation der Betreiber mit der Anlage ist damit um einiges höher als bei anderen erneuerbaren Energien. Zudem hat Photovoltaik (PV) den Vorteil, eine sehr hohe Modularität zu besitzen. Damit sind Anwendungen in verschiedensten Leistungsklassen zu verwirklichen, technisch ist von der Solaruhr bis zum Großkraftwerk alles möglich.

Einige der wirkungsvollsten Bürgerbewegungen und Interessensverbände haben sich um diese Technologie herum entwickelt (z.B. Eurosolar, Solarenergieförderverein Aachen), die es sich zum Ziel gesetzt haben, diese Technologie massiv in den Markt einzuführen. Dadurch hat sich u.a. ergeben, dass mit der Photovoltaik die relativ gesehen teuerste CO₂-Minderungsmaßnahme überdurchschnittlich gefördert wurde – auf Bundesebene wie von einzelnen Energieversorgungsunternehmen. Insgesamt waren bis Ende 1999 65 MW_p⁵ solarelektrische Leistung installiert, wovon etwa 85 % auf netzgekoppelte Anwendungen entfallen (mehr als 9.000 Einzelanlagen). Seit 1990 hat sich der jährliche Zuwachs kontinuierlich erhöht, wobei 1998 ein kleiner Einbruch zu verzeichnen war⁶. In den letzten 10 Jahren hat sich damit die installierte Leistung um den Faktor 20 erhöht. Trotzdem ist der jährliche Beitrag zur Stromerzeugung mit etwa 50 GWh bzw. 0,01 % außerordentlich bescheiden. Diese geringen Werte gelten allerdings auch international, lediglich in Japan und den USA wird mehr Strom in Photovoltaik-Anlagen erzeugt, der Absatz in Deutschland entspricht einem Weltmarktanteil von rund 10 % (Staiß 2000).

Zu Beginn der Wachstumsphase Mitte des letzten Jahrzehnts ist der Markt nicht durch große Firmen wie Siemens Solar oder die damalige Angewandte Solarenergie (ASE) bedient worden, sondern durch kleine und mittelständische Unternehmen. Siemens und ASE hatten zu Anfang bzw. Mitte des Jahrzehnts ihre Produktionsanlagen in die USA verlagert, weil man von einem nur geringen Marktpotenzial in Deutschland ausgegangen ist (Fröhlich 1995). Dass sich der Markt trotz allem positiv entwickelt hat, lag am Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“ in Nordrhein-Westfalen sowie an zahlreichen, zumeist durch Bürgerbewegungen initiierten kommunalen Modellen der kostendeckenden Vergütung. Einen weiteren wichtigen Beitrag leistete die 1995 gestartete Kampagne „Cyrus“ von Greenpeace e.V., deren Anlass die Schließung der letzten größeren Produktion (ASE) für Photovoltaikmodule in Deutschland war (Staiß 2000).

⁴ An diesem Beispiel wird sich das typische, iterative Vorgehen bei der Erarbeitung dieser Dissertation zeigen.

⁵ Der Index p (=peak) bezeichnet die Spitzenleistung bei hoher Einstrahlung, wie sie z.B. mittags bei klarem Himmel im Sommer erreicht wird.

⁶ Der wahrscheinlich damit zusammen hängt, dass nach dem Bundesregierungswechsel auf das angekündigte „100.000-Dächer-Programm“ gewartet worden ist.

Ende der 90er Jahre setzte sich langsam der Gedanke durch, dass die Photovoltaik auch angesichts eines wachsenden Weltmarkts langfristig wichtig für den Industriestandort Deutschland sein kann. Die Erfahrungen lehrten allerdings, dass zunächst ein stabiler und großer Inlandsmarkt notwendig ist, um Produktionsanlagen in Deutschland dauerhaft anzusiedeln. Eine Folge dieser Überlegung, aber nicht der einzige Grund, ist das umfangreiche „100.000-Dächer-Programm“ und die deutliche Anhebung der Vergütungssätze auf 99 Pf/kWh⁷.

Die Photovoltaik-Technologie wird von weiten Teilen der Bevölkerung, insbesondere von Menschen mit einem hohen ökologischen Bewusstsein, als eine so genannte „Königsstrategie“ auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung angesehen. Dabei wird jedoch erstens nicht unterschieden, um welche PV-Technologien es sich handeln soll und zweitens werden die ökologischen Folgen der PV-Nutzung kaum beachtet. Dies geht teilweise so weit, dass das Hinweisen auf eventuell bestehende Folgen und eine daraus resultierende Notwendigkeit der wissenschaftlichen Beschäftigung mit diesen Aspekten bereits kategorisch abgelehnt und als Angriff auf die „guten Absichten“ verstanden wird⁸.

Im Hinblick auf die ökologische Verträglichkeit von PV-Anlagen ergeben sich eine Reihe von grundsätzlichen Untersuchungsfragen, die bereits heute gelöst werden müssen. Es ist in der Wissenschaft zwar unbestritten, dass PV deutliche ökologische Vorteile gegenüber der Nutzung fossiler Energieträger aufweist. Allerdings beruht diese Aussage auf der impliziten, aber bisher kaum geäußerten Unterstellung, dass sich die Anlagen auch in einen geschlossenen Stoffkreislauf integrieren lassen. Die Nutzungszeiten von PV-Anlagen sind auf der einen Seite sehr lange⁹, allerdings muss es auf der anderen Seite bei jeder Technologie möglich sein, die Komponenten wieder stofflich zu verwerten – sie also zu recyklieren. Letztlich ist jede Deposition als nicht nachhaltig zu bezeichnen, da die Ausgangsstoffe nachkommenden Generationen somit nicht mehr zur Verfügung stünden. Insbesondere bei Technologien, die in der Natur selten vorkommende Rohstoffe verwenden, stellt sich diese Frage mit erhöhter Dringlichkeit.

Im Rahmen einer vollständigen Technikfolgenabschätzung ist dies allerdings nicht der einzige zu beachtende Aspekt. Da mehrere mögliche PV-Technologietypen zur Auswahl stehen, wurde in einer umfassenden Untersuchung, die sich auf die vorhandene Literatur und zusätzliche Primärdatenerhebungen und Expertengespräche stützt, eine vergleichende Betrachtung aller zurzeit diskutierten Technologien durchgeführt.

Ziel der Untersuchung¹⁰ ist festzustellen, welches die aus den unterschiedlichsten Gesichtspunkten zu verfolgende Technologiestrategie sein müsste. Aus dem Vergleich lassen sich somit Ableitungen für die Technologiepolitik und für Forschungs- und Markteinführungsstrategien ziehen, so dass Fehlentwicklungen und –allokationen von vornherein vermieden werden können.

⁷ Mit einer jährlichen Degression von 5 % (ab 1. Januar 2002).

⁸ So hat z.B. bei einer Podiumsdiskussion in Bad Oeynhausen der Geschäftsführer des Solarenergiefördervereins Aachen, Wolf von Fabek, äußerst kämpferisch und aggressiv auf derartige Hinweise reagiert (s. Rehme 1997).

⁹ Siemens Solar gibt z.B. eine 25-jährige Garantie auf seine Module.

¹⁰ Die Ausarbeitung erfolgte mit Unterstützung einer Diplomarbeit, die in Kooperation mit der Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, durchgeführt worden ist, s. dazu (Möller 1998).

Unter noch näher zu definierenden Gesichtspunkten werden folgende PV-Typen miteinander verglichen:

- Monokristalline Siliziumzellen
- Polykristalline Siliziumzellen
- Amorphe Siliziumzellen
- Kristalline Silizium-Dünnschichtzellen
- Cadmium-Tellurid-Solarzellen
- Kupfer-Indium-Diselenid-Solarzellen
- Photoelektrochemische Solarzellen

2.1.1 Grundlagen der Ökobilanzierung

In der wissenschaftlichen Politik- und Unternehmensberatung wird die Abschätzung von Technikfolgen zunehmend wichtiger. Aufgrund der Vielzahl existierender und täglich neu entwickelter Technologien ist es für Entscheidungsträger nicht mehr möglich, ohne umfassende Unterstützung folgerichtig Rahmenbedingungen zu setzen oder Entwicklungen bzw. Markteinführungen zu forcieren.

Aufgrund oftmals äußerst komplexer Zusammenhänge ist die Wissenschaft daher aufgefordert, transparent und klar Empfehlungen auszusprechen, die einerseits von Laien nachvollzogen und andererseits auch kritisch hinterfragt werden können. Expertenwissen muss demnach so aufbereitet werden, dass Nicht-Experten dieses Wissen nutzen und umsetzen können.

Ein Instrument der Politikberatung in Bezug auf die Abschätzung von Technikfolgen stellt die so genannte Ökobilanz dar. Ökobilanz ist der Überbegriff für Verfahren, die die Umweltauswirkungen von Produkten oder Dienstleistungen untersuchen und bewerten. Auch wenn einzelne Verfahren kontrovers diskutiert werden, so gibt es doch eine allgemein anerkannte grundsätzliche Struktur, welche vom Umweltbundesamt quasi standardisiert worden ist¹¹. Demnach besteht eine Ökobilanz aus folgenden Schritten:

- Zieldefinition
- Sachbilanz
- Wirkungsbilanz
- Bilanzbewertung

Die **Zieldefinition** beschreibt das Ziel, das mit der entsprechenden Ökobilanz verfolgt werden soll. Es kann z.B. in dem Vergleich und der Optimierung von Produkten bestehen. Die **Sachbilanz** umfasst die Erfassung und Darstellung aller Stoffströme, die in den räumlichen und zeitlichen Bilanzraum ein- oder austreten. Das bedeutet in der Regel eine globale und lebenszyklusweite Betrachtung des Produktes oder der Dienstleistung (life-cycle assessment). Den in der Sachbilanz aufgelisteten Stoffströmen wird in der **Wirkungsbilanz** eine Wirkung zugeschrieben. Diese Bewertung kann in Bezug auf Umweltkompartimente (Boden, Wasser, Luft etc.) oder Kategorien (Toxizität, Treibhauseffekt etc.) vorgenommen werden. Im letzten Schritt, der **Bilanzbewertung**, werden die Ergebnisse der Wirkungsbilanz nach einem definierten Verfahren bewertet. Das Ziel ist eine möglichst eindeutige Aussage zu der in der Zieldefinition festgelegten Fragestellung. Die Bewertung sollte möglichst alle subjektiven oder wertenden Elemente der Ökobilanz in sich vereinigen und konzentrieren.

¹¹ s. dazu (UBA 1995).

Im Rahmen der UBA-Empfehlungen werden vor allem zwei Kriterien genannt, die in einer Ökobilanz Beachtung finden müssen (UBA 1995):

- Die Aussage muss klar in Bezug auf die Fragestellung sein und
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit müssen gegeben sein.

Daraus können eine Reihe konkreter Anforderungen abgeleitet werden:

- Das Verfahren soll die subjektiven Elemente auf den Schritt der Bewertung beschränken.
- Die subjektiven Elemente und deren Einfluss müssen als solche gekennzeichnet sein.
- Die Trennung von objektiven Sachinformationen und subjektiven Einschätzungen muss möglichst lange aufrechterhalten werden.
- Die Betrachtung soll sich an Wirkungskategorien orientieren.
- Es muss ein Wertesystem mit übergeordneten Zielen zugrundegelegt und deutlich gemacht werden.
- Es muss eine Hierarchie der Wirkungskategorien erstellt werden.
- Die endgültige Zahl sollte nicht in einer einzigen Zahl enden, da damit eine zu hohe Abstrahierung einher geht.

Grundlegend für den gesamten Bilanzierungsvorgang ist somit die Definition von Umweltschutz- bzw. Umweltqualitätszielen sowie deren Wertung untereinander. Die Art der Durchführung der Punkte Ziel- und Sachbilanz sind in der Wissenschaft durchgehend akzeptiert, allerdings finden sich bei den Wirkungsbilanzen und deren Bewertung eine Reihe von Unklarheiten, die sich auch in Zukunft kaum auflösen dürften und ein grundsätzliches Problem bei komplexen Zusammenhängen darstellen. Es ergeben sich eine Reihe von Fragen und Problemen bei der praktischen Durchführung von Ökobilanzen, die auf Werten und deren hierarchischer Einordnung beruhen: Wie ist z.B. die Wirkung eines Reaktorunfalls genau zu bestimmen, wo endet der Bilanzierungsraum, wie sind nicht-lineare Folgewirkungen zu beurteilen und wie stehen diese in Zusammenhang mit anderen Emissionen? Oder welche der Folgen werden zudem als wichtiger erachtet, wie ist ein Abstufung durchführbar? Als eine Schlussfolgerung hat sich ergeben, dass in vielen Bilanzen von Seiten der Wissenschaft keine Bewertung und Wirkungsbilanzierung mehr durchgeführt wird, sondern die Diskussion den Entscheidungsträgern überlassen wird¹². Dafür spricht, dass ansonsten die ohnehin notwendige politische Diskussion über die Folgen von Technologien oder Dienstleistungen scheinwissenschaftlich aus dem politischen Raum entfernt wird.

Auch in dieser Untersuchung wird von einer hierarchischen Bewertung abgesehen. Hingegen wird versucht, die wichtigsten Einflussparameter zu eruieren und in einer Matrix gegenüberzustellen. Daraus werden dann in einer kritischen Diskussion Folgerungen für die PV-Strategie gezogen.

Die genannten PV-Technologien werden anhand folgender Kriterien untersucht:

- Kumulierter Energieaufwand (KEA)
- Ressourcenverfügbarkeit
- Toxizitäten
- Recyclingfähigkeit

¹² So z.B. in den MIPS-Methodiken des Wuppertal Instituts (vgl. Schmidt-Bleek 1998).

Es handelt sich dabei bereits um eine Auswahl möglicher Kriterien, die als Leitindikatoren gelten sollen. Mögliche weitere Kriterien (wie „Versauerung der Böden“) werden nicht betrachtet, da sie nur sehr eingeschränkt auf PV anwendbar sind. So wird beispielsweise unterstellt, dass mit PV keine neuen Flächen versiegelt werden und der zusätzliche Flächenbedarf somit gleich Null ist¹³.

Die ausgewählten Kriterien eignen sie sich in besonders guter Weise als Leitindikatoren, da sie indirekt Auskunft über andere Umwelteinwirkungen geben. Der **Energieaufwand** ist seit langem ein Indikator zur Abschätzung der ökologischen Verträglichkeit von Untersuchungsobjekten. Bei nutzenergieerzeugenden Systemen muss sichergestellt sein, dass die energetische Amortisationszeit kürzer ist als die Lebensdauer des Systems. Der Energieaufwand ist somit eng verbunden mit der Wirkungskategorie Treibhauseffekt. Die **Ressourcenverfügbarkeit** ist vor allem im Zusammenhang mit der Recyclingfähigkeit zu sehen. Einerseits gibt die Ressourcenverfügbarkeit an, in welchem Maße überhaupt Anlagen des entsprechenden Typs gebaut werden können und ob die in der Natur vorkommenden Ressourcen ausreichen, die Technologie umfangreich zu nutzen. Zudem stellt sich die Frage, wie lange diese Rohstoffe zu nutzen sind, wenn es nicht möglich sein sollte, sie zu rezyklieren. Die Ermittlung der wichtigsten potenziell toxisch wirkenden Stoffe und deren unmittelbare (!) Wirkung auf Mensch und Umwelt ist das Ziel beim Kriterium **Toxizitäten**. Hier ergibt sich eine Bewertung der Sachbilanz, die sich jedoch auf die gut dokumentierten direkten Wirkungen beschränkt und wissenschaftlichen Konsens bildet. Dies schließt allerdings nicht aus, dass auch mittelbare Wirkungen existieren, die eventuell weitreichendere Folgen haben. Die **Recyclingfähigkeit** ist ein weiteres, sehr wichtiges Kriterium. Sie entscheidet maßgeblich über Ressourcenfragen, Toxizitäten und den Energieaufwand und hat somit Einfluss auf die anderen Kategorien.

2.1.2 Solarzellentypen

Die Solarzellentypen lassen sich in drei Kategorien einordnen¹⁴:

- Kristalline Zellen
- Dünnschichtzellen
- Photoelektrochemische Zellen

Kristalline Zellen existieren ausschließlich auf Siliziumbasis (mono-, multikristalline und MIS Inversionsschichtzellen). Sie sind die am längsten bekannten und auch am längsten am Markt verfügbaren Zellentypen. Zu Beginn der 40er Jahre entdeckte Russell Ohl, dass sich an rekristallisiertem Silizium unter Beleuchtung eine Spannung ausbildet; der Wirkungsgrad lag damals noch bei unter einem Prozent. In den 60 Jahren fanden Siliziumzellen vor allem in der Raumfahrt ihren Einsatz, seitdem wurden sie beständig weiterentwickelt und haben heute unter Laborzuständen einen Wirkungsgrad bis zu 24 % (Möller 1998). Die Grundstruktur ist seitdem nahezu unverändert geblieben. Eine Siliziumscheibe von etwa 350 nm Dicke ist schwach mit Bor dotiert, die Kontakte bestehen aus Aluminiumfingern. Die Zellen werden aus Wafern, circa 10 mal 10 cm großen Siliziumscheiben, hergestellt. Jeder Wafer hat in Deutsch-

¹³ Es werden also nur bereits versiegelte Flächen verwendet (Hausdächer etc.).

¹⁴ Im Folgenden wird nur eine kurze Vorstellung und Einteilung der Solarzellentechnologien vorgenommen. Die genaue Funktionsweise sowie deren physikalische Grundlagen können der umfangreichen Literatur entnommen werden, z.B. (Kaltschmitt 1995). Detaillierte Informationen zum Aufbau und den Rohstoffen sind in (Möller 1998) zu finden.

land eine Leistung von etwa 1,5 W_p. Diese Wafer werden zu größeren Einheiten verschaltet und in der Regel zwischen Kunststofffolien aus Ethylvinylacetat (EVA) auf eine Glasscheibe laminiert. Eine andere Möglichkeit besteht in der Einbettung in ein spezielles Gießharz (Fa. Nukem).

Die Herstellung von **Dünnschichtzellen**¹⁵ unterscheidet sich deutlich von den kristallinen Verfahren. Die Verfahren sind schneller, preiswerter und haben einen reduzierten Materialverbrauch zur Folge, die Zellen weisen allerdings geringere Wirkungsgrade als kristalline Siliziumzellen auf. Mit den oben genannten Verfahren werden die Typen Amorphe Siliziumzellen, Kristalline Silizium-Dünnschichtzellen¹⁶, Cadmium-Tellurid-Solarzellen (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid-Solarzellen (CIS) hergestellt¹⁷. Amorphe Siliziumzellen werden bereits von einer Reihe von Firmen hergestellt und sind der am weitesten kommerzialisierte Dünnschichttyp. Cadmium-Tellurid-Solarzellen werden von den Firmen BP-Solar sowie Kyocera vermarktet wohingegen CIS- und kristalline Silizium-Dünnschichtzellen erst als Demonstrationsanlagen existieren.

Photoelektrochemische Solarzellen werden oft nach dem (Wieder-)Entdecker und maßgeblichen Weiterentwickler Michael Grätzel benannt. Es handelt sich dabei um Dünnschichtzellen, deren Funktionsweise vollständig von den bereits erwähnten Zellentypen abweicht. Die Entwicklung dieser Zelle ist mittlerweile über 100 Jahre alt, 1887 hat J. Moser erste Versuche mit einer Farbstoffzelle durchgeführt. Danach fand die Weiterentwicklung von Farbstoffen und deren technischen Möglichkeiten vor allem im Bereich der Photographie statt. Heute wird auf eine transparent leitend beschichtete Glasscheibe ein poröser Titandioxid-Film aufgebracht, dessen Porenwände im Tauchbad mit einem Farbstoff besetzt werden. Darüber und in den Poren befindet sich ein Elektrolyt, der wiederum mit der mit Platin beschichteten Elektrode verbunden ist. Die Zellen erreichen heute einen Wirkungsgrad bis 10 %, allerdings sind vor einer Serienfertigung noch einige technische Probleme zu lösen. Aufgrund mangelnder verfügbarer Daten kann die Grätzel-Zelle im Weiteren nicht betrachtet werden.

2.1.3 Kumulierter Energieaufwand

Zur Berechnung des kumulierten Energieaufwands wird der Lebenszyklus in die drei Phasen Herstellung, Nutzung und Entsorgung aufgeteilt. Der Energieaufwand umfasst in dieser Untersuchung, im Gegensatz zu älteren Studien, ausdrücklich alle Formen, die zur Herstellung der Anlagen notwendig sind¹⁸. Nichtsdestotrotz müssen einschränkende Grenzen gesetzt werden, bei denen ein akzeptabler Fehler in Kauf genommen wird und der Bilanzierungsaufwand dem Ergebnis gerecht wird.

Die Erhebung der notwendigen Daten stützt sich weitgehend auf vorhandene Untersuchungen und wird im Bedarfsfall durch zusätzliche Primärinformationen der Hersteller ergänzt. 16 bestehende Bilanzen werden für die Ermittlung der hier dargestellten Ergebnisse analysiert, wobei insbesondere auf die Qualität der Bilanz und auf die jeweilige Disaggregation geachtet

¹⁵ Folgende Verfahren finden Anwendung: Thermisches Verdampfen, Sputtern, Close Space Sublimation, Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition, Chemical Bath Deposition, Electrodeposition.

¹⁶ Obwohl kristallin aufgebaut, handelt es sich dennoch um eine Dünnschichttechnologie und wird dem entsprechend eingeordnet.

¹⁷ Zusätzlich existieren noch Gallium-Arsenid-Solarzellen, die zwar sehr hohe Wirkungsgrade (27 %) erreichen, sich aber aufgrund äußerst hoher Kosten nur für Spezialanwendungen eignen (z.B. Raumfahrt).

¹⁸ also auch alle Hilfsenergien.

worden ist. Folgende grobe Rahmenbedingungen werden gesetzt, um eine möglichst weitgehende Vergleichbarkeit zu erzeugen:

- Als Beurteilungsgrößen werden der Energieaufwand pro Quadratmeter, der Erntefaktor¹⁹ und die energetische Amortisationszeit²⁰ gewählt.
- Wirkungsgrade und Flächenangaben sind auf die Zellenfläche, nicht auf die Modulfläche bezogen.
- Bei älteren Untersuchungen werden die Fälle ausgewertet, die dem heutigen Stand der Technik am nächsten kommen.

Aufgrund unterschiedlicher Bilanzgrenzen, Anrechnungen von Koppelprodukten und Untersuchungszeitpunkten treten zum Teil erhebliche Schwankungsbreiten bei den Ergebnissen auf. In der Diskussion wird daher versucht, eine weitgehende Vereinheitlichung zu erreichen und belastbare Ergebnisse zu erarbeiten. Zudem mussten eine Reihe von Annahmen getroffen werden, die hier nicht im einzelnen erläutert werden können (siehe dazu Möller 1998). Aus den Untersuchungen ergeben sich daher folgende Mittelwerte:

Tabelle 2.1: Anhaltswerte für den Energieaufwand von PV-Technologien*

Basismaterial	Kum. Energieaufwand [GJ/m ²]	Amortisationszeit [a]	Erntefaktor [-]	Wirkungsgrad [%]
Mono-Si	7	6	3,5	15
Multi-Si	5	4	5	15
a-Si	1,5	3	9	7
CIS	1,5	2	13,5	10
CdTe	1	1,5	19	10

Quelle: (Möller 1998), eig. Berechnungen, zugrundeliegende Daten aus den Jahren 1995-1997

*ohne Rahmen bis zu 25 % weniger Energieaufwand und geringere Amortisationszeit als hier ausgewiesen

Aus dieser Gegenüberstellung ist ersichtlich, dass aus rein energetischen Aspekten den Dünnschichttechnologien CdTe und CIS der Vorzug zu geben ist. Mit einigem Abstand folgen die amorphen Siliziumzellen und am schlechtesten schneiden die heute marktbestimmenden kristallinen Siliziumtechnologien ab. Diese Rangfolge spiegelt dabei auch die Entwicklungsgeschichte der Photovoltaik wider. Während es in den Anfängen hauptsächlich um den Effekt an sich ging (kristalline Zellen), so wurden v.a. in den letzten 15 Jahren Weiterentwicklungen getätigt, die das Kriterium *Energieeffizienz* im Vordergrund hatten (a-Si, CIS, CdTe). Andererseits weisen die „älteren“ Technologien aufgrund der langjährigen Erfahrungen die höchsten Wirkungsgrade auf.

Die Photovoltaik erreicht mit 4 bis 20 im Vergleich zu anderen Energietechnologien gute Erntefaktoren. Der Erntefaktor liegt zwar bei Windkraftanlagen zwischen 15 und 90 (Adler

¹⁹ Der Erntefaktor bezeichnet, wieviel mal mehr Energie ein System erzeugt, als zu seiner Herstellung, seinem Betrieb und seiner Entsorgung aufgewendet werden muss.

²⁰ Die energetische Amortisationszeit ist definiert als die Zeit, die ein Energiesystem benötigt, um die zu seiner Herstellung und Entsorgung benötigte Energie wieder abzugeben.

und Schmalschläger 1994), bei Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger befindet er sich allerdings immer unter 1²¹.

Die weiteren Entwicklungspotenziale können in einem kurzen **Ausblick** festgehalten werden:

Kristalline Siliziumtechnologien

- Die Prozessierung der Zellen wird zwar stetig verbessert, aufgrund des geringen Einflusses auf den Gesamtenergieverbrauch wird dies jedoch kaum entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse haben.
- Die mögliche Änderung der Siliziumherstellung kann deutlich Veränderungen bewirken. Minderwertigeres Silizium (sogenanntes sog-Silizium), das sich für multikristalline Zellen eignet, kann den Energieaufwand des Gesamtmoduls um rund 50 % vermindern, wodurch der Erntefaktor deutlich steigen würde.
- Auch neue Wafer-Herstellungsverfahren können die Waferdicke nochmals um die Hälfte herabsetzen und Verluste zusätzlich minimieren.
- Zudem bestehen eine Reihe kleinerer Optimierungsmöglichkeiten im gesamten Herstellungsprozess und in der Technik an sich (Wirkungsgrade etc.), die in Summe deutliche Wirkungen entfalten können.

Insgesamt kann dies eine Steigerung des Erntefaktors bei multikristallinen Zellen um den Faktor 2 bedeuten.

Dünnschicht-Technologien

Im Bereich dieser Technologien ist zurzeit nicht zu sagen, welche Potenziale noch ausgeschöpft werden können. Bisher liegen zu wenig Praxis-Erfahrungen vor und es ist noch nicht mit Sicherheit festzuhalten, ob die oben genannten Werte bereits erreicht und über einen langen Zeitraum gehalten werden können. Da Dünnschichtzellen jedoch bereits sehr optimiert entwickelt worden sind, ist nicht zu erwarten, dass sich unter energetischen Gesichtspunkten noch große Veränderungen ergeben können.

Für alle Technologien gilt grundsätzlich, dass ein Recycling der Module den energetischen Aufwand nochmals reduzieren könnte (s. Kapitel 2.1.6).

2.1.4 Ressourcenverfügbarkeit

Die Ressourcenverfügbarkeit hängt von einer Reihe von Faktoren ab. Zum einen ist zu ermitteln, in welcher Höhe Rohstoffe überhaupt zur Verfügung stehen. Weiterhin muss geklärt werden, wie diese zurzeit, also ohne die intensive Produktion von PV-Anlagen, verbraucht werden. Zudem ist es erforderlich, Ausbauszenarien für die Photovoltaik zu unterstellen, damit schließlich eine Aussage über Ressourcenanforderungen erfolgen kann.

Ausgehend vom sog. Verknappungsfaktor wird im Folgenden die „aggregierte Belastung“ als Beurteilungsfaktor definiert. Der Verknappungsfaktor V_i stellt den Kehrwert der sog. Statischen Reichweite einer Ressource i dar und errechnet sich aus dem aktuellen Weltjahresverbrauch N_i dividiert durch die Weltreserven R_i :

²¹ Erneuerbare Energien liegen im menschlichen Maßstab unbegrenzt vor, fossile sind hingegen erschöpflich. Daher ist es bei diesen Technologien nicht möglich, dass mehr Energie erzeugt als verbraucht wird, der Erntefaktor muss demnach zwischen Null und Eins liegen.

$$V_i = \frac{\text{aktueller Weltjahresverbrauch } N_i}{\text{Weltreserven } R_i} \quad (\text{Gleichung 2.1})$$

Dieser Faktor bezieht sich nur auf einzelne Rohstoffe und erlaubt noch keine Bewertung einer Technik. Die aggregierte Belastung B_i einer Ressource i hingegen bezieht nicht nur den aktuellen Verbrauch und die entsprechenden Reserven, sondern auch den potenziellen zusätzlichen Verbrauch $m_{i,PV}$ eines neuen Produktes oder einer neuen Dienstleistung mit ein:

$$B_i = V_i + \frac{m_{i,PV}}{R_i} \quad (\text{Gleichung 2.2})$$

Die Belastung der Ressource ist damit proportional zur Belastung und zur Knappheit. Es handelt sich allerdings bezüglich des Ressourcenverbrauchs außerhalb der Photovoltaik um ein statisches Verfahren. Die einzelnen Verknappungsfaktoren B_i werden zu einer Gesamtbelastung B_{ges} . addiert, anhand derer die abschließende Bewertung vorgenommen wird:

$$B_{ges} = \sum_i B_i \quad (\text{Gleichung 2.3})$$

In der weiteren Berechnung wird davon ausgegangen, dass etwa ein Fünftel der heutigen Bruttostromerzeugung der Bundesrepublik mit PV gedeckt werden soll. Unter Zugrundelegung einiger Vereinfachungen bedeutet dies, dass etwa 100 GW_p installiert werden müssten. Für jede der Technologien wird daher der entsprechende Flächen- und Rohstoffbedarf errechnet. Dabei werden nicht alle Rohstoffe beachtet, sondern lediglich die für die entsprechende Technologie wichtigsten bzw. solche, bei denen als erstes mit einer Verknappung zu rechnen ist, vgl. (Möller 1998). Daraus ergeben sich folgende aggregierte Belastungen:

Tabelle 2.2: Aggregierte Belastung durch PV-Technologien

	B _{ges} [%]		
	Best	Worst	Durchschnitt
Si-konv.	3,55	3,92	3,73
a-Si	2,12	4,98	3,55
CIS	8,36	12,33	10,34
CdTe	2,85	3,58	3,21
Photoelektrochemisch	2,81	2,86	2,83

Quelle: (Möller 1998), eig. Berechnungen

Zu erkennen ist damit, dass eine umfangreiche PV-Nutzung allein in Deutschland erhebliche Auswirkungen auf die entsprechenden Weltrohstoffmärkte besitzt. Auffallend hohe Werte der Ressourcenverknappung ergeben sich für Indium (bei CIS-Zellen), Germanium (bei a-Si) und Tellur (bei CdTe). In Bezug auf Germanium hat sich mittlerweile gezeigt, dass die Möglichkeit der Substitution bzw. des Weglassens vorhanden ist. Daher vermindern sich die Ressourcenprobleme entscheidend.

Wird errechnet, wie viel Strom sich unter Verwendung aller vorhandenen Ressourcen mit PV-Technologien weltweit erzeugen lässt (ohne die Konkurrenz anderer Nutzungsarten zu beachten), so ergibt sich folgendes Bild.

Tabelle 2.3: Stromerzeugungspotenziale aus Ressourcensicht, PV-Technologien

	Kritisches Element	Leistungspotenzial [TW _p]	Anteil Weltstromverbrauch [%]
Si-konv.	Ag	1,3-17,1	17-228
a-Si	Ge	0,2-∞	2- >>100
CIS	In	0,1-1,1	2-15
CdTe	Te	0,6-3,7	8-49
Photoelektrochemisch	Ru	4,8-7,2	64-96

Quelle: (Möller 1998), eig. Berechnungen

Die Bandbreite der Werte resultieren daraus, dass in den analysierten Untersuchungen verschiedene Rohstoffintensitäten ausgewiesen worden sind. Die hohen Werte spiegeln dabei in etwa das Entwicklungspotenzial wider. Insbesondere in Bezug auf a-Si ergeben sich erhebliche Unterschiede. Mittelfristig kann allerdings davon ausgegangen werden, dass Germanium nicht mehr nötig sein wird und sich daher mit dieser Technologie unter Ressourcengesichtspunkten die höchsten Anteile erreichen lassen. Daneben weisen insbesondere die kristallinen Zellen, mit kleinen Abstrichen aber auch die photoelektrochemischen und die CdTe-Zellen ausreichende Potenziale aus.

Lediglich bei den CIS-Zellen ergibt sich ein Ressourcenproblem, vor allem unter Beachtung der Tatsache, dass der heutige Ressourcenbedarf in anderen industriellen Bereichen nicht in der oben genannten Tabelle enthalten ist. Dieser reduziert beispielsweise den oben ausgewiesenen, potenziell möglichen Anteil von CIS-Strom um mindestens die Hälfte. Bei den anderen Technologien fällt die Reduzierung jedoch deutlich geringer aus.

2.1.5 Toxizitäten

In diesem Abschnitt werden die Human- und Ökotoxizitäten von Stoffen, die bei der Herstellung von Solarmodulen in den verschiedenen Technologien zum Einsatz kommen, behandelt. Die Humantoxizität ist als Wirkungskategorie zu verstehen, die die direkte Wirkung auf den Menschen beschreibt. Sie steht für ein Gesundheitsrisiko, das als Wahrscheinlichkeit der Exposition im Zusammenhang mit ihrer Auswirkung definiert ist. Der umfassendere Einfluss eines Stoffes auf Ökosysteme wird durch die Ökotoxizität beschrieben.

Die Einschätzung der Toxizitäten kann in dieser Arbeit nicht anhand eigener Primäruntersuchungen durchgeführt werden. Insbesondere sind die Wechselwirkungen verschiedener Stoffe nicht zu ermitteln, dafür erfolgen in der Regel mehrjährige Versuche.

Die Bilanzgrenzen dieser Untersuchung sind eng um das Modul gezogen. Die Bereitstellung und Förderung der eingesetzten Stoffe wird nicht untersucht. Nur die aus den Prozessen austretenden Stoffe finden Berücksichtigung. Die Einschätzung ihrer jeweiligen Toxizitäten erfolgt daraufhin anhand einschlägiger Regelwerke, wie die MAK- und BAT-Werte-Listen, die Merkblätter *Gefährliche Arbeitsstoffe*, die *Trinkwasserverordnung* sowie die TLV- und PEL-Werte²². Die folgende Einordnung in gering-, mittel-, und hochtoxisch wird daran orientiert, erfolgt aber subjektiv und kann nicht unter strengen Kriterien vollständig operationalisiert

²² MAK = Maximale Arbeitsplatz-Konzentration, BAT = Biologische Arbeitsplatz-Toleranz-Werte, TLV = Threshold Limit Value, PEL = Permissible Exposure Level.

werden²³. Die Einzeltoxizitäten werden mit 1 (gering), 2 (mittel) und 3 (hoch) bewertet und zu einer Gesamtoxizität B zusammengefasst.

Zur Auswahl der zu berücksichtigenden Stoffe wurden die Prozessketten der einzelnen Technologien analysiert. Daraus sind Flussdiagramme mit den jeweiligen Stoff- und Energieströmen entstanden. Insgesamt wurden 28 Stoffe oder Verbindungen einer detaillierten Bewertung unterzogen. Daraus ergeben sich die in der folgenden Tabelle zusammengefassten Wertungen.

Aus den Ergebnissen geht eine eindeutige Rangfolge der Technologien hervor, und sie ist für beide Kategorien gleich. Die beiden klassischen Siliziumtechnologien sind anhand dieser Bewertungen am wenigsten belastend für Mensch und Umwelt.

Tabelle 2.4: Toxikologische Bewertung von PV-Technologien

	Humantoxizität		Ökotoxizität	
	Anzahl Stoffe	B	Anzahl Stoffe	B
Mono-Si.	7	15	5	7
Multi-Si	8	15	5	7
a-Si	9	17	6	11
CIS	12	22	10	18
CdTe	12	26	9	19

Quelle: (Möller 1998), eig. Berechnungen

Aufgrund der schlechten Datenbasis bezüglich freiwerdender Stoffe sind die Ergebnisse mit relativ großen Unsicherheiten behaftet. Es wird jedoch ein richtungssicherer Trend wiedergegeben, der auch in ähnlicher Weise in anderen Untersuchungen zu finden ist²⁴.

Ein toxikologischer Vergleich mit anderen Energietechnologien kann ebenfalls nur grob erfolgen. In vorangegangenen Untersuchungen erfolgten u.a. Vergleiche zwischen Cadmiumemissionen aus Bränden von CdTe-Modulen und Selenemissionen aus Bränden von CIS-Modulen mit solchen Emissionen, die im Regelbetrieb von Kohlekraftwerken entstehen (Alsema 1996). Bei den PV-Modulen wurden typische Hausbrandzahlen unterstellt, so dass auch hier von einem Regelbetrieb bzw. Regelbrand ausgegangen werden kann. Es ergab sich die Feststellung, dass die Höhe der untersuchten Emissionen jeweils in den gleichen Größenordnungen liegen; wobei allerdings bei konventionellen Kraftwerken eine Reihe weiterer Stoffe wie Arsen oder Quecksilber Beachtung finden müssen.

Die Photovoltaik ist damit auch in Hinblick auf Toxizitäten besser zu bewerten als konventionelle Technologien, wobei sich innerhalb der PV-Technologien deutliche Bewertungsunterschiede zeigen.

2.1.6 Recyclingfähigkeit

Im Rahmen eines umfassenden und intensiven Einsatzes einer Technologie stellt sich immer die Frage nach der Durchführbarkeit und Qualität von Recycling²⁵. Ein Recycling kann auf

²³ An dieser Stelle ist eine grundsätzliche methodische Inkonsistenz von Ökobilanzen zu erkennen.

²⁴ Vgl. (Alsema 1996).

²⁵ Recycling ist „die Rückführung von Produkten nach dem Gebrauch sowie der bei der Produktion und dem Verbrauch anfallenden Nebenprodukte und Reststoffe in einen Produktions-Konsum-Kreislauf (Wiederverwendungskreislauf)“ (Streit 1994).

verschiedenen Ebenen stattfinden. Das **Produktrecycling** bedeutet dabei die höchste Ebene, Produkte oder Teile davon werden nach geringer Bearbeitung wieder in gleicher Funktion eingesetzt. Beim **rohstofflichen Recycling** sind die Rohstoffe wieder in gleicher Qualität vorhanden wie beim ersten Einsatz – daher wird auch vom Recycling der mittleren Ebene gesprochen. Beim **Downcycling** ist hingegen kein geschlossener Stoffkreislauf zu erreichen. Aus den zurückgewonnenen Materialien können nicht mehr Produkte gleicher Qualität hergestellt werden, es handelt sich somit um eine nach unten gerichtete Qualitätsspirale²⁶.

Neben diesem rein stofflichen Aspekt hat ein Recycling positive Auswirkungen auf die zuvor untersuchten Kategorien und kann daher gegebenenfalls zu anderen Bewertungen führen. Aufgrund fehlender Rahmenbedingungen sowie noch fehlenden Handlungsdrucks sind bisher jedoch keine Recyclinganlagen gebaut worden. Alle Konzepte existieren daher bislang nur „auf dem Papier“, wobei in einzelnen Bereichen auf Erfahrungen anderer Branchen zurückgegriffen werden kann.

In der Analyse werden alle bekannten Methoden zum Recycling auf höherer Ebene diskutiert. Downcycling wird weitgehend unbeachtet gelassen, da es sich hier im engeren Sinne nicht um ein Recycling handelt. Die entsprechenden Konzepte werden auf ihre Anwendbarkeit überprüft sowie auf den energetischen und verfahrenstechnischen Aufwand hin analysiert und bewertet²⁷.

Die konventionelle Siliziumtechnologie wird nach dem verwendeten Bewertungsschema als gut recyclingfähig, die Dünnschichttechnologien als mittelmäßig recyclingfähig eingestuft. Der Unterschied kommt vornehmlich dadurch zustande, dass bei den kristallinen Zellen bessere Möglichkeiten des Produktrecyclings gegeben sind und die Energieeinsparpotenziale am höchsten sind. So ist zur Herstellung eines kristallinen Recyclingmoduls nur etwa 15 % der ursprünglichen Herstellungsenergie nötig, bei den Dünnschichtzellen reduziert sich der Aufwand lediglich auf rund 90 % im Vergleich zum Primärmodul.

2.1.7 Zusammenfassende Bewertung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Siliziumtechnologien (inkl. der amorphen) ökologische Vorteile gegenüber den neueren Dünnschichtzellen bieten (s. Tabelle 2.5).

Auch wenn die Datenbasis zum Teil unzufriedenstellend ist, so sind die oben genannten Ergebnisse als richtungssicher anzusehen. Lediglich bei nah aneinander liegenden Technologien können sich Verschiebungen ergeben.

Es sollte dem Kriterium der Recyclingfähigkeit besondere Beachtung geschenkt werden, da sich dadurch starke Rückwirkungen auf den Energieaufwand sowie die Ressourcenverfügbarkeit und die Toxizitäten ergeben. Abschließend ist daher folgende Feststellung zu machen: gelänge es, den Wirkungsgrad bei amorphen Siliziumzellen auf über 10 % zu stabilisieren, so müssten diese zusammen mit den multikristallinen Siliziumzellen die PV-Technologien der

²⁶ Bekanntes Beispiel ist die Herstellung von Parkbänken aus Kunststoffabfällen. Da Abfälle zumeist nicht sortenrein vorliegen, können keine neuen, gleichartigen Produkte erzeugt werden, sondern nur welche mit geringen Werkstoffanforderungen.

²⁷ Wobei aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit der Schwerpunkt auf der Beurteilung der eingesparten Energie gegenüber der Primärproduktion gelegt wird.

Zukunft sein. Der Energieaufwand ist unter Zugrundelegung von Recycling gering, die Toxizitäten akzeptabel und Ressourcen sind ausgiebig vorhanden.

Tabelle 2.5: Zusammenfassende ökologische Bewertung von PV-Technologien

	Energieaufwand	Ressourcen- verfügbarkeit	Toxizität	Recycling- fähigkeit
Mono-Si	-	o (+)	+	+
Multi-Si	-/o	o (+)	+	+
a-Si	o	+ (++)	o	+/o
CIS	+	--	-	o/-
CdTe	+	-	--	o/-

Quelle: (Möller 1998), eig. Bewertung

Insbesondere in Hinsicht auf CIS- und CdTe-Zellen sollten in nachfolgenden Untersuchungen die Auswirkungen auf die Rohstoffmärkte näher untersucht werden, da sich hier entscheidende Rückwirkungen für den großtechnischen Einsatz ergeben könnten. Im Bereich der amorphen Siliziumzellen ergibt sich dieses Problem kaum, bei den kristallinen Zellen fehlen jedoch noch ökonomische Untersuchungen in Bezug auf Silber.

2.2 Offshore-Windkraftanlagen

Die Nutzung der landgestützten Windkraft ist heute Stand der Technik und mit relativ geringem technischem wie organisatorischem Aufwand durchzuführen. In dichtbesiedelten Gebieten wie Europa ist jedoch die Anzahl windreicher Gebiete begrenzt, die für die Windenergienutzung uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Daher wird seit einigen Jahren vermehrt angedacht, auf Meeresstandorte auszuweichen, wo optische und akustische Ansprüche geringer sind.

Zudem ist das nutzbare Windangebot auf dem Meer kontinuierlicher und wegen der Abwesenheit von Turbulenzen durch topographische und bauliche Hindernisse größer. Dadurch ist ein Energieertrag zu erwarten, der um 30 bis 80 % pro Anlage größer ist als bei landgestützten Systemen (Olsen 1994; Sande 1997). Als weiterer Vorteil wird erwartet, dass aufgrund der geringeren Turbulenzen sowie kleineren Gradienten im vertikalen Windprofil geringere Wind-Ermüdungslasten auf die Anlagen wirken als an Land.

Andererseits besteht noch erheblicher Entwicklungsbedarf bei Offshore-Anlagen, und aus verschiedenen Gründen scheinen die Stromgestehungskosten noch höher zu sein als bei landgestützten Anlagen. So können Offshore-Anlagen beispielsweise nicht universell produziert werden, sondern müssen an jeden Standort neu angepasst werden (Kühn 1996). Es werden spezielle Werkstoffe benötigt, um den klimatischen Anforderungen gerecht zu werden²⁸, die Installation gestaltet sich weitaus schwieriger als an Land²⁹ und die Unterwasserkabel sind kostenintensiv.

²⁸ Hoher Salzgehalt in der Luft, hohe Luftfeuchtigkeit.

²⁹ Die Installation an sich ist problematischer, die Terminplanung wird durch Wetter und See erschwert, Schiffe und Kräne sind teuer.

Auch erfordern Offshore-Anlagen, aufgrund einer gewissen Mindestgröße, so hohe Investitionen, dass nur größere Unternehmen in der Lage sind, Projekte durchzuführen. Betreibergesellschaften oder Bürgerinitiativen, die vielleicht als erstes ein Interesse an solchen Windenergieanlagen haben, sind kaum in der Lage, das notwendige Kapital aufzubringen.

Somit stehen sich einige Vor- und Nachteile gegenüber, ohne dass bisher gesagt werden kann, ob, in welcher Weise, mit welchen Eigenschaften und unter welchen Rahmenbedingungen Offshore-Windkraftanlagen zur Stromversorgung von Deutschland oder Europa einen entscheidenden Beitrag liefern können.

Ziel der eingehenden Betrachtung von Offshore-Windkraftanlagen ist im Rahmen dieser Arbeit daher die Abschätzung der zukünftigen Möglichkeiten der Erzeugung und Einbindung von Strom aus Offshore-Anlagen. Dabei stehen technische wie ökonomische und systemische Aspekte im Vordergrund. Unterstützt wurde die Erarbeitung dieses Exkurses durch die Betreuung zweier Diplomarbeiten. Bei der ersten (Poetzsch 1998) standen eher allgemeine Aspekte im Vordergrund, in der zweiten (Bühler 1999) wurden vor allem systemische Zusammenhänge auf einen konkreten Bedarfsfall hin betrachtet. Im Gegensatz zur vorhergehenden PV-Untersuchung handelt es sich hiermit somit nicht um eine Ökobilanz, sondern um eine Abschätzung mit systemischem Schwerpunkt.

2.2.1 Geschichte der Entwicklung von Offshore-Windkraftanlagen

Bereits seit Anfang der 70er Jahre des letzten Jahrhunderts wird die Stromerzeugung in Offshore-Anlagen diskutiert. Die ersten Überlegungen und Studien erfolgten in den USA, Ende der 1970er Jahre traten dann zunehmend Länder Europas in Erscheinung, vor allem Schweden, Großbritannien und die Niederlande (Hardell 1990).

Die damals durchgeführten Studien zeigten keine Möglichkeiten einer wettbewerbsfähigen Stromerzeugung, da alle Untersuchungen zeigten, dass dafür große, leistungsstarke Turbinen notwendig wären. Entsprechend große Turbinen (1-2 MW_{el}) waren damals jedoch noch lange nicht verfügbar, die Windkraftanlagen-Entwicklung stand erst am Anfang.

Gegen Ende der 80er Jahre wurde die Forschung und Entwicklung vor allem in Schweden, Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden wieder intensiviert. Schweden errichtete 1990 die weltweit erste Offshore-Demonstrationsanlage und im Anschluss daran einen ersten kleinen Park, die dänische Regierung setzte ein engagiertes Entwicklungsprogramm um, so dass zwei Windparks (Vindeby und Tuno Knob) gebaut werden konnten (Bakker et al. 1997). Diese beiden Länder sind auch heute führend im Offshorebereich und planen die Errichtung großer kommerzieller Windparks.

Deutschland führte Anfang der 80er Jahre im Rahmen der später gescheiterten GROWIAN-Aktivitäten Untersuchungen durch³⁰. Aufgrund des Scheiterns des GROWIAN-Konzeptes wurden jedoch auch die Offshore-Aktivitäten weitgehend eingestellt (Petershagen 1996). Seit Mitte der 90er Jahre ist allerdings auch in Deutschland wieder eine größere Beschäftigung mit diesem Thema festzustellen. Mittlerweile werden einige konkrete kommerzielle Projekte (u.a.

³⁰ Damals versuchte MAN aus der 50 kW-Klasse direkt im Megawatt-Bereich Anlagen zu gelangen. Materialprobleme aufgrund zu starker dynamischer Belastung führten nach kurzer Zeit zu einer Einstellung des Betriebes.

vor Helgoland) geplant, da die heute verfügbaren Anlagengrößen (bis 3 MW_{el}) wirtschaftlichen Erfolg versprechen.

Außerhalb Europas scheint dieses Forschungsgebiet relativ unbedeutend zu sein. Dies liegt häufig an den geographischen und demographischen Gegebenheiten. In den USA beispielsweise ist die Bevölkerungsdichte in weiten Teilen sehr gering, so dass ein Ausweichen auf das Meer nicht notwendig ist. In japanischen Gebieten hingegen besteht die Gefahr der mechanischen Zerstörung durch häufig auftretende Taifune, und zudem sind die Wassertiefen auch in Küstennähe sehr hoch (Poetzsch 1998).

2.2.2 Stand der Nutzung, Ausbauplanung und ökologische Einflüsse

Ende 1999 waren sechs Offshore-Windkraftanlagen bzw. -parks und mehrere Semi-Offshore Parks in Betrieb, die sich ausnahmslos in nordeuropäischen Gewässern befinden. Im Jahr 2000 gingen zudem bereits vier neue Parks ans Netz (Hinsch 2000).

Insbesondere **Dänemark** spielt in der aktuellen Entwicklung eine wichtige Rolle. Seit 1977 werden kontinuierlich Studien zu diesem Thema durchgeführt und staatliche Programme aufgelegt. Bereits 1987 gründete die dänische Regierung ein Komitee, das die Federführung der weiteren Entwicklung koordinieren, die notwendigen rechtlichen Grundlagen festlegen und die nächsten Schritte definieren sollte. Daraufhin wurden die beiden Energieversorger ELKRAFT und ELSAM beauftragt, Test-Windparkanlagen zu bauen, um technische, ökonomische und ökologische Beurteilungen zu ermöglichen. 1991 wurde eine Anlage in Vindeby (11 Turbinen mit je 450 kW_{el}), 1995 eine weitere in Tuno Knob (10 Turbinen à 500 kW) installiert (Bakker et al. 1997). Zudem sieht der Energieplan „Energy 21“ der dänischen Regierung vor, dass bis zum Jahr 2008 750 MW_{el} und bis 2030 mehr als 3.500 MW_{el} in Betrieb genommen sind. Zwei Windparks sind derzeit in Bau, einer in der Nordsee vor Esbjerg und einer im Kattegat. Momentan erfolgen umfangreiche Standortuntersuchungen für Windparks mit Leistungen oberhalb von 150 MW_{el} (Poetzsch 1998).

Die **Niederlande** besitzen ebenfalls zwei Offshore-Windparks. Beide befinden sich im IJsselmeer, der Lely Windpark besteht aus 4 Turbinen (mit je 500 kW), und der Dronten Windpark aus 28 Anlagen mit je 600 kW. Der zuletzt genannte ist allerdings eher ein Semi-Offshore-Park, da sich die Turbinen nur etwa 40 m vor der Küste befinden. Die niederländische Regierung hat sich einen jährlichen Zuwachs der installierten Leistung von 150 MW_{el} zum Ziel gesetzt. Im Jahr 2020 sollen insgesamt mindestens 3.000 MW_{el} in Betrieb sein. Aufgrund der begrenzten Fläche an Land wird davon ausgegangen, dass etwa die Hälfte der Gesamtleistung im Meer installiert werden muss (Bakker et al. 1997).

Obwohl **Schweden** die erste Pilotanlage seiner Art im Jahr 1990 bauen ließ (Svante 1, 220 kW), hat sich der weitere Markt nur schwach entwickelt. Erst 1997 wurde ein erster Park (Gotland, 5 Turbinen à 500 kW) gebaut, seitdem wurden wiederum nur feasibility studies durchgeführt. Gegenwärtig erfolgen allerdings Planungen für größere Projekte (jeweils 50 bis 60 MW) durch den Betreiber der Gotland-Anlagen (Poetzsch 1998).

In **Großbritannien** existiert lediglich ein Semi-Offshore-Park in Blyth Harbour mit 9 Turbinen à 300 kW. Das *Department of Trade and Industry* hat alle Entwicklungen eingestellt, da es keine Chancen auf eine wirtschaftliche Nutzung erkannte. Dies wurde allerdings nur unter Betrachtung der aktuellen Kosten, nicht aber der Kostenpotenziale dieser Technologie entschieden und ist daher eher durch kurzfristige Gesichtspunkte gekennzeichnet gewesen.

Nichtsdestotrotz werden durch private Investoren zurzeit 4 Windparks geplant, deren Realisierung allerdings noch nicht absehbar ist (Poetzsch 1998).

In **Deutschland** existieren weder Offshore- noch Semi-Offshore-Anlagen. Es wurden zwar bereits einige Versuche von verschiedenen Seiten unternommen, Standorte zu finden und Anlagen zu errichten. Diese sind allerdings ebenfalls aus verschiedenen Gründen gescheitert. So wurden die Planungen des Rostocker Umweltsenats eingestellt, weil die betroffene Gemeinde Graal-Müritz das Projekt ablehnte. Offiziell wurden Befürchtungen bezüglich des Tourismus angeführt, allerdings wurde die Gemeinde nie in die Planungen einbezogen, so dass schon eine grundsätzliche Einigungsbereitschaft fehlte (Busse 1995). Insgesamt ist festzustellen, dass das Thema in Deutschland noch sehr jung ist und kaum Entscheidungskriterien und gesetzliche Rahmenbedingungen existieren. Seit rund zwei Jahren ist die Offshore-Nutzung allerdings zunehmend stärker in der Diskussion. Mittlerweile bestehen konkrete Planungen für Standorte in der Nord- wie Ostsee und eine erste Realisierung vor Helgoland erscheint wahrscheinlich.

Zusammenfassend lässt sich folgendes festhalten: Die kontinuierliche Weiterentwicklung der Windkonvertertechnologie auf dem Land hat zum Erschließen immer größer werdender Leistungsklassen geführt. Parallel dazu haben sich die gesetzlichen, ökonomischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen stetig verbessert. Dies führte dazu, dass das Thema Offshore-Windenergienutzung gegen Ende der 1990er Jahre eine Wiederbelebung erfahren hat und mittlerweile vielfältige Anstrengungen unternommen werden, diesen potenziellen Markt zu erschließen. Führend auf dem Gebiet sind Dänemark und die Niederlande, die sich aufgrund der forcierten Politik die besten Ausgangspositionen für diesen Markt verschafft haben.

Dass es sich um einen relativ großen Markt auch in ganz Europa handeln könnte, zeigen die prognostizierten Stromgestehungskosten für die dänischen Anlagen. Diese entsprechen mit 0,35 bis 0,38 DKK/kWh³¹ mittleren dänischen landgestützten Standorten, obwohl viele Kostenpotenziale aufgrund des jungen Alters der Technologie überhaupt noch nicht ausgeschöpft werden konnten (OWWG 1997). Werden diese Stromgestehungskosten auf deutsche Verhältnisse umgerechnet, so ergibt sich mit 0,10 bis 0,11 DM/kWh bereits bei den heute geltenden Einspeisevergütungen durch das Erneuerbare Energien Gesetz eine Wirtschaftlichkeit, die weit über denen der besten landgestützten Anlagen liegt.

Insbesondere in Dänemark wurde der Einfluss von Offshore-Anlagen auf die Vogel- und Fischwelt untersucht. Dafür wurde unter anderem ein Park (Tuno Knob) inmitten eines Gebietes mit großer Vogelpopulation installiert. Die Untersuchungen sind bislang noch nicht abgeschlossen, zeigten aber laut Zwischenbericht, dass sich zwar Veränderungen im Flugverhalten ergeben, nach einer Eingewöhnungsphase aber nicht mit einem großen Vogelschlag zu rechnen ist. Durch geeignete Positionierungen könnten daher auch Einflüsse auf die Flugrouten von Vögeln vermieden werden. Auf Fisch- und andere Meeresbewohnerpopulationen haben die Anlagen durch die künstliche Riffbildung eher positive Einflüsse (Poetzsch 1998).

³¹ Bei 20 Jahren Lebens- bzw. Abschreibungsdauer und einem Zinssatz von 5 %.

2.2.3 Belastungen und Besonderheiten einer Offshore-Windkraftanlage

Belastungen einer Offshore-Anlage werden einerseits durch Windkräfte, wie bei landgestützten Systemen, ausgelöst. Andererseits werden diese Belastungen durch Seekräfte überlagert, wodurch sich vollständig neue Anforderungen an die Technik ergeben.

Im allgemeinen unterliegt dabei die Windgeschwindigkeit auf See geringeren Schwankungen als an Land. In weitem Abstand von der Küste (ab einer Entfernung von mindestens 30-mal der Höhe der Anlage) existieren keine topographischen Einflüsse, keine sogenannten inneren Grenzschichten durch Rauigkeitseinflüsse und keine strömungshemmenden Hindernisse. Dies bedeutet vor allem, dass Turbulenzen weniger ausgeprägt sind als an Land und die Stromerzeugung damit gleichmäßiger ist. Einflüsse auf den Verlauf der Windgeschwindigkeit sind vor allem auf klimatologische Gründe³², auf die Land-Seewind-Zirkulation³³, den Küsteneinfluss bei entsprechend räumlich näheren Anlagen sowie auf das vertikale Geschwindigkeitsprofil³⁴ zurückzuführen.

Im Zusammenwirken von Wind und Wasser ergeben sich damit spezifische Anforderungen an eine Offshore-Anlage. Diese Anforderungen sind mittlerweile ausreichend untersucht worden, so dass der Germanische Lloyd bereits ein Zertifizierungsverfahren entwickelt hat, welches notwendig für die Genehmigung der Anlagen ist.

Aufgrund der geringeren Gefahr für menschliches Leben können die Sicherheitszuschläge bei Offshore-Anlagen kleiner ausfallen als bei Onshore-Typen. Im Gegensatz zu üblichen Offshore-Bauwerken wie Bohrinseln muss es sich auch nicht um „low-risk“-Anlagen handeln, da bei auftretenden Fehlern keine ähnlichen Folgen für die Natur zu erwarten sind. Zudem sind die mechanischen Belastungen, die durch den Wind hervorgerufen werden, aus oben genannten Gründen geringer als bei landgestützten Anlagen. Allerdings treten Seegangs- und Seeströmungslasten auf. Die korrespondierenden Lasten werden in statische Wellenlasten (v.a. Wellenhöhe), statische Windlasten (durch Windgeschwindigkeiten) und dynamische Wind- und Wellenlasten (durch Turbulenzen, Rotationen etc.) unterteilt. Insbesondere in flachen Gewässern können im Winter Eislasten hinzu kommen. Die Auswahl eines Standortes hängt stark von den jeweiligen vor Ort auftretenden Lasten ab und kann nur durch Optimierungsüberlegungen erfolgen.

Gegenüber Landanlagen fällt insbesondere der für das Fundament und die Netzanbindung höhere Aufwand ins Gewicht. Für das Gesamtsystem drückt sich das in niedrigeren Kostenanteilen der eigentlichen Turbine an den Gesamtinvestitionen aus³⁵. Damit die Fundament und Netzanbindungskosten möglichst gering bleiben, sollten nur Anlagen der hohen Leistungsreiche (> 1,5 MWel) Verwendung finden³⁶.

³² daraus resultierende zeitliche Schwankungen.

³³ Dieser Effekt ist insbesondere jedem Segler bekannt. Wasser und Land wärmen sich unterschiedlich schnell auf und speichern diese Energie unterschiedlich lange. Daraus ergeben sich regional begrenzte Luftdruckunterschiede, die den sogenannten Land-Seewind hervorrufen.

³⁴ Durch die Zähigkeit der Luft beträgt die Windgeschwindigkeit an der Wasseroberfläche genau Null und steigt mit zunehmender Höhe bis auf die Maximalwindgeschwindigkeit an. Die Ausbildung dieser Grenzschicht hängt direkt von der Oberflächenrauigkeit, also der Ausbildung der Wellen ab.

³⁵ Bei Landanlagen liegt der Turbinenanteil um 70 %, bei seegestützten Anlagen nur noch um 50 % (Bühler 1999).

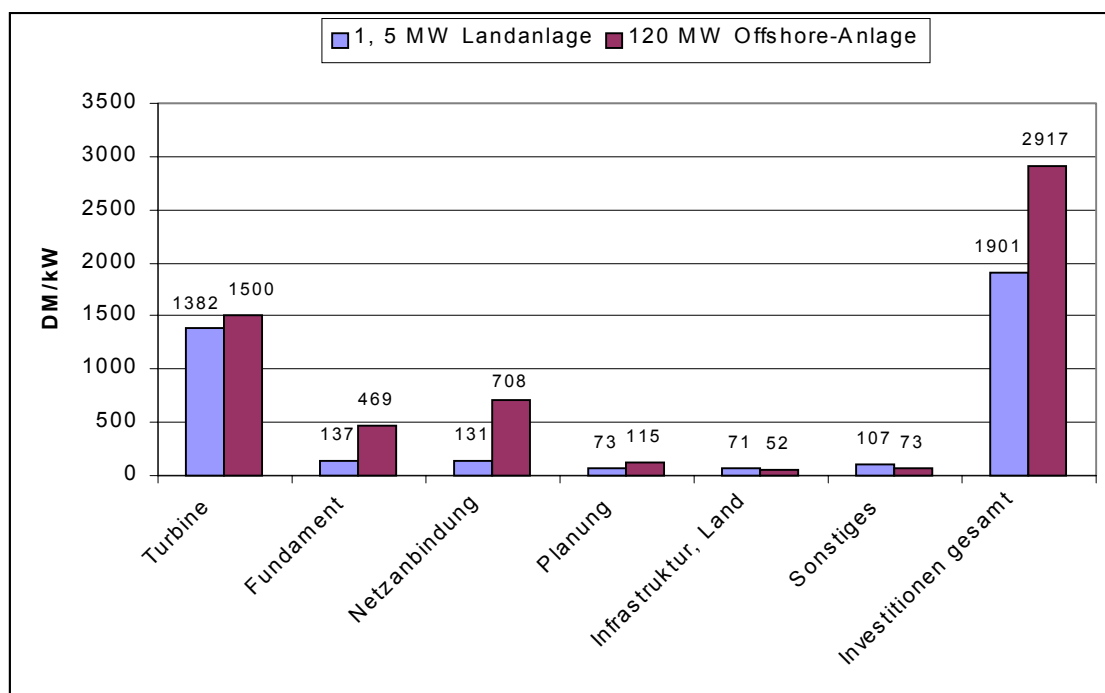
³⁶ Bezüglich weiterer Aspekte der praktischen Umsetzung siehe (Poetzsch 1998).

2.2.4 Kosten

Zuvor wurde bereits auf die geringen prognostizierten Stromgestehungskosten in Dänemark von rund 10 Pf/kWh hingewiesen. Allerdings ist zu erwähnen, dass solche Kostenabschätzungen derzeit noch mit großen Unsicherheiten verbunden sind. Einerseits sind die Investitionskosten aufgrund mangelnder Erfahrungen und vielfältiger Einflussparameter heute noch nicht vollständig abschätzbar und andererseits existieren noch keine genauen Verfahren zur Vorhersage der jeweiligen Standortbedingungen wie Windgeschwindigkeiten etc. Gemäß einer im Jahr 1997 durchgeführten nicht-repräsentativen Umfrage nach einer Offshore-Konferenz gingen die Beteiligten von Mehrkosten in Höhe von 25 % aus (Bakker et al. 1997) – allerdings ist nicht klar zu ermitteln, auf welche Basis sich dies bezieht.

Die folgende Grafik gibt eine Orientierung für den Vergleich von landgestützten Windkraftanlagen der 1,5 MW Klasse mit Offshore-Anlagen, wie sie in Dänemark errichtet werden sollen (ebenfalls 1,5 MW-Anlagen).

Abbildung 2.1: Vergleich Investitionskosten 1,5 MW Landanlage und Offshore-Windpark mit 1,5 MW-Anlagen



Quelle: (Kaltschmitt und Wiese 1997), (OWWG 1997)

Die spezifischen Investitionskosten betragen demnach für Onshore-Anlagen heute rund 1.900 DM/kWh und für Offshore-Anlagen ca. 2.900 DM/kWh. Aufgrund der besseren Windverhältnisse wird dieser Unterschied allerdings weitgehend ausgeglichen, so dass die Stromgestehungskosten in etwa der gleichen Größe liegen sollen.

2.2.5 Potenziale

Genauere und stetige Messungen auf See wurden aus technischen wie ökonomischen Gründen bisher nicht durchgeführt. Allerdings kann auf eine Reihe von Messungen bestehender Wetterschiffe, Bohrinseln, Leuchttürme und Fischereiboote zurückgegriffen werden. Bisher existiert erst eine umfangreiche Studie zur Abschätzung der Offshore-Potenziale in Europa, die sich bis zu einer Entfernung bis 30 km von der Küste und einer Wassertiefe bis zu 40 m erge-

ben. Im Rahmen des Joule I-Projektes der Europäischen Union wurde ein einheitlicher Atlas erstellt, der die Windverhältnisse auf den europäischen Meeren beschreibt und die Grundlage für die weitere Potenzialbestimmung bildet.

Die Daten beruhen auf den Angaben einer freiwilligen Beobachtungsflotte (Fischerboote etc.), die routinemäßig in dreistündigen Abständen Angaben über den Meereszustand und das Wetter gegeben haben. Diese Daten wurden dann mit Küstendaten kombiniert und in rechnergestützten Analysen ausgewertet. Die Ergebnisse führen jedoch zu einer Überschätzung des Potenzials, da menschliche Einschränkungen (wie Wasserstraßen, Naturschutzgebiete etc.) aufgrund mangelnder Informationsverfügbarkeit nicht berücksichtigt werden konnten (Hassan 1995).

Tabelle 2.6 zeigt die Ergebnisse dieser Bestimmung im Vergleich zum Strombedarf des Jahres 1995. Es handelt sich dabei allerdings um Erzeugungspotenziale, die Gleichzeitigkeit von Bedarf und Erzeugung ist also nicht betrachtet worden. Zu erkennen ist, dass allein mit Offshore-Anlagen der Strombedarf der EU 12 mehr als gedeckt werden könnte. Auch wenn sich die Potenziale durch noch nicht betrachtete Restriktionen deutlich vermindern werden, so könnte die Offshore-Windenergie einen sehr hohen Beitrag zur Stromversorgung Europas leisten.

Tabelle 2.6: Stromerzeugungspotenziale in der EU

	Stromverbrauch 1995* [TWh/a]	Potenzial nach Joule I [TWh/a]
Deutschland	541	237
Dänemark	31	550
Großbritannien	298	986
Irland	115	190
Niederlande	83	130
Schweden	125	23**
Portugal	28	50
Griechenland	34	100
Spanien	141	140
Italien	238	160
Frankreich	243	500
EU 12	1850	3028

* nach (IEA 1997)

** dieser Wert stammt aus Hardell 1990, zitiert nach (Poetzsch 1998)

2.2.6 Systemeffekte

Wichtig für die Erarbeitung eines Gesamtszenarios ist die Abschätzung der Systemeffekte einzelner Technologien. Da es sich bei Windkraftanlagen grundsätzlich um eine so genannte fluktuierende Stromerzeugung handelt, ist insbesondere hier zu prüfen, mit welchen Effekten durch die Einbindung solcher Anlagen zu rechnen ist. Dies ist bereits in vergangenen Unter-

suchungen für die Bereiche Photovoltaik und landgestützte Windkraftanlagen in ausreichender Weise geschehen³⁷, in Bezug auf Offshore-Anlagen fehlt dieses jedoch noch weitgehend.

Aus diesem Grund wurden im Rahmen der Arbeiten von (Poetzsch 1998) und (Bühler 1999) einerseits Leistungsqualitätsvergleiche zwischen bestehenden land- und seegestützten Anlagen durchgeführt sowie neue Anlagen simuliert und auf deren Einflussverhalten auf den bestehenden Versorgungsfall hin untersucht. Wichtig ist dabei nicht nur die Betrachtung der einzelnen Anlage, sondern vor allem das Zusammenspiel mehrerer Anlagen oder Parks. Dies ergibt sich daraus, dass aufgrund unterschiedlicher Standorte Glättungseffekte in der bereitgestellten Leistung auftreten. Räumliche Trennungen von Erzeugungskapazitäten führen demnach bei allen fluktuierenden Einspeisern zu einem Ausgleich bei der Erzeugung – die technischen Anforderungen an das Gesamtsystem sinken dadurch. Aber nicht nur die größere räumliche Verteilung durch das Ausweichen auf die See kann zu einer Verringerung von Leistungsschwankungen führen, sondern auch bereits das allgemein stetigere Windangebot auf dem Meer.

Ein mit den Leistungsfluktuationen verbundener Nachteil der Windkraftnutzung ist die Tatsache, dass eine einzelne Anlage keine für das Gesamtsystem gesicherte Leistung bereitstellen kann. Für eine solche Anlage muss also ein Back-up System vorgehalten werden, welches einspringt, wenn die Anlage nicht mehr die geforderte Leistung erbringt. Dies kann einerseits ein fossiles Kraftwerk sein, andererseits können sich Windkraftanlagen aber auch durch ausreichende räumliche Trennung gegenseitig sichern. In welchem Maße dies möglich ist, ist ebenfalls Untersuchungsgegenstand der beiden Arbeiten gewesen.

Um diese Ergebnisse zu generieren, wurden umfassende rechnergestützte Analysen von Poetzsch und Bühler durchgeführt, die methodisch zum Teil auf andere Arbeiten zurückgreifen, zum Teil aber auch methodisches Neuland betreten mussten. Es handelt sich um Untersuchungen, die sich ausschließlich auf Windkraft beziehen und weitere Ausgleichseffekte durch Photovoltaik oder Stromspeicher außer Acht lassen.

Folgende **Ergebnisse** lassen sich aus den beiden Arbeiten ableiten:

Bestehende Onshore- und Offshore-Anlagen

- Die Leistungsschwankungen von Windkraftanlagen über dem deutschen Festland werden gegenüber Einzelanlagen um etwa 30 % ausgeglichen.
- Der Windpark Tuno Knob stellt rund 150 Stunden pro Jahr länger als alle Küstenanlagen Deutschlands mehr als 20 % der Leistung bereit. Die Kapazitätseffekte von Offshore-Anlagen sind somit wahrscheinlich größer als die von Landanlagen.

Simulierte Windparks mit großräumlicher Verteilung

- Offshore-Anlagen zeichnen sich durch eine hohe Auslastung (ca. 3800 h/a) und hohe, auf die Rotorfläche bezogene, spezifische Erträge (1800 kWh/m²a) aus³⁸.
- Der maximale Leistungsgradient konnte durch die unterstellte Verteilung auf zehn Standorte in Nord- und Ostsee auf maximal 30 % pro Stunde beschränkt werden.
- Die Ausgleichseffekte sind deutlich größer als an Land. Sie betragen zwar nur 34 % (Land: 30 %), beziehen sich allerdings auf einen deutlich kleineren geografischen Raum.

³⁷ z.B. in (Kaltschmitt und Fishedick 1995).

³⁸ zum Vergleich der Durchschnittswert aller Anlagen in Schleswig-Holstein: 2000 h/a und 700 kWh/m²a.

- Die Leistungsgradienten auf dem Meer sind zwar höher als an Land, allerdings sind die Kapazitätseffekte von Offshore-Windparks eindeutig größer als die von Landanlagen.
- Bei einer Skalierung der Offshore-Leistung auf etwa 80 % der Spitzenlast ergibt sich ein Deckungsanteil von etwa 45 %, ohne dass nennenswerte Überschüsse produziert werden. Die Jahresgänge von Angebot und Nachfrage stimmen zufälligerweise gut überein.
- Klassische Grundlastkraftwerke können bei einer umfassenden Windkraftanwendung nicht mehr eingesetzt werden, da das klassische Grundlastband verschwindet. Dies stellt eine völlige Umkehrung der heutigen Lastdeckung dar, bei der Windstrom eher dem Spitzen- bzw. Mittellastbereich zugeordnet wird. Die umfassende Integration einer fluktuierenden Windstromerzeugung stellt somit hohe Anforderungen an Regelbreite, Regelzeiten und Teillastverhalten des ergänzenden Kraftwerkparks³⁹.

Diese Ergebnisse zeigen äußerst positive Systemeffekte, die sich durch eine intensive Offshore-Nutzung an möglichst räumlich getrennten Standorten ergeben. Aus diesem Grunde sollte daher parallel zur weiteren Erschließung von Landstandorten eine geeignete Strategie bezüglich seegestützter Standorte entwickelt werden, wie es bereits in Dänemark erfolgte⁴⁰.

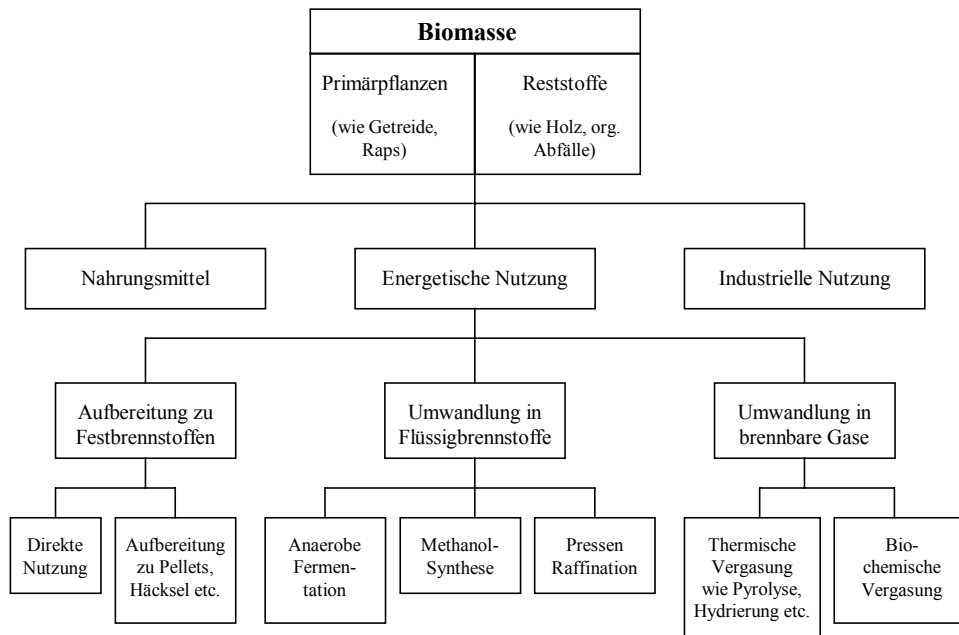
2.3 Biomasse

Die Nutzung erneuerbarer Energien kann in verschiedensten Formen erfolgen und sollte stets als ein Mix verstanden werden, bei dem die Nachteile einzelner Energiequellen gegenseitig ausgeglichen werden. Dabei nimmt die Erzeugung und Nutzung von Biomasse⁴¹ einen großen Stellenwert in der Diskussion über zukunftsfähige Energiesysteme ein. Dies liegt darin begründet, dass die Energiequellen mit den höchsten Potentialen (also Solar- und Windenergie) fluktuierend sind, und demnach eine schwankende Angebotsverteilung aufweisen. Dieses schwankende Angebot muss der Nachfrage nach Energie angeglichen werden, wofür verschiedene technische Maßnahmen bereits zur Verfügung stehen (siehe auch Kapitel 2.2). In diesem Sinne kann die Nutzung von Biomasse eine große Bedeutung erlangen, da Biomasse den Vorteil hat, leicht speicherbar und relativ beliebig, d. h. dem Bedarf entsprechend, umwandlungsfähig und einsetzbar zu sein (s. Abbildung 2.2).

³⁹ Dies hat insbesondere Auswirkungen auf Erdgas-GuD-Anlagen, die zwar sehr hohe Wirkungsgrade im Auslegungspunkt besitzen, aber ein sehr schlechtes Teillastverhalten aufweisen (s. auch Kapitel 4).

⁴⁰ Am Handeln Dänemarks ist zudem zu erkennen, dass man dort versucht, die weit über dem eigenen Verbrauch liegenden Potenziale im Rahmen einer Exportstrategie ökonomisch zu nutzen.

⁴¹ Der Begriff 'Biomasse' wird hier als Synonym für Biogas und Biomasse verwendet, entspricht also dem englischen 'bioenergy'.



verändert nach IfE, Universität München

Abbildung 2.2: Umwandlungsoptionen von Biomasse

Biomasse kann, auch wenn es sich in jedem Fall um organisches Material handelt, aus unterschiedlichsten Bereichen stammen (s. Abbildung 2.3).

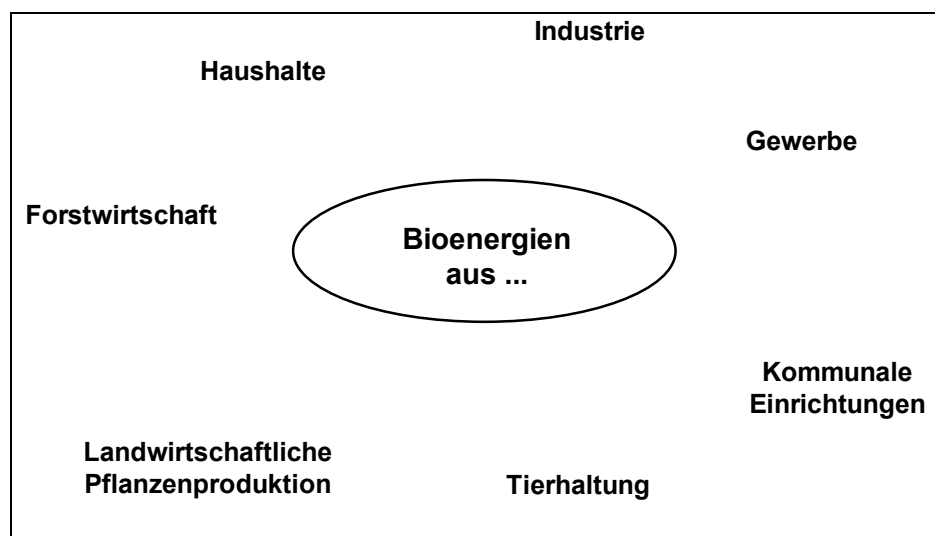


Abbildung 2.3: Potenzielle Biomasseaufkommen

Dabei herrscht bei der Nutzung von Reststoffen aus den Haushalten, der Industrie, dem Gewerbe sowie kommunalen Einrichtungen im allgemeinen Übereinstimmung, dass die ökologischen Auswirkungen als vorteilhaft anzusehen und die Kosten der Energieträgerbereitstellung relativ gering sind.

Im Rahmen der Forst- und vor allem der Landwirtschaft stellt sich die Lage jedoch komplexer und weniger eindeutig dar. Einer der Endberichte der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" (Enquete 1994) sowie einige weitere Studien der jüngeren Vergangenheit stellen

eine vorerst ausreichende Erhebung der technisch-ökologischen Potenziale in der Forstwirtschaft dar. Aus diesem Grund bezieht sich dieser Exkurs ausschließlich auf den landwirtschaftlichen Bereich, und hier wiederum in erster Linie auf die Energiepflanzen-Produktion und nicht auf die Reststoffnutzung.

Durch die Nutzung von Biomasse oder allgemein von nachwachsenden Rohstoffen, ergibt sich ein direkter Verknüpfungspunkt zwischen den zwei vielleicht dringendsten umweltpolitischen Problemfeldern: zum einen der Energiebereich mit den daraus resultierenden Schädigungen und zum zweiten die heute vornehmlich praktizierte Landbewirtschaftungsform mit seinen negativen Auswirkungen auf Boden, Wasser und Tierwelt (s.u.). Dieses hat zur Folge, dass der Einsatz von Biomasse nicht nur unter energetisch-klimatologischen Gesichtspunkten betrachtet werden darf, sondern in gleicher Weise unter umfassenden Nachhaltigkeitsaspekten im landwirtschaftlichen Bereich.

Ziel dieser Einzelbetrachtung ist zum einen das Aufzeigen von Möglichkeiten der energetischen Nutzung von landwirtschaftlichen Pflanzen innerhalb einer nachhaltigen Landwirtschaft aufzuzeigen. Zum anderen sollen die Energiepotenziale in einem solchen landwirtschaftlichen System aufgezeigt werden und somit als Rahmenbedingung in die Szenariountersuchung Eingang zu finden.

2.3.1 Aspekte der deutschen Landwirtschaft

Innerhalb der letzten 50 Jahre hat sich die Landwirtschaft in Deutschland erheblich gewandelt. Als wichtigste Änderung ist die Flurbereinigung zu nennen, die erst den effizienten Einsatz großer Landmaschinen erlaubt hat. Im Zuge dessen wurden Produktionsverfahren rationalisiert, die menschliche Arbeitskraft hat an Bedeutung verloren, Zusatzstoffe wurden zunehmend verstärkt eingesetzt und die durchschnittliche Hofgröße stieg stetig an. Positiv ist dabei zu verbuchen, dass die spezifischen Erträge und die Versorgungssicherheit deutlich gestiegen sind. So liegen die heutigen durchschnittlichen Erträge um rund 50 % über denen der vierziger und fünfziger Jahre⁴². Zur Erreichung dieses Wertes ist andererseits ein erheblicher Aufwand notwendig, der die positive Beurteilung der Ertragssteigerungen relativiert. So gehen die Steigerungen einher mit einer Vervierfachung des Energieeinsatzes in der Landwirtschaft (v.a. durch die vorgelagerte Prozesskette), mit einer Verfünffachung des Stickstoffdüngereinsatzes, einer Verzehnfachung des Pflanzenschutzmitteleinsatzes und des Imports von Futtermitteln.

Die ökologischen Auswirkungen der Landwirtschaft sind dementsprechend vielfältig und problemreich, so dass diese nur in Auszügen gezeigt werden können⁴³:

- **Gefährdung der Böden:** U.a. durch Bodenverdichtung und mangelnde bodenbiologische Aktivität ist in Deutschland ein Abtrag fruchtbaren Ackerbodens von 8 Tonnen pro Hektar und Jahr festzustellen. Dies entspricht dem sechsfachen Wert der Neubildung.
- **Gefährdung des Trink-/Grundwassers:** Aufgrund der intensiven Verwendung von Pflanzenschutzmitteln und Dünger (Stichwort Nitrat), werden bereits heute bei 10 % des Grundwassers die bundesdeutschen Grenzwerte überschritten und können nur durch einen Verschnitt mit noch relativ sauberem Wasser eingehalten werden.

⁴² Die Zahlen dieses Absatzes stammen aus (Weiger 1997).

⁴³ Zahlen nach (BFN 1995; Enquete 1994; SRU 1996; UBA 1994; Weiger 1997).

- **Gefährdung von Luft und Klima:** Durch die landwirtschaftlichen Ammoniakemissionen hat dieser Sektor einen Anteil von rund 10 % am anthropogenen Treibhauseffekt.
- **Gefährdung der Lebensräume und Arten:** Aspekte wie die Ausräumung der Kulturlandschaft, der Anbau von Monokulturen usw. haben zur Folge, dass 50 % der Wildtiere und 35 % der Pflanzenarten in Deutschland gefährdet sind, dass Gen-Potenzial also drastisch reduziert werden könnte.

Zudem ist in diesem Zeitraum ein Rückgang der Beschäftigtenzahlen um rund 70 % zu verzeichnen gewesen. Allein zwischen 1970 und 1997 sanken die Arbeitskräfte in Westdeutschland von 2, 71 Mio. auf 1,18 Mio. und die Zahl der Betriebe von 1,08 Mio. auf 0,49 Mio. (Globus 1998). Aus agrarpolitischer Sicht bietet die Produktion von Biomasse zur energetischen und industriellen Nutzung der Landwirtschaft neue Einkommensmöglichkeiten. Ein Fortführen der heutigen Form der Landwirtschaft sollte jedoch aus den oben erwähnten umweltpolitischen Gründen ausscheiden.

Die einzige heute bekannte Alternative, die ökosystemischen Aspekten umfassend Rechnung trägt, stellt die flächendeckende Einführung des ökologischen Landbaus dar. Unter allen bekannten Anbauweisen stellt sie die bislang ressourcenschonendste und umweltverträglichste Form der Landbewirtschaftung und wird daher von vielen Seiten gefordert und unterstützt (SRU 1992, Enquete 1994, BUND/Misereor 1995, IFOAM 1997, SÖL 1996, UBA 1997).

2.3.2 Ziel und Untersuchungsrahmen

Bisherige Biomassepotentialabschätzungen gingen entweder - bei aller vorbildlichen Detailliertheit - von der konventionellen Landbewirtschaftung aus (u.a. Kaltschmitt 1993, Kaltschmitt 1997) oder genügen, was die Potentialerhebung im Ökolandbau betrifft, nur unzureichend wissenschaftlichen Anforderungen und beruhen eher auf persönlichen Einschätzungen denn auf abgesicherten Ergebnissen.

In diesem Exkurs soll daher geklärt werden, ob die Einführung eines flächendeckend ökologischen Landbaus und ein gleichzeitiger Anbau von Energieträgern auf landwirtschaftlichen Flächen grundsätzlich vereinbar sind und welche Energiepotentiale sich daraus ergeben könnten. Die Nutzung von forstwirtschaftlichen Reststoffen ist nicht, ungeachtet offener Fragen, Gegenstand der vorliegenden Untersuchung wie auch mögliche Alternativnutzungen der angebauten Pflanze als Industrierohstoffe (zur Herstellung von Kleidung etc.). Im Fokus steht also die Ermittlung der technisch-ökologischen Potentiale⁴⁴ von Biomasse, ökonomische Aspekte werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

Dieser Exkurs hat einen stark integrativen Charakter, da landwirtschaftliche und energiewirtschaftliche Aspekte miteinander verbunden werden. Durch die notwendige Verknüpfung der zwei angesprochenen umweltpolitischen Problemfelder ist eine neue und ganzheitliche Sichtweise auf die jeweiligen Themenfelder möglich. Insofern eignet sich die durchgeführte integrative Betrachtung, gestützt auf szenario-analytischen Potenzialabschätzungen, insbesondere

⁴⁴ Mit 'technischen' Potentialen bezeichnet man diejenigen, welche mit heute zur Verfügung stehenden Technologien erschließbar sind, also dem Stand der Technik entsprechen. Hier ist noch die Einschränkung 'ökologisch' hinzu genommen worden, um deutlich erkennen zu lassen, dass besonders im Landwirtschaftssektor dem Einsatz von Technik Grenzen gesetzt sind.

für die wissenschaftliche Politikberatung. Zudem wird in diesem Kapitel die Grundlage für die spätere Akteursbetrachtung gelegt.

Diese Herangehensweise erlaubt darüber hinaus, dass sich beide Akteursgruppen auch mit den Aspekten der jeweils anderen auseinandersetzen können, ohne durch zu viel Fachvokabular belastet zu werden. Eine ganzheitliche Sichtweise soll damit in zukünftigen Diskussionen zum Thema Biomassenutzung stärker Beachtung finden.

Die Untersuchung beschränkt sich zunächst auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland. Obwohl die BRD in die Europäische Union (EU) integriert ist, soll zunächst analysiert werden, ob das Ernährungssystem Deutschlands als zukunftsfähig bezeichnet werden kann und inwiefern Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung bestehen. Diese räumliche Begrenzung entspricht auch den aktuellen Diskussionen in Deutschland, gleichwohl sollte sich in weiteren Arbeiten eine entsprechende Untersuchung für das gesamte Gebiet der EU anschließen.

2.3.3 Methodik

Den Ausgangspunkt der Untersuchung bildet eine agrarwissenschaftliche Analyse möglicher Energieträger. Dieser Teil wurde mit Unterstützung einer Diplomarbeit im Rahmen einer Kooperation mit dem Institut für Bodenkunde der Universität Göttingen und der Stiftung Ökologie und Landbau, Bad Dürkheim, angefertigt (Lange 1998).

In dieser Arbeit wurden Grundprinzipien der ökologischen Landwirtschaft und der daraus resultierende Beitrag zum Ressourcenschutz erläutert sowie ausgewählte Energieträger vorgestellt, bezüglich ihrer ökologischen Ansprüche charakterisiert und die Auswirkungen eines Anbaus auf den Standort aufgezeigt. Es erfolgte eine Darstellung der Ansprüche an Klima und Witterung, Boden und Fruchtfolge sowie Nährstoffversorgung und Unkrautregulierung. Einflüsse auf den Standort beinhalten u.a. Parameter wie Erosionsrisiko, Auswaschungsgefährdung von Stickstoff, unkrautunterdrückende bzw. -fördernde und phytosanitäre Wirkungen. Zudem wurde eine vergleichende Bewertung der einzelnen Kulturen und eine Vorstellung konkreter Beispielfruchtfolgen vorgenommen. Im Folgenden wird dieser Teil kurz und zusammenfassend dargestellt.

Darauf aufbauend wird eine Abschätzung der Mengen- und Energiepotentiale bei flächendeckendem Öko-Landbau vorgenommen. Hierbei werden drei Szenarien mit jeweils zwei Varianten entwickelt, die verschiedene für den Energieträgeranbau bedeutende Entwicklungen berücksichtigen (Ertragssteigerungen, Veränderung der Ernährungsgewohnheiten).

2.3.4 Erzeugung von Energieträgern im ökologischen Landbau

Der ökologische Landbau stellt eine weitgehend anerkannte Alternative zur konventionellen Landbewirtschaftungsweise dar. Der Natur- und Landschaftshaushalt werden mit dem Verfahren des ökologischen Landbaus geschützt, die Ökosysteme in ihrer Funktion erhalten und nicht erneuerbare Energie- und Rohstoffquellen geschont (Köpke 1997). Die Erhaltung und - in gewissen Grenzen - nachhaltige Steigerung der natürlichen Bodenfruchtbarkeit steht im Mittelpunkt der ökologischen Landbewirtschaftung. Durch Maßnahmen wie schonende Bodenbearbeitung, standortgerechte Fruchtfolgen und Förderung des Bodenlebens durch organische Düngung wird dieses sichergestellt.

Der Einsatz mineralischer Stickstoffdünger und chemisch-synthetischer Pflanzenschutzmittel ist nicht erlaubt. Damit besteht durch ökologischen Landbau ein erheblich geringeres Gefährdungspotential für Grund- und Oberflächengewässer. Auch die Nitratbelastung von Gewässern ist im ökologischen Landbau erheblich herabgesetzt. Dies liegt u.a. darin begründet, dass hier nicht die Düngung der Pflanze im Vordergrund steht, sondern die Förderung des Bodenlebens, welches seinerseits bei ausreichend organischer Substanz im Boden eine bedarfsgerechte Mobilisierung von Pflanzennährstoffen sicherstellt.

Im ökologischen Landbau wird die Bereicherung der Agrarlandschaft mit Strukturelementen gezielt gefördert und führt damit nicht, wie in der konventionellen Landwirtschaft, zu einer Ausräumung der Landschaft. Dies hängt nicht zuletzt damit zusammen, dass der ökologische Landbau ohne den Einsatz manipulativ einsetzbarer Produktionsmittel weitaus stärker von intakten und stabilen, d.h. zur Selbstregulation befähigten Agrarökosystemen, abhängig ist. Folglich weisen Flächen des ökologischen Landbaus eine deutlich vielfältigere Artenzusammensetzung als konventionell bewirtschaftete Flächen auf (Ammer et al. 1998; Frieben 1997).

“Die Fruchtfolgegestaltung ist das Kernstück des ökologisch wirtschaftenden Betriebes. Durch die Vielfalt der Kulturen wird es möglich, selbstregelnde Kräfte und Prozesse des Agrarökosystems zu nutzen. Dies heißt im einzelnen, die prophylaktische Schädlingsverringering durch die Vielfalt der Arten zu fördern, die Bodenfruchtbarkeit zu erhalten bzw. zu vermehren sowie eine ausreichende Humusversorgung und eine Stickstoffanreicherung durch Knöllchenbakterien sicherzustellen. Weitere Aufgaben der Fruchtfolge sind die Förderung eines hohen Abwehrpotentials des Bodens gegen Krankheiten und Schädlinge und die Intensivierung der Bodenlockerung und des Nährstoffaufschlusses durch Tiefwurzler” (Lange 1998). Dabei unterliegt auch die Fruchtfolgegestaltung Faktoren wie dem Klima, der spezifischen Ausstattung mit Maschinen und Gebäuden, dem Arbeitskräftebesatz und der allgemeinen Betriebsstruktur.

Um diesen Aufgaben gerecht zu werden, müssen daher in der Abfolge der einzelnen Kulturen die Auswirkungen auf Gare und Bodenfruchtbarkeit, die Nährstoffansprüche der Kulturen, die Möglichkeit zur Bodenlockerung und Bedeckung durch Zwischenfruchtanbau sowie die Wirkung auf Unkrautregulierung und Pflanzengesundheit Beachtung finden. Besonders zu berücksichtigen sind dabei Vorfruchtwert und Selbstverträglichkeit.

Der Verbrauch nicht-erneuerbarer Energien und Rohstoffe wird im ökologischen Landbau möglichst gering gehalten. Durch die im Vergleich größere mechanische Intensität steigt zwar zumeist der Energieverbrauch der Maschinen (relativ wie absolut)⁴⁵, durch das Wegfallen der Futtermittelimporte und vor allem der Stickstoffdünger-Produktion liegt der auf die Fläche bezogene Verbrauch etwa zwei Drittel unterhalb eines konventionellen Vergleichsbetriebes, auf die produzierten Mengen bezogen um etwa 50 % niedriger (Haas und Köpke 1994). Entsprechend geringer sind auch die Emissionen umweltrelevanter Gase.

⁴⁵ Aufgrund der gegenüber der konventionellen Bewirtschaftung lockereren Bodengare im ökologischen Landbau könnte der tatsächliche mechanische Einsatz jedoch geringer werden (Burdick 1998).

2.3.5 Bewertung von Energiepflanzen im ökologischen Landbau

In der Landwirtschaft stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten der Biomassenutzung zur Verfügung: der Anbau von Energiepflanzen und die Nutzung von Reststoffen (Stroh, tierische Exkremate). Die Nutzung tierischer Exkremate beinhaltet hinsichtlich ökologischer Kriterien keinen grundsätzlichen Unterschied zwischen ökologischer und konventioneller Landwirtschaft und ist in jeder Hinsicht als positiv zu beurteilen. Insofern wird in der Potentialberechnung darauf eingegangen.

Eine Verbrennung von Stroh wird unter der Prämisse des flächendeckend ökologischen Landbaus ausgeklammert. Dies hängt mit der Notwendigkeit des Einstreus bei artgerechter Tierhaltung, dem Nährstoffverlust und dem insgesamt geringen Strohaufkommen zusammen (Lange 1998). Nach Aussagen einiger Experten bestehen trotz dieser Argumente auch im ökologischen Landbau Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Stroh, insbesondere wenn bedacht wird, dass auch ökologisch wirtschaftende Betriebe ohne Tierhaltung auskommen können und bei einer Biogaserzeugung alle wichtigen Nährstoffe erhalten bleiben (Burdick 1998). Eindeutige und wissenschaftlich abgesicherte Ergebnisse fehlen hierzu allerdings noch.

Den Hauptbestandteil dieser Teiluntersuchung stellt die Diskussion über die Möglichkeiten dar, mittels speziellen Energiepflanzenanbaus Bioenergie zu gewinnen. Alle Kulturen werden nach einem selbst entwickelten Kriterienraster analysiert. Einerseits werden die Ansprüche der Pflanzen (an Klima, Bodenverhältnisse, Fruchtfolge, Nährstoffversorgung und Unkrautregulierung) einander gegenübergestellt und andererseits die entsprechenden Einflüsse auf den Standort (Boden etc.) und die Fruchtfolge charakterisiert. Dabei erfolgt jeweils eine Orientierung an öko-systemischen Zusammenhängen, die hier nicht en detail wiedergegeben werden können⁴⁶.

Im Folgenden werden zuerst Pflanzen betrachtet, die als Festbrennstoff zum Einsatz kommen könnten (Getreide, Miscanthus, schnellwachsende Baumarten), daran anschließend solche, die sich über Zwischenprozesse in flüssige Energieträger umwandeln lassen (Raps, Sonnenblumen, Öllein, Kartoffeln, Mais) und bei der Potenzialbestimmung zusätzlich die Möglichkeiten der Umwandlung von Reststoffen in gasförmige Bioenergie. Abschließend erfolgt eine vergleichende Bewertung aller hier diskutierten Optionen. Nicht untersucht wird in dieser Studie die technisch noch nicht ausgereifte Pyrolyse fester Biomasse.

2.3.6 Zusammenfassende Beurteilung der Energieträger

In der folgenden Tabelle sind die zuvor im einzelnen behandelten Pflanzen in ihrer Gesamtbewertung miteinander verglichen.

⁴⁶ Zur Vertiefung siehe (Lange 1998).

Tabelle 2.7: Zusammenfassende Bewertung möglicher Energieträger

Frucht	Anspruch an Klima/ Witterung	Anspruch an den Boden	Anspruch an die Fruchtfolge	Anspruch an Nährstoffversorgung/ Unkrautregulierung	Einfluss auf den Standort
Getreide	Gering (unempfindlich gegen Kälte)	Gering	flexibel einzugliedern (wenig krankheitsanfällig)	mittel (nur Mineralstoffe aus dem Boden)	mittel (keine Fruchtfolgen-erweiterung, hoher Nährstoffentzug)
Miscanthus Sinensis	Hoch (empfindlich gegen Kälte)	mittel (Wasserspeicherfähigkeit)	schwierig einzugliedern	unzureichende Kenntnisse	unzureichende Kenntnisse
Kurzumtrieb	gering	gering - hoch (sortenabhängig)	schwierig einzugliedern	unzureichende Kenntnisse	unzureichende Kenntnisse (im Rahmen von Biotop- vernetzung eventuell. positiv)
Raps	hoch (Auswinterungs- gefahr)	mittel (gute Durch- wurzel- barkeit)	hoch (große Anbaupausen, krankheitsanfällig)	hoch (hoher Bedarf, schwierige Unkrautregulierung)	mittel (gute Vorfrucht und Durchwurzelung, schlechte phytosanitäre Eigen- schaften)
Sonnenblumen	hoch (hoher Wasserbedarf, hohe Temp.)	mittel (gute Durch- wurzel- barkeit)	hoch (hoher Anbauabstand)	mittel (gutes Mineralstoff- aneignungs-vermögen)	positiv (gute Vorfrucht und Durchwurzelung)
Öllein	Mittel	gering	flexibel einzugliedern (Gesundungsfrucht, wenig N-Bedarf)	gering	positiv (gute Durchwurzelung, Erweiterung der Frucht- folge)
Kartoffeln	mittel (nicht frostre- sis-tent)	Gering (hoher An- spruch an Bodenbear- beitung)	mittel (Einschränkung durch Krankheiten)	mittel (hoher Nährstoffbedarf, gutes Aufschluss- vermögen)	mittel (gute Vorfrucht, Gefahr der Bodenverdichtung und Erosion)
Mais	Hoch	hoch	hoch	hoch	mittel - negativ

Quelle: (Lange 1998)

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass insbesondere Öllein sehr positiv zu bewerten ist, da seine Ansprüche überwiegend gering und die Einflüsse auf den Standort positiv zu bewerten sind. Sonnenblumen weisen wie der Öllein sehr gute Einflüsse auf den Standort auf, besitzen allerdings hohe Ansprüche an Klima und Standort. Kartoffeln und Getreide (hier: Triticale)

werden als eingeschränkt empfehlenswert beurteilt, wobei Getreide geringere Ansprüche aufweist als die Kartoffel. Raps und vor allem Mais bilden das Schlusslicht der untersuchten Früchte. Insbesondere Mais wird daher aus der weiteren Betrachtung ausgeklammert. Für die Dauerkulturen Miscanthus und Kurzumtrieb können aufgrund der unzureichenden Kenntnisse im Ökolandbau noch keine abschließenden Beurteilungen vorgenommen werden (Lange 1998).

Diese Ergebnisse bedeuten nicht, dass nicht in Einzelfällen, abhängig von den jeweiligen Standortbedingungen, auch die schlechter bewerteten Pflanzen zum Einsatz kommen könnten. Es wird jedoch deutlich, welche Pflanzen aus ökologischer Sicht in Zukunft größere Anwendung finden dürften. Auch ist zu ersehen, dass die heute oftmals als Rohstoff für den sogenannten Biodiesel (Rapsöl) vorgesehene Frucht Raps im Rahmen einer ökologischen Gesamtbewertung ungünstig abschneidet. Eine auf den Raps zugeschnittene politische Strategie, wie sie zurzeit beispielsweise aufgrund der existierenden Steuerbefreiung zu erkennen ist, ist demnach ökologisch kontraproduktiv und bedarf einer Modifizierung.

2.3.7 Potentiale der Energieträgerbereitstellung

Die mittel- und langfristige Entwicklung des Sektors Landwirtschaft ist von vielen Faktoren abhängig und somit heute nur begrenzt voraussagbar. Da hier, entsprechend der Gesamtszenariountersuchung, ein langfristiger Zeitraum zu betrachten ist (bis 2050), sind diese Unsicherheiten in die Untersuchung zu integrieren. Somit kann das Energieträgerpotential nicht über einen einfachen Zusammenhang (z.B. heutige Produktivität des ökologischen Landbaus erlaubt x Tonnen Biomasse pro Jahr) ermittelt werden⁴⁷.

Beispielsweise ist damit zu rechnen, dass sich in den nächsten 50 Jahren die Produktivität des ökologischen Landbaus wie auch die Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung verändern werden. Da es sich also bei den Berechnungsvariablen nicht um statische Größen handelt, werden mit Hilfe von systematischen Zukunftsanalysen und der Anwendung der Szenariotechnik Ergebnisse unter verschiedenen Annahmen errechnet.

Szenarien

Ausgehend von der heutigen Situation werden 3 Szenarien gerechnet:

1. Öko-Landbau mit heutiger Produktivität
2. Öko-Landbau mit gesteigerter Produktivität
3. Öko-Landbau mit veränderten Ernährungsgewohnheiten

Das erste Szenario (*Öko-Landbau mit heutiger Produktivität*) legt die Annahme zugrunde, dass mit dem heutigen Stand des Wissens und den heutigen Bedarfsstrukturen auf der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche der Bundesrepublik der ökologische Landbau heute bzw. im Jahr 2050 praktiziert wird. Diese Betrachtung beinhaltet eine Abschätzung der zu erwartenden Erträge der pflanzlichen und tierischen Produktion, die sich nach einer Umstellung

⁴⁷ Die Potentialermittlung bei der Solar- oder der Windenergie sind hingegen eindeutiger durchführbar, da - in gewissen Grenzen - die Sonneneinstrahlung auf das Gebiet der BRD sowie die Windverhältnisse gemessen werden können und damit ein feststehendes Maß eines physikalischen Potentials gegeben ist, welches lediglich durch die Effizienz der einzelnen Nutzungstechnologien sowie nachfrageseitiger Anforderungen beeinträchtigt wird.

beim derzeitigen Stand der Technik ergeben. Die Erträge werden dem heutigen Bedarf an Nahrungsmitteln aus dem pflanzlichen und tierischen Bereich gegenübergestellt. Daraus lässt sich errechnen, welche Fläche zur Deckung des Nahrungsmittelverbrauchs nach einer Umstellung auf ökologischen Landbau benötigt würde. Mit diesem Szenario kann einerseits die Frage beantwortet werden, ob der Öko-Landbau heute in der Lage wäre, Lebensmittel in einem solchen Umfang bereitzustellen, dass die Ernährung der Bundesrepublik gesichert und zudem noch Biomassepotentiale vorhanden wären. Auch soll analysiert werden, wie diese Ergebnisse unter Zugrundelegung einer Bevölkerungsprognose für das Jahr 2050 ausfallen.

Die Einführung einer flächendeckenden ökologischen Landwirtschaft ist in der Praxis kurzfristig nicht zu realisieren. Wie in der konventionellen Landwirtschaft sind auch im Öko-Landbau Ertragssteigerungen zu erwarten. Dieser Tatsache wird im Szenario *Öko-Landbau mit gesteigerter Produktivität* Rechnung getragen. Auf welchem Wege diese Ertragssteigerungen erreicht werden, ob durch technischen, züchterischen oder ökologischen Fortschritt⁴⁸, bleibt hier dahingestellt. Es wird eine optimistische (hohe Produktivitätssteigerung) und eine pessimistische Variante (niedrige Produktivitätssteigerung) erarbeitet. Die unterstellten Steigerungsraten sind aus der einschlägigen Literatur sowie aus eigenen Umfragen und Abschätzungen entnommen.

Das dritte Szenario beinhaltet neben zu erwartenden Ertragssteigerungen die Möglichkeit einer *Veränderung des Konsumverhaltens* in der Bevölkerung. Wird die Umstellung der Landwirtschaft auf eine umweltverträgliche Wirtschaftsweise in der Bevölkerung akzeptiert bzw. aus dieser heraus zunehmend gefordert, so ist es wahrscheinlich, dass sich parallel dazu auch ein zunehmendes Umwelt- und Gesundheitsbewusstsein in der Bevölkerung entwickeln wird. Eine Folge hieraus wäre, dass der Konsum von Fleisch noch stärker als heute kritisch betrachtet wird und insgesamt weiter zurückgeht. Die Veränderung der Konsumgewohnheiten wird daher in der Szenarioanalyse mit den unterschiedlichen Varianten der Produktivitätssteigerung aus dem Szenario *Öko-Landbau mit gesteigerter Produktivität* gekoppelt.

Da es sich hier um eine Potentialabschätzung handelt, werden lediglich zwei Stützjahre zur Berechnung herangezogen: 1995 und 2050. Zwischenergebnisse tragen zu keinem Erkenntnisgewinn bei und werden daher weggelassen. Auch über Potentiale für den Zeitraum nach 2050 werden hier keine Aussagen getroffen.

Basisannahmen

Ein wichtiges Maß für die Entwicklung des Lebensmittelbedarfs stellt die Bevölkerungszahl dar. Um eine Konsistenz mit anderen Studien zu erhalten, wird die prognostizierte Bevölkerungsentwicklung der Enquete-Szenarien zugrunde gelegt (IBS 1995). Lediglich im ersten Szenario wird zusätzlich die heutige Bevölkerungszahl unterstellt, um die bereits erwähnte Frage bezüglich einer sofortigen Umstellung auf Öko-Landbau beantworten zu können. Die Größe Wirtschaftswachstum hat in dem vorliegenden Fall lediglich indirekte Effekte durch die Bevölkerungsentwicklung und in kleinem Maße durch die Beeinflussung des Genussmittelverbrauchs und wird daher nicht betrachtet.

⁴⁸ Nach Braun (Braun 1995) lässt sich dieser jährliche Ertragsanstieg in einen züchterischen und einen technischen Fortschritt aufteilen. Bechmann (Bechmann 1987) geht zusätzlich von einem ökologischen Fortschritt aus, der u.a. aus wachsenden Kenntnissen über die Funktionsweise von Agrarökosystemen resultiert.

Der Pro-Kopf-Kalorienverbrauch bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant. Aus ernährungsphysiologischer Sicht wäre es ohne weiteres möglich, diese Annahme zu verändern und den Kalorienverbrauch zu senken, da in der Bundesrepublik Deutschland der von der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE) empfohlene Bedarf für Energie, Fett und Eiweiß bei weitem überschritten wird (Bechmann 1987).

Die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche (LN) der Bundesrepublik Deutschland wird nach den "Rahmenrichtlinien des ökologischen Landbaus" der Arbeitsgemeinschaft ökologischer Landbau (AGÖL) und nach den aktuellen EU-Richtlinien über Bioprodukte bzw. ökologischen Landbau⁴⁹ bewirtschaftet.

Die heutige landwirtschaftliche Nutzfläche beträgt 17,3 Mio. ha und bleibt während des Betrachtungszeitraums unverändert. Es wird also weder eine mögliche Verringerung der landwirtschaftlichen Nutzfläche durch z.B. Siedlungs- bzw. Straßenbau oder Flächenstilllegungspflicht noch eine Vergrößerung der landwirtschaftlichen Nutzfläche durch zusätzliche Inkulturnahme von Grenzertragsflächen⁵⁰ in Betracht gezogen.

Importe bleiben im Bereich der Nahrungsmittel (Reis, Kaffee, Tee, Zitrusfrüchte u.a.) unberücksichtigt. Beim Futtermittelimport wird jedoch zugrundegelegt, dass dieser im Rahmen eines ökologischen Gesamtsystems eingestellt wird. Alle in Deutschland benötigten Futtermittel sollen daher im Einklang mit den AGÖL-Richtlinien auf heimischen Anbauflächen erzeugt werden. Andersherum wird ebenso auf Nahrungs- und Futtermittelexporte verzichtet. Somit ergibt sich resultierend, abgesehen von nicht in Deutschland wachsenden Kulturen, eine Versorgung mit ausschließlich heimisch erzeugten Nahrungsmitteln. Für die Ergebnisse stellt diese deutschlandzentrierte Betrachtungsweise den ungünstigsten Fall dar, da Deutschland zu den am dichtesten besiedelten und bewirtschafteten Ländern in Europa gehört, in Nachbarländern also zum Teil wesentlich größere Potentiale bestehen⁵¹.

Da nicht jede Frucht bzw. jedes tierische Produkt betrachtet werden kann, wird eine Auswahl der wichtigsten Lebensmittel vorgenommen. Der Nahrungsmittelbedarf beinhaltet im pflanzlichen Bereich ausschließlich Getreide, Kartoffeln, Gemüse und Zuckerrüben. Im tierischen Bereich setzt sich die Produktpalette aus Rindfleisch, Schweinefleisch und Milch zusammen. Zur Erzeugung dieser Nahrungsmittel werden wiederum Futtermittel benötigt, deren Herstellung ebenfalls Berücksichtigung findet. Dass die Milchkühe neben der Milch letztlich ihr Fleisch liefern und damit einen gewissen Anteil des Rindfleischverbrauchs abdecken, bleibt unberücksichtigt. Durch diese Vereinfachungen ergibt sich ein kalkulatorischer Fehler. Die Flächenbindung der betrachteten Kulturen und Produkte liegt etwa 15 % unterhalb der tatsächlichen. Dieser prozentuale Fehler findet bei den Berechnungen als Aufschlag Eingang.

Szenario 'Öko-Landbau mit heutiger Produktivität'

Wie bereits erwähnt, wird dieses Szenario in zwei Varianten gerechnet. Bei der ersten soll der Frage nachgegangen werden, ob unter den heutigen Bedingungen und einer gedanklich angenommenen sofortigen Umstellung auf ökologischen Landbau Biomassepotentiale zu erwarten

⁴⁹ Verordnung des Rates der EG, Nr. 2092/91 vom 24. Juni 1991

⁵⁰ Grenzertragsflächen: Flächen mit meist geringer natürlicher Ertragskraft, auf denen durch Wirtschafterschwernisse, insbesondere durch hohen Arbeitsaufwand, die Erträge so gering sind, dass sie die Produktionskosten nicht decken oder nur unwesentlich überschreiten (Pacyna 1988).

⁵¹ Ein Beispiel: In Deutschland liegt die durchschnittliche Bevölkerungsdichte bei 4,8 Menschen pro Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche, in Polen lediglich bei 2,0 (Wolters 1998).

sind. Die zugrundegelegten Naturalerträge entsprechen also den aktuellen Werten, Ertragssteigerungen wie auch die zukünftige Bevölkerungsentwicklung werden nicht beachtet. Des Weiteren wird bei dieser Szenarioanalyse unterstellt, dass weder der Gesamtnahrungsmittelbedarf noch das Konsumverhalten Änderungen unterliegen.

Bei der zweiten Variante werden die Eingangsgrößen bis auf die Bevölkerungszahl konstant gehalten. Diese wird auf den für die Enquete-Szenarien vom Institut für Bevölkerungsforschung und Sozialpolitik prognostizierten Wert für 2050 (67 Mio.) gelegt.

Der Gesamtflächenbedarf ist bei Variante 1 erwartungsgemäß enorm hoch (25,4 Mio. ha) und liegt deutlich über der zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Nutzfläche von 17,3 Mio. ha. Aber auch bei der zweiten Variante liegt die benötigte Fläche allein für die Lebensmittelabdeckung der bundesdeutschen Bevölkerung zu hoch (20,9 Mio. ha). Es wird somit deutlich, dass unter den getroffenen Annahmen der Anbau von Energieträgern nicht möglich wäre.

Andererseits darf aus den obigen Ergebnissen nicht geschlossen werden, dass der Öko-Landbau Deutschland nicht mit ausreichend Nahrungsmitteln versorgen könnte. Der mit Abstand größte Teil der Flächenbindung (über 85 %) entsteht durch den Konsum von Milch- und vor allem Fleischprodukten, da in dieser Berechnung vorausgesetzt wurde, dass die Futtermittel ebenfalls vollständig in Deutschland produziert würden.

Daraus ist vornehmlich folgendes abzuleiten: erstens ist der Fleischkonsum zu hoch, wenn sich die deutsche Bevölkerung nachhaltig selber versorgen will. Zweitens lebt Deutschland heute u.a. auf Kosten von Ländern, die das Land mit Futtermitteln beliefern, zum Teil aber selber nicht genügend Nahrungsmittel für die eigene Bevölkerung produzieren⁵². U.a. unter dem Stichwort 'Sojaanbau in Entwicklungsländern' ist dies bereits häufig problematisiert worden.

Szenario 'Öko-Landbau mit gesteigerter Produktivität'

Ertragssteigerungen finden nicht nur in der konventionellen Landwirtschaft statt, sondern auch in der ökologischen, welche noch eine Reihe von nicht ausgeschöpften Potentialen besitzt. Dies liegt darin begründet, dass der Ökolandbau erst knapp 80 Jahre alt ist und die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich jahrzehntelang vernachlässigt wurde bzw. kaum existent und auf die konventionelle Bewirtschaftungsform ausgerichtet war.

Es ist jedoch schwierig abzuschätzen, in welcher Höhe diese Ertragssteigerungen erfolgen können. Aus diesem Grund sollen auch hier wieder zwei Varianten gerechnet werden, und zwar einerseits mit hohen Erwartungen und andererseits mit niedrigen Erwartungen. Gestützt werden diese unterstellten Ertragssteigerungen durch Abschätzungen des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BMELF 1997), welches prozentuale Steigerungsraten für die konventionelle Bewirtschaftung in den nächsten 15 Jahren angibt. Diese wiederum wurden verglichen mit Aussagen aus der ökologischen Landwirtschaft (Bechmann, Braun, Uni Göttingen, Stiftung Ökologie und Landbau etc.) und dementsprechend korrigiert.

Daraus ergeben sich für dieses Szenario Flächenbedarfe zwischen 12,0 und 16,2 Mio. ha. Dies entspricht in der Variante mit einer niedrigen Steigerungsrate einem leichten Flächenüberhang von 1,1 Mio. ha, wohingegen in der zweiten Variante hohe Flächenpotentiale von über 5 Mio.

⁵² Der Anteil von Entwicklungsländern am Futtermittelimport beträgt rund 20% (Wuppertal Institut, 1995 #5).

ha ausgewiesen werden können. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass dies lediglich einen theoretischen Höchstwert wiedergibt und Zweifel daran bestehen, ob die unterstellten Produktivitäten tatsächlich langfristig ökologisch verträglich sind.

Szenario 'Öko-Landbau mit veränderter Ernährung'

Es wurde bereits thematisiert, dass die Höhe des Fleischkonsums der deutschen Bevölkerung bei den unterstellten Rahmenbedingungen als nicht zukunftsfähig anzusehen ist. Damit ist diese Lebensform weder auf andere Regionen der Erde übertragbar noch dauerhaft aufrecht zu erhalten. In diesem Szenario wird daher davon ausgegangen, dass in den nächsten 50 Jahren eine Reduzierung des Fleischkonsums um rund 50 % stattfinden wird. Diese Einschränkung beim Fleischverzehr kann aus unterschiedlichen Gründen erfolgen:

- Das Gesundheitsbewusstsein steigt,
- die ökologischen Folgen intensiver Viehhaltung und
- tierschützerische Aspekte finden stärkere Beachtung.

Einerseits scheint dies eine starke Veränderung zu sein, andererseits liegt der durchschnittliche Fleischkonsum mit 500 g nur für Rind- und Schweinefleisch⁵³ auch dann noch deutlich über den aus gesundheitlichen Gründen empfohlenen Werten von 200 bis 300 g (Deutsche Ernährungsgesellschaft, nach Bechmann 1987). Zudem ist bereits heute eine zunehmende Abkehr vom intensiven Fleischverzehr festzustellen⁵⁴.

Der Kalorienverbrauch pro Kopf soll auch im Jahr 2050 dem heutigen entsprechen⁵⁵. Daraus folgt, dass zwar einerseits weniger Fleisch verzehrt wird, andererseits jedoch in entsprechendem Maße mehr pflanzliche Lebensmittel angebaut werden müssen. Dabei wird zur Vereinfachung unterstellt, dass die jeweiligen Anteile dieser Pflanzen den heutigen entsprechen, also keine grundlegende Änderung in der vegetarischen Ernährungsstruktur einsetzt. Beim Milchkonsum wird davon ausgegangen, dass keine Veränderungen gegenüber heute auftreten, die Flächenbindung in diesem Bereich also konstant bleibt. Die Flächenbindung für die Lebensmittelerzeugung liegt dann zwischen 8,7 und 11,8 Mio. ha, also deutlich unterhalb der heutigen landwirtschaftlichen Nutzfläche von 17,3 Mio. ha. Aus diesen Ergebnissen wird der enorme Einfluss des Fleischkonsums auf die Flächenbindung deutlich. Durch die Reduzierung der Fleischproduktion um 50 % sinkt die benötigte Fläche in der ersten Variante um über 4 Mio. ha, so dass im Jahr 2050 unter den gegebenen Annahmen 6,5 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen könnten. Unterstellt man eine hohe Produktivitätszunahme, läge dieser Wert sogar bei 8,6 Mio. ha.

Mengen- und Energiepotentiale

Von den zuvor dargestellten Szenarien soll im Folgenden eines in Hinblick auf die resultierenden Mengen- und Energiepotentiale detailliert betrachtet werden. Hierzu wird die Variante *Öko-Landbau mit veränderter Ernährung und niedriger Produktivitätssteigerung* als das aus Sicht des Autors praxisrelevanteste ausgewählt. Dies ergibt sich zum einen aus dem bereits

⁵³ Alle anderen Sorten (wie Huhn) sind noch hinzuzurechnen.

⁵⁴ Aufgrund der sich seit Ende 2000 verschärfenden BSE-Krise sind laut dem Umfrageinstitut Forsa rund 2,4 Mio. Deutsche zu Vegetariern geworden (SZ 2001).

⁵⁵ Aus ernährungsphysiologischer Sicht wäre es ohne weiteres möglich, diese Annahme wegzulassen, da in der Bundesrepublik Deutschland der von der Deutschen Ernährungsgesellschaft (DEG) empfohlene Bedarf für Energie bei weitem überschritten wird (Bechmann 1987).

erwähnten Zusammenhang, dass bei einer flächendeckenden Einführung, und entsprechenden Akzeptanz der Bevölkerung, Veränderungen der Ernährungsgewohnheiten wahrscheinlich sind. Zum anderen wird unterstellt, dass sich die Produktivitätssteigerungen in der Praxis eher an der unteren Grenze der Prognosen bewegen werden. Insofern stellt die Fallauswahl eine konservative Annahme dar und liegt auf der sicheren Seite. Die für die Berechnung der Mengen- und Energiepotentiale notwendigen Werte sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Zusätzlich werden die durch die Viehhaltung möglichen Biogaspotentiale bestimmt.

Tabelle 2.8: Eingangswerte zur Energiepotentialberechnung aus Energiepflanzen⁵⁶

	Massenertrag in t/ha	Ölertrag in kg/t Erntegut	Ethanolertrag in kg/t Erntegut	Heizwert in MJ/kg	Energieaufwand in %
Getreide	11-15			14,3	10,2
Miscanthus	14			17,2	13,1
Kurzumtrieb	12			17,9	7,1
Raps		407		35,8	41,3
Öllein		400		35,8	40
Sonnenblume		550		35,8	40
Kartoffeln			102	27,0	80

Quellen: BMELF 1995, Ebert 1989, El Bassam 1998, Haas und Kramer 1995, Hampl 1997, Kaltschmitt und Wiese 1993, Leible und Wintzer 1993, Strehler 1989, eig. Berechnungen

Mit Hilfe dieser Werte lassen sich die in Abbildung 2.4 dargestellten Energiepotentiale berechnen. Diese sind nicht additiv zu verstehen, sondern schließen einander aus.

Um einen Vergleich zwischen verschiedenen Kulturen vornehmen zu können, liegt diesen Daten die Annahme zugrunde, dass ausschließlich eine Kultur in die Fruchtfolgen integriert wird und damit auch nur ein Produkt erzeugt wird. Möglich und empfehlenswert ist aber auch eine Mischung der Kulturen im zeitlichen Verlauf.

Anhand eines Vergleichs der abgebildeten Potentiale ist zu erkennen, dass die Nutzung von Festbrennstoffen deutliche energetische Vorteile besitzt. Der Grund ist in der aufwendigen Prozesskette zur Erzeugung flüssiger Energieträger zu finden (Leible und Wintzer 1993).

⁵⁶ Zur Erläuterung: Bei Getreide gilt der kleinere Wert (Masseertrag) für die niedrige Variante, der große für die hohe Variante. Der Energieaufwand bezeichnet den Anteil der theoretisch enthaltenen Energie, der notwendig ist für die Umwandlung in Endenergie. Bei Miscanthus und Kurzumtrieb ist keine Variation im Masseertrag zu erkennen, da hier aufgrund nicht ausreichender Kenntnisse bezüglich der öko-systemischen Verträglichkeit von den derzeitigen Ertragserwartungen ausgegangen wird.

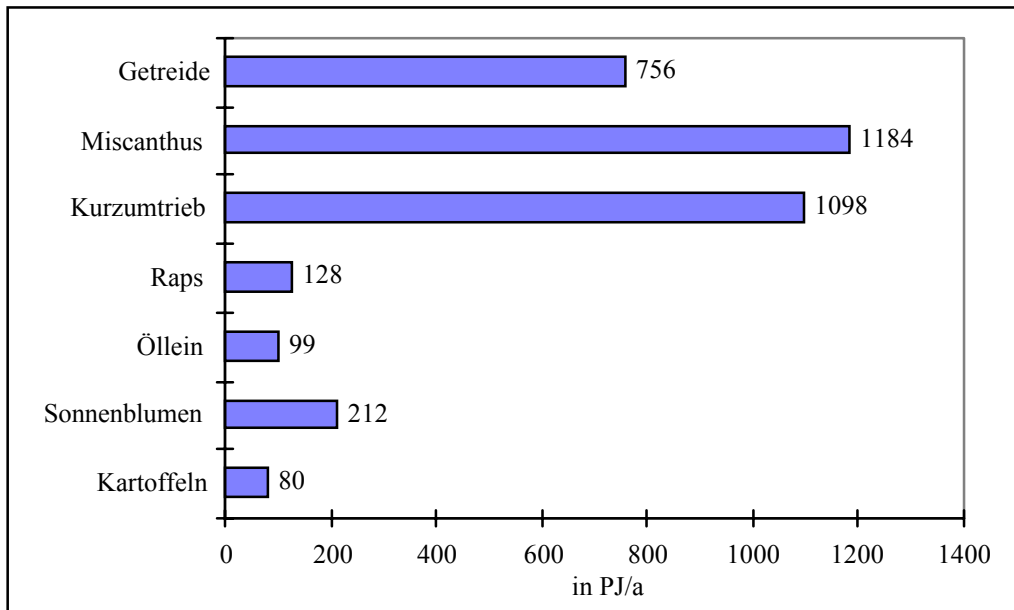


Abbildung 2.4: Endenergiepotentiale durch Energiepflanzen für den Fall *Niedrige Produktivitätssteigerung bei veränderter Ernährung*

Zusätzlich lässt sich noch Energie aus der organischen Substanz gewinnen, welche bei der Nutztierhaltung anfällt. Dabei werden die Verluste durch den Weidegang von Kühen berücksichtigt wie auch der Energiebedarf der Umwandlungsanlage. Folgende Werte werden zur Berechnung herangezogen:

Tabelle 2.9: Eingangswerte zur Biogasberechnung

	Organische Substanz in kg/Tier/a	Gasausbeute in m ³ /kg org. Sub.	Heizwert MJ/m ³	Energieaufwand in %
Rinder	800	0,37	21,5	25
Schweine	110	0,5	21,5	25
Milchkühe	790	0,2	21,5	25

Quelle: (Kaltschmitt und Wiese 1993), eigene Berechnungen

Mit diesen Annahmen ergibt sich für den untersuchten Fall ein Biogaspotential von 51 PJ/a. Dieser im Vergleich zu den Szenarien ohne Änderung der Ernährungsgewohnheiten geringere Wert ist auf den verminderten Fleischkonsum und damit auf die verminderte Viehhaltung zurückzuführen.

Sensitivitätsbetrachtungen

Im Folgenden werden die für die Berechnungen entscheidenden Faktoren kurz erläutert und in einer abschließenden Tabelle in ihren qualitativen Wirkungen auf die Ergebnisse beurteilt.

Durchschnittliche Erträge

Die Abschätzung der durchschnittlichen Erträge im ökologischen Landbau für die ausgewählten Ackerkulturen basiert auf den Ergebnissen der sogenannten DOK-Versuche (Spiess et al. 1993). In diesen Versuchen herrscht ein niedriges Düngungsniveau vor. Dies hat zur Folge, dass insbesondere die Erträge der konventionellen Variante nicht die Größenordnung erreichen, die bei intensiver Produktion auf den dortigen Böden (tiefgründiger Lehm) realisierbar

wären (Ahl 1997). Möglicherweise könnten die Ertragsminderungen bei ökologischer Produktionsweise demzufolge höher ausfallen als in dieser Betrachtung angenommen.

Andererseits gibt es auch hierzu Gegenstimmen, u.a. (Burdick 1998). Demnach erfolgte die Umstellung von konventionellen zu ökologischen Betrieben bisher vornehmlich in benachteiligten Gebieten (mit niedrigen Bodenwertzahlen). Dies bedeutet, dass die Ertragsminderungen für den ökologischen Landbau eher zu hoch angesetzt sind.

Beide erwähnten Tendenzen sind somit gegenläufig, und heute ist nicht endgültig festlegbar, welche Sichtweise der Realität entspricht.

Getreideeinheiten pro Tier

Die errechnete Menge an Getreideeinheiten pro Tier basiert auf der Grundlage von in der konventionellen landwirtschaftlichen Praxis üblichen Futterrationen. Die Tierernährung der ökologischen Wirtschaftsweise unterscheidet sich grundsätzlich von der konventionellen. Der Einsatz von Getreide ist in der ökologischen Mast geringer, während andererseits Grünfütter stärker zum Einsatz kommt (z.B. Mutterkuhhaltung). Hier ist möglicherweise mit einem gegenüber der konventionellen Mast verringerten Bedarf an Getreideeinheiten pro Tier zu rechnen, in dieser Berechnung blieb der Wert allerdings konstant.

Ertragsminderung bei Getreideeinheiten

Bei der hier unterstellten Berechnung der Getreideeinheiten ergibt sich ein methodischer Fehler. Die Folge ist, dass die 30-prozentige Verringerung der durchschnittlichen Getreideeinheiten-Produktion im Öko-Landbau zu hoch angesetzt ist.

Kalorienverbrauch pro Kopf

Entgegen der hier unterstellten Annahme, dass der Kalorienverbrauch pro Kopf über den Zeitraum von 50 Jahren unverändert bleibt, geht Bechmann (1987) davon aus, dass dieser in Zukunft abnehmen wird. Ein Grund liegt in der weiter fortschreitenden Mechanisierung unserer Arbeitswelt, durch die der Anteil der Schwerstarbeit an der gesamten zu leistenden Arbeit zurückgeht. Ein weiterer Grund ist im steigenden Durchschnittsalter der Bevölkerung zu finden, da ältere Menschen weniger Energie benötigen als jüngere. Diese Annahmen würden für das dritte Szenario bedeuten, dass die ausgewiesenen Potentiale noch stiegen.

Zusammenfassend ist der folgenden Tabelle zu entnehmen, in welcher Richtung diese Faktoren Einfluss auf die Ergebnisse haben könnten. Es ist anzunehmen, dass sich diese Einflüsse entweder ausgleichen oder sogar zu einer Erhöhung der ausgewiesenen Potentiale führen. Die durchgeführten Rechnungen liegen somit auf der sicheren Seite.

Tabelle 2.10: Einflussfaktoren und ihre Wirkungsrichtungen

Einflussfaktor	Errechnetes Flächenpotential nimmt ab	Errechnetes Flächenpotential nimmt zu
Durchschnittliche Erträge	x	x
Getreideeinheiten pro Tier		x
Ertragsminderung bei Getreideeinheiten		x
Kalorienverbrauch pro Kopf		x

2.3.8 Kritische Betrachtung der Szenarien und Schlussfolgerung

Wissenschaftliche Analysen können nie alle Aspekte eines Untersuchungsgegenstandes erfassen. Das Thema muss begrenzt und auf seine wesentlichen Mechanismen eingeschränkt werden. Eine Untersuchung kann zudem nie für alle Zeiten gelten, es muss ein angemessener Betrachtungszeitraum wie auch eine räumliche Abgrenzung definiert werden.

In diesem Fall wurde die Untersuchung entsprechend der öffentlichen Diskussion auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland beschränkt, wenngleich in einem nächsten Schritt die Ausweitung auf das Gesamtgebiet der EU wünschenswert und notwendig erscheint.

Die Einflüsse der Wirtschaftsentwicklung und damit möglicherweise einhergehende Konsumveränderungen sind ausgeklammert worden, da diese nur marginale Auswirkungen (Fehler << 5 %) haben. Auch wurde nicht betrachtet, zu welchem Zweck die freiwerdenden Flächen tatsächlich genutzt werden. Nicht nur die Nutzung als Energiepflanzen ist denkbar, sondern auch als nachwachsende Rohstoffe zur industriellen Weiterverarbeitung (Kleidung etc.). Auf der anderen Seite kommen zu den hier betrachteten landwirtschaftlichen Potenziale weitere aus anderen Bereichen hinzu (Forstwirtschaft, Siedlungsabfälle etc., s. Abschnitt 3.2.9).

Wie bereits erwähnt, sind Prognosen mit großen Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund wurden verschiedene Annahmen bezüglich der Ertragsentwicklungen pflanzlicher Produkte getroffen. Durch diese Methodik kann eine Bandbreite möglicher Entwicklungen dargestellt werden (verdeutlicht durch die beiden Extrema hohe und niedrige Steigerung), ohne dass sich abschließend sagen lässt, welche die wahrscheinlichere ist.

Zusammenfassend lässt sich damit sagen, dass sich im Falle einer geringen Produktivitätssteigerung bei veränderten Ernährungsgewohnheiten und dem Anbau von Getreide ein Biomasse- und Biogaspotential von jährlich über 800 PJ ergibt. Verglichen mit dem deutschen Endenergieverbrauch von 1995 (9.200 PJ) entspricht dies einem Anteil von etwa 9 %. Unter Einbeziehung der heutigen forstwirtschaftlichen Potentiale (Enquete 1995) ließe sich das Biomassepotential noch einmal um 2 bis 3 % des Endenergieverbrauchs steigern.

Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen werden damit auch in Zukunft ein begrenztes Gut bleiben und sollten so effizient wie möglich verwendet werden. Notwendig ist daher eine Konzentration der Forschungstätigkeiten auf die ökologische Landwirtschaft sowie auf die Verbesserung der Umwandlungswirkungsgrade in der gesamten Bioenergieträgerkette. Dies bedeutet vor allem auch, dass Biomasse nicht als flüssiger Energieträger zum Einsatz kommen

sollte, sondern entweder in fester Form oder als Gas in stationären Anlagen. Der Einsatz als Brennstoff im Verkehrssektor sollte weitgehend ausscheiden.

2.4 Sonnenofen-Prozesse

In der Industrie sowie in kleinen und mittelständischen Unternehmen wird Energie in äußerst vielfältiger Form benötigt. Zunächst bestehen Bedarfe nach Strom, Niedertemperaturwärme und Brennstoffen, wie es auch in den anderen Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Verkehr üblich ist. Darüber hinaus stellen eine Reihe von industriellen Prozessen weitergehende Anforderungen an die Energieversorgung.

Zum einen ist die geforderte Energiedichte oftmals um einiges höher als in anderen Wirtschaftssektoren⁵⁷. Zum anderen liegen die Temperaturniveaus in der Industrie, beispielsweise zum Schmelzen von Aluminium, mit rund 1.000 °C um einiges über denen von Haushaltsanwendungen. Zudem bestehen insbesondere in der Chemieindustrie spezielle Anforderungen an Temperaturniveaus, Reinheit der Brennstoffe, Sicherheitsvorkehrungen und chemische Eigenschaften der Hilfsenergie.

Eine weitere Besonderheit stellen die enorm hohen Anforderungen an die Prozesssicherheit, Störanfälligkeit und Einsatzflexibilität dar, die sich direkt auf die Auswahl der Energieträger auswirken. Gerade in energieintensiven Branchen ist der verwendete Energieträger ein Produktionsmittel, welches zunächst und vor allem einsatzbereit sein muss. Genau dies stellt ein Hemmnis in Bezug auf den Einsatz erneuerbarer Energien, und hier vor allem der Solarenergie, dar. In einem Drei-Schicht-Betrieb ist es daher ohne Back-up Systeme kaum möglich, Solarenergie direkt zu nutzen.

Nichtsdestotrotz finden einige Forschungsaktivitäten statt, bei denen die Substitution fossiler Energieträger in der Industrie durch erneuerbare Energien im Mittelpunkt steht. Neben der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien ist dies prinzipiell auf zwei Arten möglich. Einerseits können fossile Brennstoffe durch erneuerbare Brennstoffe ersetzt werden. Beispiele dafür sind die Nutzung biogener Energieträger oder von Wasserstoff, der aus solaren Energien produziert worden ist.

Andererseits besteht die Möglichkeit, Produktionsprozesse so zu modifizieren, dass erneuerbare Energien direkt genutzt werden können. Ein Beispiel dafür ist die Erzeugung von Prozesswärme mittels Solarenergie oder Geothermie. Im Fall von Solarenergie wird dafür Solarstrahlung so konzentriert, dass Prozesstemperaturen von mehr als 200 °C ermöglicht werden. Über einen Wärmeträger wird die Wärme auf diesem hohen Temperaturniveau dann dem Produktionsprozess zugeführt. Diese Art der Nutzung und Einbindung erneuerbarer Energien ist den konventionellen Prozessen noch sehr ähnlich, da die Produktionsprozesse an sich gleich bleiben und lediglich die Peripherie angepasst werden muss.

Anders und weitaus komplexer stellt sich die Situation bei Hochtemperatur- oder chemischen Prozessen dar. Hier kann die direkte Nutzung nur über die unmittelbare Einspeisung solarer Strahlung erfolgen, wobei diese bei Hochtemperatur-Anwendungen (über 600 °C) entsprechend hoch konzentriert sein muss. Die Reaktionsräume werden in diesen Fällen direkt mit solarer Strahlung beaufschlagt.

⁵⁷ Damit ist hier der Energieverbrauch pro Zeit-, pro Flächen- oder pro Raumeinheit gemeint.

In Deutschland sind seit 1991 umfassende Forschungsaktivitäten in dem zuletzt angesprochenen Bereich zu verzeichnen. Finanziert werden diese hauptsächlich durch das Land Nordrhein-Westfalen; die Durchführung der Forschungsaktivitäten findet größtenteils am Sonnenofen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Köln statt. Die Vergabe der Forschungsmittel läuft über die Arbeitsgemeinschaft Solar, Jülich, die direkt dem Ministerium für Schule, Weiterbildung, Wissenschaft und Forschung des Landes NRW unterstellt ist.

Da der Energieverbrauch der Industrie einen etwa 30-prozentigen Anteil am Gesamtverbrauch hat und insofern aus energiewirtschaftlicher und umweltpolitischer Sicht sehr bedeutsam ist, wird im Folgenden untersucht, welche Einsatzchancen für derzeit in der Entwicklung befindliche Technologien bestehen. Dabei wird einerseits ein Schwerpunkt auf den Vergleich der Möglichkeiten, die die ausgewählten Sonnenofen-Prozesse bieten, mit industriellen Anforderungen gelegt und andererseits werden deren heute abschätzbaren Marktpotenziale erarbeitet. Um diese ermitteln zu können, werden zudem die internationalen Marktstrukturen der zu untersuchenden Produkte, soweit sie Einfluss auf das Ergebnis besitzen, beschrieben.

Die Ergebnisse dieses Abschnittes beeinflussen somit direkt die Handlungsoptionen bei der später folgenden Szenarioanalyse. Dort stellt sich insbesondere die Frage, welche Energietechnologien im industriellen Bereich eingesetzt werden könnten. Stellen sich die hier untersuchten Sonnenofen-Prozesse als realisierbar heraus, wären somit große industrielle Möglichkeiten gegeben, Solarenergie direkt zu nutzen. Ansonsten müsste weitgehend auf andere Energieträger zurückgegriffen werden, was wiederum Rückwirkungen auf andere Wirtschaftssektoren hätte.

Neben diesen unmittelbar szenariotechnischen Zielen wird ermittelt, ob die momentane Forschungsstruktur den Aufgaben im industriellen Bereich gerecht wird, oder ob sie prinzipiell anders angelegt sein müsste. Daraus wiederum lassen sich allgemeine Ableitungen für F+E-Anstrengungen erzielen, ohne dass diese für jeden Bereich im Detail zutreffen müssen. Dieses Kapitel stellt insofern ein Beispiel und eine Methode für die wissenschaftliche Beratung forschungspolitischer Aktivitäten dar.

2.4.1 Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes

Während der Bereich der Niedertemperatur-Systeme hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Potenziale in der Vergangenheit in ausreichendem Maße untersucht worden ist, liegen für Mitteltemperatur-Anlagen nur wenige und im Bereich der Hochtemperatur-Anwendungen wie auch der solaren Chemie so gut wie keine Abschätzungen vor. Insofern gibt es heute auch nur unzureichende Erkenntnisse darüber, ob die laufenden Forschungsarbeiten in diesen Bereichen mittelfristig zu weitreichenden Markterfolgen führen und damit ein Hauptstrategieelement für den industriellen Bereich wären, oder ob die Technologie eher Nischenbereichen vorbehalten bliebe.

Da einerseits der Sonnenofen für die Industrie ein neuartiges Anlagenkonzept darstellt und dafür andererseits prinzipiell eine Reihe von sehr unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten in Frage kommen, ist an dieser Stelle zunächst eine möglichst genaue Festlegung des Untersuchungsgegenstandes für die nachfolgende Analyse erforderlich. Dazu wird im Folgenden zunächst eine Definition des Sonnenofens gegeben und seine Funktionsweise kurz erläutert. Aufgrund der Vielzahl an potentiellen Sonnenofenprozessen ist im zweiten Schritt eine mög-

lichst objektive und begrenzte Auswahl an solchen Anwendungen zu treffen, die am besten für die weitere Analyse in Frage kommen.

Kann für diese Prozesse ein Anwendungspotenzial ermittelt werden, so steht zu erwarten, dass auch in anderen Bereichen solche vorliegen. Zeigen allerdings schon die vielversprechensten Prozesse keine Marktpotenziale, so ist zu erwarten, dass auch in anderen Bereichen nur in Ausnahmefällen mit günstigen Marktbedingungen zu rechnen ist.

Für die Auswahl werden die verwendeten Kriterien und das Verfahren erläutert sowie die Ergebnisse vorgestellt. Die Anwendungen und ihre Technologie spannen den gegebenen Rahmen für diese Untersuchung auf.

Definition: Sonnenofen

Ein Sonnenofen ist ein aktives, hochkonzentrierendes solarthermisches System zur Bereitstellung hoher Strahlungsdichten bzw. Temperaturen, wobei die Solarenergie direkt in den Prozess(-raum) eingebracht wird. Zusätzliche Transportmedien zur Wärmeübertragung finden hier keine Verwendung. Die Haupteinsatzgebiete des Sonnenofens liegen in den Bereichen Materialforschung und -entwicklung, (Photo-)Chemie, Metallurgie sowie Umwelttechnik.

Bei einem Sonnenofen (SOF) handelt es sich ausschließlich um eine solarthermische Anlage für den Hochtemperaturbereich bzw. für hohe Strahlungsdichten. Allgemein zeichnet er sich demzufolge durch die folgenden Merkmale und Eigenschaften aus:

- Ein Sonnenofen besteht prinzipiell aus einer großen Kollektorfläche (Heliostat), die dem Sonnenstand nachgeführt wird, und einem Hohlspiegel (Konzentrator). Wenn der Konzentrator selbst dem Sonnenstand nachgeführt wird, dann ist er identisch mit der Kollektorfläche (vgl. sog. Solar-Dish-Anlagen). Werden mehrere Heliostaten miteinander kombiniert, so bilden sie einen zusammengesetzten Konzentrator (vgl. Central-Receiver-Anlagen). In jedem Fall wird das Sonnenlicht vom Konzentrator im Receiver gebündelt.
- In einem Sonnenofen wird die Solarstrahlung in der Regel um weit mehr als das 400fache ihres natürlichen Wertes konzentriert ($k_{sol} \gg 400$). Ein Sonnenofen kann Temperaturen ab ca. 400°C bis weit oberhalb von 1.000°C erzeugen und besitzt thermische Leistungen im kW- bis MW-Bereich.

Der Sonnenofen stellt einen Spezialfall der Solarthermie dar, weil er im Unterschied zu Hochtemperatur-Solarkollektoren die konzentrierte solare Energie – ohne Verwendung von Transportmedien – direkt dem Anwendungsprozess zuführt. Zu seinem Einsatzgebiet zählen daher solche Prozesse, die stoffbezogen sind, d.h. bei denen die Edukte direkt mit Hilfe der solaren Strahlung ver- oder bearbeitet werden. Darunter fallen also prinzipiell alle physikalischen bzw. chemikalischen Vorgänge, die bei hohen Temperaturen und/oder hohen Strahlungsdichten ablaufen, wie z.B. Schmelzprozesse in der Metallurgie oder Degradationsprozesse durch UV-Strahlung zu Prüfzwecken.

Prozessauswahl

Die Sonnenofen-Technologie bietet eine Reihe von prinzipiellen Nutzungsmöglichkeiten in der Industrie. Am DLR-Sonnenofen wurden bereits bis Ende 1999 rund 30 Forschungsvorhaben realisiert, die ein breites Anwendungsfeld abdecken. Im Rahmen dieser Marktpotenzialanalysen ist daher eine Beschränkung auf einige, möglichst vielversprechende Prozesse notwendig.

Bei der Auswahl der Prozesse wurden folgende Kriterien zugrunde gelegt:

- Umsetzungsreife (Hauptkriterium)
- Selbsteinschätzung
- Systemkompatibilität

Das erste Kriterium stellt ein relatives Maß für die Markt- oder Demonstrationsnähe einer Technologie dar. Befinden sich beispielsweise Entwicklungen noch im Grundlagenstadium, so ist es nicht möglich, dafür Marktpotenzialuntersuchungen durchzuführen⁵⁸. Die Bewertung wurde anhand einer Analyse aller Projektberichte vorgenommen. Um eine möglichst differenzierte Bewertung des Hauptkriteriums **Umsetzungsreife** zu erreichen, werden die zugehörigen Bewertungsfaktoren anhand von Mindestanforderungen charakterisiert:

- *Konzeptphase* (–), Voraussetzungen: theoretische Prozessbeschreibung und Konzeptentwürfe (zusätzlich ggf. Simulationsrechnungen und erste Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit u.a.)
- *Laborphase* (⊕), Voraussetzungen: Versuchsaufbau (z.B. Reaktor im Labormaßstab); fundiertes Anlagenkonzept; erste Ergebnisse zu wesentlichen Betriebsdaten, insbesondere zum Wirkungsgrad und zur Machbarkeit (zusätzlich ggf. Simulationsrechnungen und erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen u.a.)
- *Optimierungs-/Umsetzungsphase* (⊕⊕), Voraussetzungen: verfügbare und einsatzbereite Anwendung im Labormaßstab; Machbarkeitsnachweis unter Realbedingungen im Labormaßstab; fundierte, reproduzierte Betriebs- und Anlagendaten (insbesondere Wirkungsgrad) und erste Wirtschaftlichkeitsrechnungen (zusätzlich ggf. Up-Scaling in Planung und Verhandlungen mit Kooperationspartnern u.a.)
- *Demonstrationsphase* (⊕⊕⊕) Voraussetzungen: ausgereifte Anwendung im Labormaßstab; Pilot- bzw. Demonstrationsanlage im Industrie-Maßstab befindet sich in Planung bzw. Errichtungsphase und Kooperationspartner sind vorhanden (in der Industrie)

Die Übergänge zwischen den einzelnen Phasen der Umsetzungsreife sind fließend, wobei insbesondere begleitende Maßnahmen wie beispielsweise Simulationsrechnungen eine aufwertende Rolle spielen können.

Eine wesentliche Grundlage für die zur Auswahl stehenden Projekte, die am Sonnenofen der DLR durchgeführt werden, bilden die Projektbeschreibungen durch die dafür verantwortlichen Wissenschaftler. In diesem Rahmen werden häufig Bewertungen über den Status Quo und die weiteren, geplanten Arbeiten gegeben. Auf diese – durchaus meist selbstkritische – fachliche **Selbsteinschätzung** wird beim zweiten genannten Kriterium Wert gelegt, weil sie zusätzlich Aufschluss über die Umsetzungsreife gibt. Die Bewertungsfaktoren lauten folgendermaßen:

- zurückhaltend/pessimistisch (–)
- offen/neutral (⊕)
- erwartungsvoll/optimistisch (⊕⊕)

Und schließlich wird von den zur Auswahl stehenden SOF-Prozessen gefordert, dass sie auch ganzheitlich betrachtet eine sinnvolle, d.h. insbesondere umweltfreundliche, innovative An-

⁵⁸ Die technologische Umsetzbarkeit muss dann erst noch bewiesen werden, ökonomische Parameter sind noch vollkommen unbekannt etc.

wendung darstellen. Der Sonnenofen als solcher kann – trotz fehlender Kenntnis der zugrundeliegenden Energie- und Stoffströme – unter der Voraussetzung einer ausreichend langen Lebensdauer im obigen Sinne als umweltfreundlich bezeichnet werden, weil er zu einer breiteren Nutzung von Solarenergie anstelle von fossilen Energieträgern beiträgt. Allerdings muss dieser Aspekt nicht in allen Fällen zutreffen, insbesondere nicht bei allen Anwendungen. Dieses führt zum dritten Auswahlkriterium der sogenannten Systemkompatibilität. Eine Anwendung wird als wenig bzw. nicht systemkompatibel betrachtet, wenn erkennbar ist, dass

- durch den Einsatz des Sonnenofens beispielsweise für einen Produktionsprozess in signifikantem Umfang insgesamt stark umweltschädigende, z.B. toxikologische Stoffe anfallen und es dafür alternative, umweltfreundlichere Verfahren gibt, und
- der Nutzen, der durch den Einsatz des Sonnenofens als „end-of-pipe“-Umwelttechnik besteht, durch andere realisierbare Maßnahmen im ursächlichen Bereich der betreffenden Umweltproblematik übertroffen bzw. aufgrund ökonomischer Zusammenhänge nur durch solche Maßnahmen erst ermöglicht werden kann.

Die Bedeutung dieses Kriteriums wird um so größer, je länger der zu erwartende Zeitraum bis zur Umsetzung der SOF-Anwendung ist, da mit dieser Zeit – bei kritischen Fällen – auch die Chancen für alternative Lösungswege wachsen⁵⁹. Da sich alle zu betrachtenden Anwendungen noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, ist diese Voraussetzung gegeben. Folgende Bewertungsfaktoren werden angelegt:

- niedrig/schlecht (–)
- mittel/ausreichend (⊕)
- hoch/gut (⊕ ⊕)

Für die Auswahl ist zunächst die Bewertung der Umsetzungsreife ausschlaggebend. Erreicht eine Anwendung nicht die Laborphase, bleibt sie automatisch vom weiteren Auswahlverfahren ausgeschlossen. Diejenigen Anwendungen mit der besten Umsetzungsreife kommen in die engere Auswahl und werden dann ggf. anhand der Kriterien Selbstbewertung und Systemkompatibilität miteinander verglichen. Im Zweifelsfall werden zusätzliche Aspekte, wie z.B. absehbare marktrelevante Vor- und Nachteile eines Produkts, gesondert mit in die Bewertung einbezogen.

Der Sonnenofen kann prinzipiell in zwei Bereichen eingesetzt werden. Einerseits eignet er sich als Produktionsmittel und andererseits als F+E-Instrument. Im ersten Fall befindet sich der Sonnenofen direkt im Produktionsprozess, beispielsweise als Energiequelle für das Einschmelzen eines Metalls. Im zweiten Fall wird er zur Entwicklung von Produkten verwendet, z.B. um photochemische Synthesen zu testen.

⁵⁹ Ein Beispiel ist folgendes: Im Rahmen der bisherigen Forschungsaktivitäten wurden Untersuchungen zur Behandlung von stickstoff- oder ammoniakbelasteten Abwässern vorgenommen und deutliche Fortschritte erzielt. Der Einsatzort wäre auf landwirtschaftlichen Höfen zu finden, die diese Anlagen installierten müssten. Das dabei entstehende Edukt könnte in Biogasanlagen weiter genutzt werden. Die wirtschaftliche Situation von Bauern lässt allerdings den Kauf einer Anlage, die noch einmal zwei bis dreimal so kostenintensiv ist, wie eine Biogasanlage (inkl. BHKW), nicht zu. Außerdem wäre das gleiche Resultat mit der Umstellung auf ökologischen Landbau zu erreichen. Dieser Schritt verursacht mittelfristig jedoch keine oder nur geringe Kosten, langfristig stellt er sogar eine Verbesserung der wirtschaftlichen Lage des Hofes dar. Diese End-of-pipe Technik ist daher nicht an den realen Verhältnissen orientiert.

Im Mittelpunkt der Auswahl stehen diejenigen Projekte, die bisher am Sonnenofen des DLR untersucht worden sind. Die Grundlage für die Auswahl bilden zunächst aber alle Projekte, die zum betreffenden Forschungs- und Entwicklungs-Programm im Themenfeld 3 (Solare Chemie und Solare Materialforschung) der AG Solar gehören, auch wenn ein kleiner Teil davon nicht unmittelbar zum Sonnenofen gerechnet werden kann. Diese nicht zum Untersuchungsgegenstand gehörenden AG Solar-Projekte werden dann im ersten Schritt des Auswahlverfahrens ausgesondert. Darüber hinaus sind aufgrund des allgemein sehr weit gefassten Einsatzgebietes weitere interessante Einsatzmöglichkeiten für einen Sonnenofen denkbar. Da die Suche nach alternativen Sonnenofen-Anwendungen aber nicht zum originären Aufgabebereich einer Marktpotenzialanalyse gehört, werden über die oben genannten bekannten Untersuchungen hinaus keine weiteren Möglichkeiten von SOF-Prozessen in die Auswahl mit einbezogen. Demzufolge wird hier (vereinfachend) unterstellt, dass die genannten AG Solar-Projekte die zur Zeit vielversprechendsten Optionen darstellen⁶⁰.

Insgesamt handelt es sich um 30 AG Solar-Projekte, die sich auf sieben Arbeitsgebiete verteilen und von denen fünf Projekte auch mehrere Arbeitsgebiete inhaltlich abdecken. Dabei umfasst eines der Arbeitsgebiete den Sonnenofen selber, der im Rahmen von insgesamt drei Projekten errichtet und in Betrieb genommen wurde. Zu jedem dieser AG Solar-Projekte liegt eine Projektbeschreibung vor, die im Internet für eingetragene Nutzer öffentlich zugänglich sind (AGS 2000a). Diese Beschreibungen stellen die vorrangig genutzte, gemeinsame Grundlage für die folgende Projektauswahl dar. In den Fällen, wo die Projektbeschreibungen nicht für eine plausible Bewertung ausreichen, wurde bei den angegebenen Institutionen der Status Quo sowie die fehlenden Informationen erfragt. Von Rückfragen wurde aber insbesondere auch bei den interessant erscheinenden SOF-Prozessen Gebrauch gemacht, um die Bewertungsgrundlage, die gegebenenfalls zur Auswahl führt, zu verbessern.

Aufgrund der Analyse und Bewertung der einzelnen Forschungsprojekte ergibt sich eine Beschränkung auf folgende Themen⁶¹:

- Solare Herstellung von Sekundär-Aluminium (Aluminiumrecycling)
- Solare photochemische Cyclohexanonoxim-Synthese zur Produktion von Caprolactam
- Prüfverfahren im Bereich der Hochtemperatur-Metallforschung

Die ersten beiden Felder gehören zum Bereich „Sonnenofen als Produktionsmittel“, das dritte zu „Sonnenofen als F+E-Instrument“.

2.4.2 Solare Sekundär-Aluminiumproduktion

Für die Herstellung von Sekundär-Aluminium wird nur etwa 2,5 % der Energie benötigt, die zur Herstellung von Primäraluminium aus Bauxit zu veranschlagen ist (Steinmetz 1997). So-

⁶⁰ Diese Vereinfachung gründet sich auf der Annahme, dass die verantwortlichen Fachwissenschaftler, in Anbetracht der Förderbedingungen bzw. Zielsetzungen des Hauptgeldgebers, der AG Solar im Auftrag des Wissenschaftsministeriums des Landes NRW, möglichst marktfähige Verfahren zu entwickeln, genau solche Prozesse ausgewählt haben, die diesen Anforderungen gerecht werden und somit vergleichsweise vielversprechend sind. Dies schließt umgekehrt nicht aus, dass zukünftig auch andere Sonnenofen-Anwendungen berechtigterweise in den Mittelpunkt von Forschung und Entwicklung rücken können.

⁶¹ Die entsprechenden Tabellen sind im Anhang aufgeführt und zeigen die Bewertung in detaillierter Weise auf.

mit ist bereits das Aluminiumrecycling eine wichtige Maßnahme, um industrielle Emissionen zu vermindern.

Aluminiumschrotte werden heute je nach Legierungstyp in verschiedenen Öfen eingeschmolzen. Die gebräuchlichsten Typen sind Drehrohrtrommel-, Wannenschmelz-, Zweikammer-Schmelz- und Tiegelöfen, und sie werden entweder über Induktionsspulen mit Strom oder mit einer offenen Flamme mit Erdgas betrieben. Aufgrund von Verunreinigungen, Anhaftungen, Farben, organischen Materialien etc. entstehen eine Reihe toxischer Verbindungen, die gefiltert oder durch eine geeignete Prozessführung zum Teil vernichtet werden müssen. Je nach Einsatzgebiet werden auf dem Markt so genannte hochwertige Knetlegierungen (z.B. Verpackungsmittel) und vergleichsweise minderwertige Gusslegierungen (z.B. Motorblöcke) angeboten. Die Sekundärherstellung von Knetlegierungen ist darauf angewiesen, dass solche Legierungen sortenrein gesammelt worden sind, aus Mischungen können nur Gusslegierungen hergestellt werden.

Fossil beheizte Öfen lassen sich prinzipiell durch solche ersetzen, bei denen über eine hohe Konzentration und Strahlumlenkung Solarenergie direkt eingebracht wird, die wiederum die Aluminiumschrotte aufschmilzt. Entsprechende Entwicklungen wurden vom DLR am eigenen Sonnenofen wie auch von der Universität Dortmund durchgeführt.

Aluminiummarkt

Aluminium ist das auf der Erde am häufigsten vorkommende Metall und nach Sauerstoff und Silizium das dritthäufigste Element der Erdkruste. Das für die Aluminium-Gewinnung bei weitem wichtigste Mineral ist der von Eisenoxiden meist rötlich gefärbte Bauxit. Von den anderen möglichen Mineralien zur Aluminiumerzeugung (Alunit, Anorthit, Nephelin, Kaolin und die Tonen) wird aus vornehmlich wirtschaftlichen Gründen kaum noch Gebrauch gemacht. Größere Lagerstätten von Bauxit befinden sich in Südosteuropa, Frankreich, Russland, China, Indien, Indonesien, Brasilien, Jamaika, Guayana, Surinam, der Dominikanischen Republik und den USA. Über die größten Vorräte verfügen Guinea und Australien (Falbe und Regitz 1999).

1997 betrug die Primäraluminium-Produktion weltweit ca. 21,5 Mio. t, wovon die USA allein ca. 17 % herstellte (ABAL 1998). Brasilien hatte einen Anteil von 6 % und Südafrika von 3 % an der Weltproduktion. Die größten europäischen Hersteller sind Norwegen (4,3 %), Deutschland (2,7 %), Frankreich (1,8 %) und Spanien (1,7 %).

Unlegiertes Aluminium kommt als Hütten-, Rein- und Reinst-Aluminium in den Handel. Diese Produkte werden entweder unmittelbar umgeformt oder dienen zur Herstellung von Halbzeugen, Guss- und Knet-Legierungen⁶². 1998 wurden in Europa rund 5,6 Mio. t Primäraluminium produziert, wovon der größte Teil in den Sektoren Verkehr (1,2 Mio. t), Bauen (1,5 Mio. t) und Verpackung (1,0 Mio. t) verarbeitet wurde. Weitere Anwendungen finden sich in den

⁶² Es werden grundsätzlich zwei Arten von Aluminium unterschieden: Guss- und Knetlegierungen. Vereinfachend lässt sich sagen, dass Gusslegierungen bei der Herstellung massiver Produkte eingesetzt werden (wie Motorblöcke etc.), und Knetlegierungen aufgrund ihrer Materialeigenschaften bei der Produktion von flachen Werkstücken wie Blechen oder Dosen. Die unterschiedlichen Zusammensetzungen haben in Bezug auf das Recycling zur Folge, dass bei einer Mischung aus Guss- und Knetlegierungen nur wieder Gusslegierungen hergestellt werden können. Sekundär-Knetlegierungen sind hingegen nur aus sortenreinem Schrott herzustellen.

Bereichen Maschinenbau, Eisen- und Stahlindustrie, Bürobedarf, Elektrotechnik und Haushalte.

In der Verpackungsmittelindustrie werden im Gegensatz zu den anderen Bereichen hochwertige Knetlegierungen verwendet. Rund 60 % davon gingen in die Herstellung von steifen Verpackungen wie Dosen und Containern, und 40 % in die Produktion flexibler Verpackungen (z.B. Folien). Von den 1998 in Europa hergestellten Getränkedosen (32,5 Bio. Stück) wurden 52 % aus Aluminium gefertigt, dies entspricht gegenüber 1997 einer Steigerung von 4 %. 1998 betrug der recycelte Anteil an Aluminium-Getränkedosen 41 % (EEA 1998b).

Aluminiumprodukte können in gleicher Qualität auch durch das Recycling von Schrotten hergestellt werden. Notwendig ist dafür im Falle der hochwertigen Knetlegierungen jedoch die sortenreine Trennung. Zudem sind die anfallenden Schrotte je nach Einsatzbereich und Verwendungszweck mit unterschiedlichen organischen Fremdkomponenten belastet, die bei der Sekundärverhüttung zu unerwünschten organischen und anorganischen Verbindungen reagieren können und mittels Rauchgasreinigung entfernt werden müssen. Typische Verunreinigungen bestehen aus Ölen, Druckfarben, Lacken, Kunststoffen und Papier (Ollenschläger 2000).

Der Anfall von Altschrotten hängt von der Nutzungsdauer der Produkte ab, für die das Aluminium eingesetzt worden ist. Im Sektor Bauen beispielsweise besitzt Aluminium eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 30 Jahren und kann technisch zu 85 % recycelt werden (EEA 1999a). Im Gegensatz dazu besitzen Automobile eine wesentlich kürzere Lebensdauer von durchschnittlich 12 Jahren (EEA 1998c), wobei in diesem Fall rund 95% des anfallenden Guss-Aluminiums wieder in den Wertstoffkreislauf zurückgeführt werden können (EEA 1998a). Die Nutzungsdauer von Aluminium als Verpackungsmaterial beträgt je nach Produkt sogar nur einige Wochen oder Monate (Steinmetz 1997). Insgesamt liegt hier die Recyclingquote vergleichsweise niedrig, es werden nur ca. 30% des Verpackungs aluminiums zurückgewonnen (EEA 1999a). Dies liegt vor allem am höheren Aufwand beim Sammeln, so dass zur Erreichung einer höheren Recyclingquote spezielle Sammelsysteme erforderlich sind.

Die Sekundär-Aluminium-Produktion steigt mittlerweile, nach einem kurzen weltweiten Einbruch Anfang der 90er Jahre, in den meisten Ländern wieder kontinuierlich an. Die Gründe für den Einbruch sind vielfältig und liegen u.a. in der vergleichsweise kostengünstigen Produktion von Primäraluminium, in der geringen Gewinnspanne und in den stark schwankenden Verkaufspreisen⁶³. Die Differenz zwischen Einkaufspreis für Aluminiumschrotte und Verkaufspreis für Aluminiumlegierungen hat sich im Mittel in den letzten Jahren nur wenig geändert. Die laufenden Kosten sind demgegenüber aufgrund gestiegener Umweltauflagen und Personalkosten kontinuierlich gestiegen. Dadurch hat sich ein weiterer Druck auf die Wirtschaftlichkeit der Sekundär-Aluminium-Produktion gebildet.

Die größten Hersteller von Sekundär-Aluminium waren 1998 die USA mit 1,39 Mio. t und Japan mit 0,86 Mio. t, die europäischen Hersteller produzierten in diesem Jahr insgesamt rund 2 Mio. t Sekundär-Aluminium (OEA 2000). In Japan ist die Produktion seit 15 Jahren insgesamt auf etwa dem gleichen Niveau geblieben⁶⁴, in den letzten Jahren (1997 und 1998) ist

⁶³ So betrug Anfang 1999 der Preis für Sekundär-Aluminium-Legierungen an der Londoner Metallbörse (LME) 247, DM pro 100 kg, Ende 1999 waren es dagegen 310,-DM/100 kg (OEA 2000).

⁶⁴ Von einzelnen Schwankungen, wie der Aluminiumkrise Anfang der 90 Jahre, abgesehen.

jedoch ein Rückgang um knapp 11 % zu verzeichnen gewesen. In den USA lässt sich seit 1985 ein stetiger Anstieg beobachten, der ebenfalls nur durch die Aluminiumkrise Anfang der 90er Jahre kurz unterbrochen wurde. In Zusammenhang mit der guten Wirtschaftsentwicklung der USA stieg die Produktion dort seit 1991 um über 50 %. Es handelt sich um einen stark umkämpften globalen Massenmarkt⁶⁵ mit zum Teil unsicheren Absatzmärkten. Die in diesem Bereich aktiven Unternehmen sehen sich einer großen Konkurrenz ausgesetzt und besitzen andererseits nur geringe unternehmerische Handlungsspielräume. Der Aufschwung der letzten Jahre ist insbesondere durch die enge Verknüpfung mit der Automobilbranche zustande gekommen, die selber einen Aufschwung seit Beginn der 90er erlebt. In diesen Sektor gehen 80 % des recycelten Aluminiums, welches wiederum hauptsächlich aus der Dosenverwertung und in geringeren Anteilen aus dem Verkehrssektor selber stammt. Somit ist die Produktion von Sekundär-Aluminium direkt abhängig vom Wachstum und von den eingesetzten Technologien der Automobilindustrie. Auch sieht sich die Aluminiumindustrie damit der Anforderung ausgesetzt, „Just-in-time“ zu produzieren und äußerst flexibel gegenüber Legierungsanforderungen und Lieferzeiten zu sein.

Der Hauptteil des im Verkehrssektor eingesetzten Sekundär-Aluminiums wird für die Herstellung von Gussteilen wie Motorblöcke, Getriebegehäuse und Fahrwerksteile verarbeitet. Gussteile benötigen einen hohen Anteil verschiedener Legierungselemente, Folien und Bleche aus Aluminium dagegen einen vergleichsweise geringeren. Da die Entfernung von Legierungselementen aus dem Schrott allerdings nicht wirtschaftlich ist, werden die bei der Sekundär-Aluminium-Produktion größtenteils anfallenden Mischlegierungen zur Herstellung von Gussteilen verwendet.

In Zukunft wird mit einer zunehmenden Marktausweitung für Primär- und Sekundär-Aluminium gerechnet. Die Größe der Ausweitung hängt vor allem vom Automobilsektor ab und wird dort durch zwei Faktoren bestimmt: zum einen durch die Ausweitung der Fahrzeugflotte und zum anderen durch die Erhöhung des spezifischen Aluminiumanteils. Bei beiden Faktoren wird mit einer deutlichen Zunahme gerechnet. So wird beispielsweise durch den verstärkten Einsatz von Aluminium im Automobilbau die Verringerung des Fahrzeuggewichts und damit die Verringerung des Kraftstoffverbrauchs angestrebt. Der durchschnittliche Anteil an Aluminium in einem Automobil beträgt in Europa derzeit ca. 85 kg, für das Jahr 2015 wird jedoch ein durchschnittlicher Aluminiumanteil von 200 kg in einem Automobil angestrebt (EEA 1999b; Haque 1999b), um damit Stahl zu substituieren. Für einen Mittelklassewagen (1400 kg) würde dies bedeuten, dass durch die Erhöhung des Aluminiumanteils eine Gewichtsreduzierung von 300 kg möglich ist. Mit dieser Reduzierung könnte eine Verringerung des Kraftstoffverbrauchs von 0,6 l/100 km pro eingesparten 100 kg erreicht werden. Dies entspräche der Verringerung des Kraftstoffverbrauchs eines Mittelklassewagens um rund 1,8 l/100 km (EEA 1998d).

Da der Energieeinsatz zur Herstellung von Blechen aus Sekundär-Aluminium um 50 % geringer ist als die Herstellung von Sekundär-Stahlblech, wäre der verstärkte Sekundär-Aluminium-Einsatz im Automobilbau ökologisch sinnvoll. Bei einer zunehmenden Ökologisierung der europäischen und der globalen Wirtschaftspolitik im Rahmen der Kyoto-Vereinbarungen und der Selbstverpflichtungen der Automobilindustrie (Pfahl 2000) kann mittelfristig mit einer Marktausweitung gerechnet werden. Allerdings wird sich diese Ent-

⁶⁵ Die Preise für Aluminium werden weltweit einheitlich an der Londoner Metallbörse geführt.

wicklung erst mit einiger Verzögerung auf die Sekundär-Aluminiumindustrie auswirken, da der Einsatz von Gusslegierungen aus Sekundär-Aluminium kaum noch zu steigern ist. Motor und Getriebe etc. werden bereits heute weitgehend aus Aluminium gefertigt. Daher ist eine Steigerung nur bei Profilen und Blechen möglich, wofür Knetlegierungen notwendig sind. Die entsprechend größere Nachfrage wird zunächst allerdings nur Auswirkungen auf die Primär-aluminiumerzeugung haben, da der Schrottmarkt zu wenig sortenreine Knetlegierungen bereithält (Kirchner 1994; Krone 2000). Der Anteil von Sekundär-Aluminium hängt daher davon ab, wie schnell die Sortenreinheit bei der Sammlung erhöht werden kann.

Eine weitere Möglichkeit der Erhöhung des Sekundär-Aluminiumanteils besteht im Falle von Aluminiumdosen. Wenn es gelingt, die Recyclingquoten zu erhöhen, könnten sich hier relativ geschlossene Stoffkreisläufe ergeben und weitere Einsatzpotenziale für die Sekundärproduktion erschließen lassen⁶⁶.

Entwicklungslinie der Universität Dortmund

Die Entwicklung eines für industrielle Anwendungen prinzipiell geeigneten Ofens wird von der Universität Dortmund in mehreren Schritten vollzogen. Nach ersten Schmelzversuchen mit reinem Aluminium in einem einfachen offenen Tiegel entwickelte man einen geschlossenen Receiver-Reaktor. Dadurch sollten zunächst die hohen Strahlungsverluste reduziert werden. Die die Solarstrahlung absorbierende Kavität (Tauchzylinder) taucht in den Schmelzreaktor ein (Heizstab-Prinzip) und überträgt über die Kavitäts-Fläche die solare Strahlungsenergie in Form von Wärme an die Schmelze.

Weitere Ziele waren, ein gleichmäßiges Aufschmelzen zu erreichen und den Austritt von Emissionen aus der Tiegelöffnung zu vermeiden. Zudem wurden eine Reihe von experimentellen und theoretischen Untersuchungen zur Erhöhung des Wirkungsgrades durchgeführt. Das oben genannte Heizstab-Prinzip hat gegenüber dem offenen, direkt bestrahlten Receiver den Vorteil der größeren Wärmeübertragungsfläche. Außerdem kann ein Wandmaterial mit einem hohen Absorptions- und zugleich gutem Wärmeleitungskoeffizienten gewählt werden (z.B. Siliziumcarbid). Durch den Einsatz der Heizstab-Reaktoren sowie weiterer Optimierungsmaßnahmen rechnet man mit einer Wirkungsgradsteigerung von 30 auf ca. 60% (AGS 2000b). Hinsichtlich einer industriellen Nutzung wird dieses Verfahren von der Universität Dortmund favorisiert und weiter verfolgt.

Im Rahmen theoretischer Untersuchungen wurden auch die Möglichkeiten und v.a. Kosten eines solaren Zweikammer-Aluminiumschmelzofens betrachtet. Aufgrund der geringen Flexibilität bezüglich Legierungswechsel und fehlender Forschungsmittel wird die Weiterentwicklung vorerst nicht weiter betrieben. Nichtsdestotrotz ergeben sich aus den bisherigen Untersuchungen wichtige Hinweise für die industrielle Nutzung von solaren Schmelzöfen. So sind, soweit dies zum entsprechenden Untersuchungszeitpunkt möglich war, zum einen umfangreiche und detaillierte Kostenaufstellungen vorgenommen worden. Zum anderen wurde das Problem thematisiert, dass ein reiner Solar-Betrieb in der Industrie nicht umsetzbar wäre und somit nur ein Hybrid-Betrieb in Frage käme. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse und der Marktpotenzialbestimmung wird u.a. darauf zurückgegriffen.

⁶⁶ Die Recyclingquoten lagen 1998 in den USA bei 62,8 %, in Europa 41 % und in Japan bei 74,4 % (Haque 1999a).

Entwicklungslinie am DLR

Am Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt, Köln, wurde ein Drehrohr-Schmelzofen zum Aluminiumschmelzen im Mini-Plant Maßstab gebaut. Der Schmelztiegel befindet sich in einem mit Tonerde isolierten Gehäuse, welches wiederum auf Rollen in einem Rahmen gelagert wird. Zum Abgießen der Schmelze kann der Ofen um die horizontale Achse geneigt werden. Sinkt die Intensität der Solarstrahlung unter den notwendigen Betriebszustand, erfolgt das Aufschmelzen mit einer elektrischen Heizung. Somit ist auch dieser Ofen prinzipiell für den Hybrid-Betrieb geeignet.

Die konzentrierte Solarstrahlung tritt über die frontseitige Öffnung des Drehrohrfens in den Schmelztiegel ein und wird dort von der Oberfläche des Schmelztiegels absorbiert. Der Wärmeverlust aufgrund von Abstrahlung durch die Eintrittsfläche wird durch den kleinen Durchmesser der Eintrittsöffnung gering gehalten. Die ersten Untersuchungen zum Aufschmelzen von Aluminium wurden mit reinem Aluminium ohne Salzschlacke⁶⁷ durchgeführt, um die Verdampfung von Salzsäure und organischen Verunreinigungen zu vermeiden. Während der Aufzeichnungsphase mit einer Dauer von ca. sieben Stunden wurde der Drehrohr-Schmelzofen dreimal mit je 1 kg Aluminium befüllt, das Aluminium aufgeschmolzen und die Ofenschmelze anschließend abgegossen.

Stand der Forschung und Entwicklung

Die bisherigen Arbeiten zur solaren Sekundär-Aluminiumproduktion hatten hauptsächlich das Ziel, die Funktionsfähigkeit einer solaren Einschmelzung zu beweisen, erste Optimierungen vorzunehmen und daraus technische Konzepte abzuleiten. Aus diesem Grund erfolgten die bisherigen Untersuchungen auf experimenteller Ebene, die flankiert wurden durch rechnergestützte Simulationen. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass beide Öfen im Mini-Plant Maßstab prinzipiell bewiesen haben, funktionstauglich zu sein. Zudem ist die Entwicklung der Strahlumlenkung bei großen Anlagen bereits durchgeführt worden, so dass eine solche für eine industrielle Demonstrationsanlage zur Verfügung stünde.

Der Heizstab-Ofen (Tiegelofen) besitzt den Vorteil einer einfachen Bauweise, so dass wenig Verschleißteile existieren. Das Materialproblem scheint ebenso technisch gelöst zu sein. Der Zweikammer-Aluminiumofen im Solarbetrieb hätte zudem den Vorteil, dass sowohl dünnwandige als auch Kernschrotte eingeschmolzen werden könnten. Allerdings konnten hier noch keine Experimente durchgeführt werden. Aufgrund der einfachen Bauweise wird von der Universität Dortmund die weitere Entwicklung zunächst in Richtung Tiegelofen verfolgt.

Der Drehrohr-Schmelzofen besitzt hingegen den Vorteil, dass Drehrohröfen in der Industrie häufiger verwendet werden. Allerdings wurde der Reaktor des DLR bisher nur offen betrieben, ein geschlossener Reaktor muss erst noch getestet werden. Ein großes zu erwartendes Problem stellt die thermische Belastung des Materials zur Schließung des Reaktors dar. Die dafür vorgesehene Quarzglasscheibe muss kontinuierlich mit einem Spülgas gereinigt werden, da sonst Beschädigungen auftreten können. Die industrielle Umsetzung einer solchen kontinuierlichen Reinigung unter entsprechenden Produktionsbedingungen ist heute weder konzipiert, noch entwickelt oder getestet worden.

⁶⁷ Bei solchen Öfen muss im industriellen Betrieb zur Vermeidung von Oxidation eine Salzschlacke auf dem Aluminium liegen.

Zudem wurden bei beiden Konzepten Versuche bisher nur mit Reinaluminium durchgeführt. Untersuchungen mit verunreinigtem Aluminium, wie es in der Industrie ausschließlich vorhanden ist, stehen daher noch vollständig aus.

Zusammenfassend stellt sich der Forschungs- und Entwicklungsstand folgendermaßen dar: Aufgrund der ersten experimentellen Untersuchungen konnte eine Reihe von Fortschritten in der technischen Entwicklung erzielt werden. Bei beiden konkurrierenden Konzepten sind weitere theoretische wie experimentelle Untersuchungen im Mini-Plant Maßstab in der Vorbereitungs- bzw. Durchführungsphase.

Auf der anderen Seite bedeutet dies, dass sich die Entwicklungen noch in einer sehr frühen Phase befinden und von einem industriellen Einsatz weit entfernt sind. Offene Punkte wie die geeignete Abdeckung beim Drehrohfen oder das Verhalten der Öfen unter Verwendung verunreinigten Aluminiumschrotts sind noch nicht geklärt. Auch werden wie bei anderen Technologien, die den Schritt vom Mini-Plant in den industriellen Maßstab machen, aller Wahrscheinlichkeit nach weitere technische Probleme auftauchen, die heute noch nicht absehbar sind.

So wurde auch von der "Organisation of European Aluminium Refiners und Remelter" neben den oben angesprochenen Fragen grundsätzlich bezweifelt, ob in einem Aluminiumwerk die Errichtung eines großen Heliostatenfeldes (Spiegelfeldes) mit der Einhaltung der gebotenen Spiegelsauberkeit praktisch umzusetzen wäre.

Diese Zweifel lassen sich wahrscheinlich ausräumen, allerdings bedarf es dazu zum einen des Schrittes zu einer industrienahen Weiterentwicklung und zum anderen Vorstellungen zu einer Anlagenplanung für Aluminiumproduktionsstätten, die solare Aspekte beachtet. Dies wiederum bedeutet einen weiteren Entwicklungsschritt, der noch aussteht. Zudem ist der hybride Betrieb, welcher notwendig ist, um industriellen Anforderungen gerecht zu werden, noch nicht experimentell untersucht worden.

Wirtschaftlichkeit im Vergleich

Die Kosten des solaren Recyclings von Aluminium hängen zu großen Teilen von den Einstrahlbedingungen am gewählten Standort ab. Da es sich bei Aluminium nicht um regionale, sondern um kontinentale Märkte handelt, wird ein sonnenreicher spanischer Standort zum Vergleich gewählt. Dabei handelt es sich um einen Standort (Madrid), an dem bereits heute Aluminium recycelt wird. Neben diesem Standort wurden einige weitere Berechnungen durchgeführt; diese sind im Anhang dargestellt.

Für die Auslegung der benötigten Heliostatfläche wird die Anzahl der Sonnenscheinstunden oberhalb des unteren Betriebspunktes der Anlage benötigt. Dieser wird auf rund 350 W/m^2 festgelegt, wodurch mindestens 90 % der solaren Einstrahlung genutzt werden kann⁶⁸. Zudem erfolgt die Vereinfachung, dass bereits am unteren Betriebspunkt die volle Umschmelzleistung vorliegt⁶⁹. Danach ergeben sich folgende Werte für Madrid:

⁶⁸ Diese und alle weiteren Annahmen bilden aus Solarsicht das Optimum. In der Realität dürfte sich vergleichend dazu eine schlechtere Wirtschaftlichkeit ergeben.

⁶⁹ dto.

Tabelle 2.11: Ausgangswerte für den Standort Madrid

	Spezifische Werte für Madrid
Sonnenscheinstunden	2051 h/a
Jährliche Direktnormalstrahlung	1496 kWh/m ² a
Anteil von jährlicher DNI an Gesamteinstrahlung	92 %

Quelle: (SATEL 2000), eig. Berechnungen

Zur Bestimmung der Produktionskosten pro solar erzeugter Tonne Sekundär-Aluminium muss zunächst der Gesamtwirkungsgrad der solaren Komponenten und des Schmelzofens bestimmt werden. Aufgrund des Gesamtwirkungsgrades ergibt sich der Nutzanteil der solaren Einstrahlung, aus dem sich die für die Schmelzleistung benötigte Heliostatfläche berechnet. In Tabelle 2.12 erfolgt die Berechnung des Gesamtwirkungsgrades, der sich für die Solarenergie von der Heliostatfläche bis zum absorbierenden Aluminium ergibt.

Tabelle 2.12: Wirkungsgradberechnungen für drei solare Schmelztypen

	Zweikammer-Ofen	Heizstab-Tiegelofen	Drehrohr-Ofen
Flächenwirkungsgrad (Kosinusverluste)	0,87	0,87	0,87
Reflektivität Heliostat	0,9	0,9	0,9
Wirkungsgrad Strahlumlenkung	0,83	0,83	-
Reflektivität Endkonzentrator	0,94	0,94	-
Wirkungsgrad optische Komponenten	0,61	0,61	0,65
Wirkungsgrad Ofen	0,3	0,45	0,52
Gesamtwirkungsgrad	0,18	0,28	0,34

Quelle: (Funken et al. 2000), (Steinmetz 1997), eig. Berechnungen

Die Annahmen der zu unterstellenden Werte sind aufgrund von Angaben der beteiligten Forschungsinstitutionen getroffen worden und stellen die heute erreichten Wirkungsgrade dar. In einer später erfolgenden Sensitivitätsanalyse werden die jeweiligen Produktionskosten unter der Annahme möglicher Entwicklungen betrachtet.

Wie zu ersehen ist, treten die größten Verluste bei den Öfen auf. Die Wirkungsgrade des Zweikammer- und des Tiegelofens lassen sich unter optimierten Bedingungen auf rund 60 % steigern, die des Drehrohrofens nach Aussagen des DLR sogar auf 80 %. Dieser Wert scheint allerdings äußerst hoch zu sein und beruht auf einer nicht nachvollziehbaren Definition, wird aber dennoch im Rahmen der Sensitivitätsanalyse verwendet.

Die folgenden Kostenannahmen beruhen zum Teil auf ersten groben Abschätzungen, die aufgrund der fehlenden industriellen Erfahrungen mit Vorsicht zu betrachten sind. Insbesondere der Kostenpunkt "Schmelzofen" ist noch äußerst wenig valide. In den bestehenden Kostenanalysen der beteiligten Forschungseinrichtungen wurde davon ausgegangen, dass die solaren Schmelzöfen in etwa die Kosten heutiger Öfen besitzen. Allerdings wird in den Versuchen zurzeit Siliziumcarbid eingesetzt, dessen Materialkosten deutlich höher sind. Welche für den Solarbetrieb geeignete Materialien daher in Zukunft in Schmelzöfen Verwendung finden werden, und zudem in etwa gleiche Kosten wie die Materialien der konventionellen Öfen besitzen, ist heute noch ungeklärt. Nichtsdestotrotz wird auch bei den folgenden Berechnungen

von gleichen Investitionskosten bei den solaren und bei den konventionellen Schmelzöfen ausgegangen.

Der unterstellte Zinssatz beträgt 6 %, der Abschreibungszeitraum gemäß industrieller Anforderungen im Anlagenbau 5 Jahre. Der Bilanzraum wurde so gelegt, dass die Kosten für den solaren Teil einer Hybridanlage berechnet werden. Auch werden alle Prozessschritte, die sich prinzipiell mit einem Solarsystem betreiben lassen, betrachtet. Daraus ergibt sich folgender Kostenüberblick (Details s. Anhang):

Tabelle 2.13: Kostenberechnung verschiedener Recyclingsysteme

Werte in Mio. DM	Zweikammer-Ofen	Heizstab-Tiegelofen	Drehrohr-Ofen	Konventionell gasbefeuert
Investitionskosten	14,59	10,06	13,61	4,31
Heliostatfeld	8,66	5,78	7,56	-
Turm mit Umlenkung	1,08	0,72	2,28	-
Ofen	0,98	0,77	1,06	
Infrastruktur, Bau, Planung etc.	3,87	2,79	2,71	
Betriebskosten pro Jahr	0,93	0,81	1,17	6,25
Energie	0,20	0,20	0,43	6,11
Personal	0,37	0,37	0,37	-
Wartung, Versicherung etc.	0,36	0,24	0,37	0,14
Jährliche Kosten pro Tonne in DM	714	520	768	145
Jährliche Kosten pro kWh in DM	0,65	0,47	0,36	0,07

Quelle: eig. Berechnungen

Die Herstellungskosten einer Tonne Aluminium liegen bei den solaren Prozessen mit 520 bis 768 DM deutlich über denen der konventionellen Anlage (145 DM/t). Dabei ist zudem zu beachten, dass eine Reihe von Annahmen so getroffen worden sind, dass die solaren Prozesse eher besser abschneiden.

In der folgenden Sensitivitätsanalyse sollen die langfristigen Entwicklungschancen überschlägig betrachtet werden. Dafür werden jeweils die aus Solarsicht bestmöglichen Annahmen getroffen. Die größten Auswirkungen auf das ökonomische Ergebnis besitzen die Faktoren

- Kosten Heliostaten,
- Wirkungsgrad Ofen,
- Kosten fossiler Energie und
- Abschreibungszeitraum.

Die spezifischen Investitionskosten der Heliostaten werden in dieser Sensitivitätsbetrachtung von 350 auf 200 DM/m² gesenkt. Gleichzeitig wird unterstellt, dass sich die Wirkungsgrade des Zweikammer- und des Heizstabofens auf 60 % und des Drehrohrfens auf 80 % anheben lassen. Außerdem wird von einer langfristig wahrscheinlichen Erhöhung der Energiepreise ausgegangen. Die spezifischen Kosten für Erdgas werden dabei um den Faktor zwei erhöht. Der zugrundegelegte Abschreibungszeitraum für industrielle Investitionen von 5 Jahren wird allerdings zunächst nicht verändert.

Tabelle 2.14: Sensitivitätsbetrachtung unter optimierten Bedingungen für die solaren Verfahren

	Madrid
Solare Sekundäraluminiumerzeugung	
Zweikammerofen	337
Heizstab-Tiegelofen	335
Drehrohrföfen	563
Konventioneller gasbefeuerter Ofen	291

Quelle: eig. Berechnungen

Aufgrund des deutlich verbesserten Wirkungsgrades befinden sich nun der Zweikammerofen und der Heizstabföfen an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Die Radikalität der unterstellten Annahmen deutet allerdings an, dass in einem längeren Zeitraum nicht mit Marktpotenzialen zu rechnen ist.

Marktpotenziale

Zusammenfassend muss gesagt werden, dass aufgrund noch zu lösender technischer Probleme sowie der Höhe der fehlenden Wirtschaftlichkeit innerhalb der nächsten 20 Jahre nicht mit einem Marktpotenzial für die betrachteten Prozesse zu rechnen ist. Erst nach einer Reihe von technischen Fortschritten sowie unter der Voraussetzung deutlicher Änderungen der Rahmenbedingungen (wie der Verdreifachung der Preise fossiler Energieträger) kann das solare Aluminiumrecycling in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommen.

2.4.3 Solare Produktion von Caprolactam

Caprolactam findet in vielen Bereichen der Industrie Anwendung. Es handelt sich dabei um einen weißen, kristallinen Feststoff, der Hitze, Stoß und Chemikalien beständig sowie unempfindlich gegen Temperaturschwankungen ist. Eines der beiden Haupteinsatzgebiete von Caprolactam ist die Textilindustrie mit der Verarbeitung zu Nylon 6-Fasern. Diese wiederum werden benötigt bei der Herstellung von Sport-, Motorrad- und Badebekleidung, Strumpfwaren, Knöpfen, Teppichen und Stoffen für Zelte, Schirme und Taschen. Der andere große Anwendungsbereich von Caprolactam liegt in der Verarbeitung als Nylon 6-Harz. Aufgrund seiner guten Formbarkeit wird Nylon 6-Harz in Formen gegossen oder durch Extrudieren weiter verarbeitet. Mit diesen Verfahren findet Caprolactam seinen Einsatz in der Automobil- und Verpackungsindustrie. In der Automobilindustrie werden u.a. Ölauffangbehälter, Zylinderabdeckungen, Kurbelgehäuse, Steuerungsräder und Steuerungsriemen sowie Reifenbänder in Kraftfahrzeugreifen zur Erhöhung der Stabilität aus Nylon 6 eingesetzt. In der Verpackungsindustrie werden Nylon 6-Folien aufgrund ihrer guten Gleiteigenschaften, hohen Transparenz und niedriger Luftdurchlässigkeit für die Lebensmittelverpackung und für andere zu verpackende Materialien verwendet (TCL 2000).

Seit der Aufnahme der industriellen Produktion im Jahr 1954 durch die amerikanische Allied Chemical Corp. in Hopewell, Virginia, stieg die Welt-Produktion von Caprolactam im Jahr 1997 auf über 4,5 Mio. t an. Im Vergleich zur Produktionskapazität bedeutet dies, dass die Weltproduktion somit noch um rund 0,5 Mio. t ohne den Bau neuer Anlagen gesteigert werden könnte. Aus der folgenden Tabelle sind die Kapazitäten der weltweiten, an wenigen Standorten konzentrierten Produktionsanlagen getrennt nach einzelnen Regionen dargestellt.

In den 90er Jahren erfolgte eine leichte Verlagerung der Produktion von Europa in den fernen Osten. Dort stieg der Anteil an der weltweiten Produktionskapazität für die Caprolactam Herstellung von 25 % im Jahre 1993 auf über 30 % im Jahre 1996. Aus den o.a. Produktionszahlen wird ersichtlich, dass es sich bei Caprolactam um ein Massenprodukt handelt. Solche Produkte sind in der Regel nur dort wirtschaftlich herzustellen, wo sich auch der Absatz befindet. Angebot und Nachfrage sind somit regional miteinander verkoppelt⁷⁰. Die Verlagerung der Produktionskapazitäten nach Fernost macht daher auch deutlich, dass es dort in den vergangenen zwei Jahrzehnten erhebliche wirtschaftliche Entwicklungen gegeben hat.

Tabelle 2.15: Welt-Produktionskapazitäten für Caprolactam, 1996

Region/Land	Produktionskapazität [kt/a]	Anteil an Weltkapazität [%]
Europa	1.661	33,0
China	1.103	21,9
USA	723	14,3
Russland	520	10,3
Japan	462	9,2
Taiwan	120	2,4
Indien	112	2,2
Südkorea	110	2,2
Mexiko	75	1,5
Thailand	70	1,4
Brasilien	55	1,1
Kolumbien	30	0,6
Gesamt	5.041	100

Quelle: (CWA 2000)

Die meisten Unternehmen produzieren Caprolactam im Prinzip nach der 50 Jahre alten Technologie der Oximierung über die so genannte Beckmann-Umlagerung⁷¹. Seit dem Ende der 50 Jahre setzte sich die Herstellung von Caprolactam ausgehend von Cyclohexan durch und besitzt heute einen Marktanteil von ca. 85 %. Die Firma Toray in Japan besitzt die weltweit einzigen beiden existierenden photochemischen Produktionsstätten (Toray 2000) mit einem Weltmarktanteil von rund 5 %⁷². BASF und DuPont entwickelten jüngst ein neues Herstellungsverfahren für ε-Caprolactam, welches den Anfall an Ammoniumsulfat⁷³ und die Produktionskosten gegenüber konventionellen Verfahren senken soll. BASF und DuPont planen derzeit einen gemeinsamen Produktionsstandort mit dieser Technik und einer Kapazität von 150 Mt/a in China. Der Produktionsstart wurde für Anfang 2000 vorgesehen,

⁷⁰ Knapp 70 % der Produktionsmenge werden in der jeweiligen Region weiterverwendet (CWA 2000).

⁷¹ Das Ausgangsprodukt für die ursprüngliche Caprolactam-Synthese ist Phenol, das jedoch nur noch in wenigen Fällen Verwendung findet (ca. 5 % weltweit).

⁷² Bei diesem Verfahren wird im Gegensatz zu allen anderen mit hochkonzentriertem Licht gearbeitet.

⁷³ Ein umwelt- und kostenrelevantes Problem dieses Verfahrens besteht in der hohen Menge des Nebenprodukts Ammoniumsulfat (ca. 5 t pro Tonne Caprolactam). Es kann zwar grundsätzlich als Stickstoff-Dünger verwendet werden, ist jedoch aufgrund seines relativ geringen Stickstoffgehalts von den Nitrat- und Harnstoffdüngern weitgehend verdrängt worden und muss unter Gestehungskosten verkauft werden. Deshalb versucht die Industrie, Verfahren zu entwickeln, die entweder die Menge an Ammoniumsulfat reduzieren oder die Entstehung gänzlich vermeiden.

150 Mt/a in China. Der Produktionsstart wurde für Anfang 2000 vorgesehen, allerdings ohne Angabe von Gründen auf unbestimmte Zeit verschoben (Ritz 2000).

Die existierenden Produktionsverfahren lassen sich in vier Kategorien unterteilen. Aus der folgenden Tabelle können deren Bezeichnungen, Ausgangsverbindungen, Zwischenprodukte sowie Marktanteile des Jahres 1991 entnommen werden.

Tabelle 2.16: Marktanteile der wichtigsten Verfahren zur Caprolactam Herstellung, 1991

Verfahren (zentrales Zwischenprodukt)	Ausgangsverbindung	Marktanteil [%]
"klassisch" (Cyclohexanon)	Phenol	5
"konventionell" (Cyclohexanon)	Cyclohexanon	85
Schwefelsäure Nitrosierung (Cyclohexancarbonsäure)	Toloul	5
Photonitrosierung	Cyclohexan	5

Quelle (Riffelmann 1999)

Entwicklung des DLR

Bei der photochemischen Produktion, wie sie die Fa. Toray anwendet, wird Cyclohexan bei 20 bis 30 °C mit Quecksilberlampen im Spektrum von 360 bis 600nm belichtet. Der Stromverbrauch dieser Produktionsweise ist dementsprechend hoch und die damit verbundenen Umweltauswirkungen daher nicht zu vernachlässigen.

Die Bestrahlung mit Lichtquanten kann prinzipiell auch durch ein solares System erfolgen, welches an Stelle der Quecksilberlampen eingesetzt wird. Daher bildet dieser Prozess den Ausgangspunkt der DLR-Entwicklung. Die photochemische Herstellung von Caprolactam eignet sich nach Aussagen des DLR deswegen gut für die solare Anwendung, da es sich um das einzige chemische Massenprodukt handelt, das mit einem Ein-Photonen-Prozess erzeugt werden kann (Funken 2000).

Prinzipiell entspricht dieses vom DLR entwickelte Verfahren der konventionellen Photonitrosierung der Fa. Toray. Die wesentlichen Veränderungen bestehen in der Substitution der elektrisch betriebenen Quecksilberlampen durch einen solaren Konzentrador, in der Materialanpassung des Reaktors sowie in der Prozessführung. Wegen seiner sehr guten Beständigkeit ist der Reaktor aus Titan gebaut, als Dichtungsmaterial wird Polytetrafluorethylen (PTFE) verwendet.

Stand der Forschung und Entwicklung

In den Laborversuchen am DLR-Sonnenofen wurde die solare Photonitrosierung bei unterschiedlichen solaren Einstrahlungsverhältnissen untersucht (Riffelmann 1999). Die prinzipielle Machbarkeit des Verfahrens konnte dabei nachgewiesen werden. Allerdings stellte man auch fest, dass lediglich 5 % der einfallenden Strahlung in der photochemischen Reaktion selber genutzt werden kann. Die überschüssige Strahlung wurde zwar zum Teil ausgefiltert, muss jedoch in größeren Mengen durch eine große Kühlwassereinrichtung abgeführt werden⁷⁴. Daraus resultiert die Tatsache, dass die hohen Konzentrationen des Sonnenofens (C=5500) oder vergleichbarer Technologien für die kommerzielle Umsetzung nicht zielführend sind.

⁷⁴ Mit steigender Reaktionstemperatur nimmt die Bildung unerwünschter Nebenprodukte zu.

Stattdessen wird auch vom DLR zukünftig der Einsatz in sogenannten Rinnenkollektoren bevorzugt, bei denen aufgrund des geringeren Konzentrationsfaktors ($C=45$) die Reaktionstemperatur 50°C nicht überschreitet. Wie sich herausstellte, ist der Sonnenofen generell nicht für die Massenproduktion von Chemikalien mit mehreren 10.000 t/a geeignet (Sattler 2000).

In den weiteren F+E-Anstrengungen müssen noch eine Reihe von Fragen geklärt werden. Insbesondere die großtechnische Prozessführung und die zu verwendenden Materialien müssen in der Zukunft ermittelt werden. Zudem ist im Rahmen von industriellen Demonstrationsanlagen die Umsetzbarkeit des Konzepts zu belegen.

Auch sind die Aussagen der BASF Ludwigshafen in Betracht zu ziehen, dass beim photochemischen Verfahren „toxisch bedenkliche Nebenprodukte anfallen, die problematisch umweltverträglich zu entsorgen sind“ und „seit 20 Jahren in Deutschland verboten sind“. Die gesamte Oximierung müsse zudem in Sonderwerkstoffen gebaut werden und die Bildung teerartiger Beläge erfordere geeignete neue Reinigungszyklen (Berning und Ritz 2000).

Ähnliche Bedenken wurden von Braun geäußert, der insbesondere vertraut ist mit der Produktionsanlage der Fa. Toray (Braun 2000). Daraus leitet sich ein noch ausstehender und äußerst umfangreicher Untersuchungsbedarf ab. Bei Toray hat es seit Inbetriebnahme der photochemischen Produktion vor über 15 Jahren große Probleme mit der Verfilmung des Reaktors und der Lampen aufgrund der Entstehung unerwünschter Nebenprodukte gegeben. Zudem wurde das Problem stark auftretender Korrosion wahrscheinlich erst kürzlich durch den Einsatz von Titan-Reaktoren (!) gelöst.

Aufgrund der äußerst schlechten Erfahrungen bei Toray, Japan, mit dem photochemischen Verfahren, wird nach Einschätzung von Braun „niemand mehr auf absehbare Zeit eine photochemische Anlage für Caprolactam aufbauen“, insbesondere nicht, da es sehr preiswerte konventionelle Alternativen gibt.

Die solarbetriebene Anlage steht vor den gleichen technischen Problemen, ohne dass dafür bisher adäquate Entwicklungen zu sehen sind. Neben der Frage nach der technischen Umsetzbarkeit wirkt es sich vor allem auf die Kostensituation aus, wenn die gesamte Kollektorverrohrung (außer den eigentlichen Glasabsorbern) aus Titan gefertigt werden müsste. Auch die Entsorgung des Nebenprodukts Chlorcyclohexan ist ein Kostenfaktor, der noch nicht in die folgenden Berechnungen Eingang gefunden hat.

Wirtschaftlichkeit im Vergleich

Bei der weiteren Betrachtung von Marktpotenzialen wird unterstellt, dass die Produktion von Caprolactam in Rinnenkollektoren und nicht in einem Sonnenofen (oder in art-verwandten Anlagen) stattfindet. Damit wird der eigentliche Untersuchungsschwerpunkt verlassen, nichtsdestotrotz lassen sich Ableitungen treffen, die bezüglich der Einsatzmöglichkeiten von Solarenergie in industriellen Prozessen Rückschlüsse zulassen.

Vom DLR-Köln wurden für Rinnenanlagen bereits erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt, auf denen die folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, einschließlich einzelner Modifizierungen, aufgebaut ist. Im Rahmen dieser Untersuchung ist es jedoch nicht möglich, jeden einzelnen Kostenpunkt zu überprüfen. Modifikationen konnten demnach nur in offen-

sichtlichen Punkten vorgenommen werden⁷⁵. Aufgrund der Tatsache, dass es weltweit nur einen Hersteller mit einer lampenbetriebenen Produktion gibt und dieser keine Kostenangaben macht⁷⁶, müssen jedoch die dafür unterstellten Kosten mit Vorsicht betrachtet werden.

Beide Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen des DLR erfolgten für den Standort Barstow in den USA, der sehr günstige Einstrahlungsverhältnisse aufweist. Die erste Abschätzung wurde 1996 veröffentlicht (Müller 1996, zitiert nach Riffelmann 1996) und weist in einer Variante höhere Kosten für die solare Produktion gegenüber der konventionellen photo-chemischen aus, in einer zweiten in etwa gleich hohe Kosten. In der Untersuchung waren jedoch eine Reihe von Kosten noch nicht enthalten (z.B. Personal, Wartung, Verbrauchsmaterialien etc.) und finden daher keine weitere Beachtung.

Die zweite Kostenanalyse wurde 1999 veröffentlicht⁷⁷. Darin werden Produktionskosten für die solare Anlage von jährlich 6,6 Mio. \$ pro Jahr gegenüber 8,59 Mio. \$ bei der konventionellen photochemischen Anlage ausgewiesen. In diesem Fall wurden auch weitere Kostenpunkte, wie Personal, in die Berechnungen integriert. Die ausgewiesenen Produktionskosten stellen jedoch nur die Betriebskosten dar, die Investitionskosten wurden nicht annuitätisch umgelegt. Werden diese mit der vom DLR ausgewiesenen Amortisation über 10 Jahre einbezogen, so ergeben sich für die Solarproduktion ein Wert von 9,1 Mio. \$ und für die lampenbetriebene Produktion Kosten in Höhe von 10,0 Mio. \$.

Die vom DLR durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen den Vergleich zwischen der solaren und der lampenbetriebenen Produktion. Die konventionellen Verfahren einschließlich des marktbeherrschenden Cyclohexan-Prozesses werden dabei nicht betrachtet. Dies folgt aus der Annahme, dass alle anderen Prozesse teurer wären als der lampenbetriebene und daher mit diesem verglichen werden müssten (Sattler et al. 1999b). Zugrundegelegt wird dafür eine Untersuchung aus dem Jahr 1967. Neuere Kostenvergleiche (Berning 2000) stellen die Situation jedoch anders dar⁷⁸, wie aus der folgenden Tabelle entnommen werden kann:

Tabelle 2.17: Verhältnis der Produktionskosten verschiedener Verfahren zur Herstellung von Caprolactam

Basis-Verfahren	Stand 1967	Stand 2000
Cyclohexanoxidation	1,17	0,85
C4-Verfahren (BASF)	-	0,69
Photooximierung	1,00	1,00
Toluoloxidation	-	1,14
Phenol	1,51	-

Quellen: (Hulme und Turner 1967) nach (Sattler et al. 1999b), (Berning 2000)

Somit muss die solarbetriebene Produktion zumindest zusätzlich mit dem Verfahren der Cyclohexanoxidation verglichen werden, da das C4-Verfahren noch nicht eingeführt worden ist. Im Folgenden wird ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Solar- und Lampenbetrieb erfolgen, der anhand des oben genannten Kostenvergleichs aller existierenden Prozesse auch auf

⁷⁵ So wurde z.B. der aktuelle Strompreis von 7 Pf/kWh für Großkunden der spanischen Industrie unterstellt; abgeleitet aus (VIK 2000).

⁷⁶ Von Mai bis Juli 2000 stand der Autor mit der Firma Toray in Kontakt.

⁷⁷ Vgl. (Sattler et al. 1999a; Sattler et al. 1999b).

⁷⁸ Wobei es sich auch hier, wie im Falle der photochemischen Ansätze, zunächst um eine nicht nachprüfbare Aussage handelt. Gestützt wird dieser Vergleich allerdings durch Braun (Braun 2000).

die konventionelle Erzeugung mit der Cyclohexanoxidation ausgeweitet wird. Zusätzlich erfolgt ein Abgleich der Ergebnisse mit Investitionskostenangaben aus der Industrie bezüglich der konventionellen Anlage.

Auch in diesem Fall wird erneut davon ausgegangen, dass die jeweiligen Firmen in den betrachteten Regionen anstelle ihrer konventionellen Anlage eine Ersatzinvestition in eine neue, solar-photochemische Anlage tätigen. Es handelt sich im Folgenden somit um Quasi-Vollkostenrechnungen. Auch wird wieder ein spanischer Standort (Castellón de la Plana, s. Tabelle 2.18) gewählt, der günstige Einstrahlbedingungen aufweist und an dem bereits heute eine Caprolactam-Herstellung vorhanden ist.

Tabelle 2.18: Spezifische Solarstrahlungswerte für den Standort Castellón de la Plana

	Spezifische Werte für Castellón
Sonnenscheinstunden	2098 h/a
Jährliche Direktnormalstrahlung	1448 kWh/m ² a
Anteil von jährlicher DNI an Gesamteinstrahlung	90 %

Quelle: (SATEL 2000), eig. Berechnungen

Wie in den DLR-Analysen wird davon ausgegangen, dass genügend Speicherkapazitäten zur Verfügung gestellt werden, damit ein reiner Solarbetrieb möglich ist. Dies hat den Vorteil, dass auf ein fossiles Back-up System verzichtet werden kann.

Die für die solare Produktion benötigte Kollektorfläche hängt von dem Wirkungsgrad der solaren Komponenten und dem Konzentrationsfaktor des Systems ab. Für den Rinnenkollektor wird ein Wirkungsgrad von 87 % und ein Konzentrationsfaktor von C=45 unterstellt (Sattler 2000). Vom DLR-Köln wurde im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen eine Anlagenkapazität von 10.000 t/a betrachtet (Riffelmann 1999), woraus sich die benötigte Photonenanzahl und daraus wiederum die Kollektorfläche berechnen lässt.

Anlehnend an die Abschätzungen des DLR ergeben sich folgende Kostenannahmen für die solare Caprolactam-Herstellung:

- Investitionskosten für 400,- DM/m² für das Kollektorsystem einschließlich Verrohrung etc.⁷⁹ (Hennecke 2000).
- Der Bedarf an elektrischer Energie für Zubehör, Lampen etc. liegt bei 7,9 GWh/a für die solare Produktion und bei 31,7 GWh/a für die lampenbetriebene Produktion (Funken et al. 1999).
- Die spezifischen Produktionskosten werden in erster Näherung bei einer 10.000 t/a-Anlage mit denen der 60.000 t/a-Anlage des spanischen Herstellers gleichgesetzt⁸⁰.
- Zugehörige bauliche Einrichtungen werden mit 20 % der Kollektorkosten veranschlagt.
- Personal/Versicherung etc. werden ebenso mit 15 % der Investitionskosten angesetzt.

⁷⁹ Eine Unsicherheit bei diesem Preis sind die erhöhten Sicherheitsanforderungen des chemischen Anlagenbaus, die hier nicht beachtet worden sind. Daher handelt es sich bei den Investitionskosten um eine aus Solarsicht tendenziell optimistische Annahme.

⁸⁰ Aufgrund von Skaleneffekten könnten die Kosten bei der größeren Anlage geringer sein.

- Planungskosten, Zulassung etc. werden mit 20 % der Investitionskosten angesetzt. Zusätzlich erfolgt der Aufschlag eines Unsicherheitsfaktors von 10 %.
- Zinssatz 6 %, Abschreibungszeitraum 5 Jahre

Zwei Kostenvergleiche werden im Folgenden hergestellt: einerseits analog zu den DLR-Abschätzungen mit der photochemischen Lampenanlage und andererseits mit konventionellen Anlagen.

Tabelle 2.19: Produktionskosten verschiedener Caprolactam-Herstellungsverfahren

Kapazität 10.000 t/a	Lampenbetrieben	Solarbetrieben
Parabollinnenfeld (m ²)	-	36.000
Investitionskosten (Mio. DM)	17,9	38,9
=> spez. Investitionskosten (DM/t Kapazität)	1.790	3:890
Betriebskosten (Mio. DM/a)	13,6	13,7
Jahreskosten (Mio. DM/a)	17,9	22,9
Spezifische Kosten (DM/t)	1.790	2.290
Marktpreis (DM/t)*	1.800 – 2.300	

* bei Variation des Dollar-Umrechnungskurses zwischen 1,70 und 2,20 DM/US\$

Quellen: DLR (Sattler et al. 1999a; Sattler et al. 1999b), eig. Berechnungen

Für lampenbetriebene Anlagen wird von den gleichen Lampenkosten wie bei der zweiten DLR-Abschätzung ausgegangen. Die angenommenen Kosten des Lampenfelds betragen daher 372 DM pro Tonne Kapazität⁸¹. Lampen haben nur eine begrenzte Lebensdauer, danach müssen sie ausgetauscht werden. In den bisherigen Analysen ging man von einer einjährigen Nutzungsdauer aus (Sattler et al. 1999b), ohne zu beziffern, welche Benutzungsdauern sich dahinter verbergen. Daher wird im Folgenden vereinfachend angenommen, dass die Lampen 8.000 h/a genutzt werden. Dies entspräche einem drei Schichten-Betrieb mit 90-prozentiger Verfügbarkeit⁸². Der restliche Zeitraum wird für Wartungsarbeiten genutzt. Nach Angaben eines der Marktführer für Quecksilber-Dampflampen besitzen diese jedoch eine Nutzungsdauer von 40.000 Stunden (Breden 2000), also das fünffache des zuvor angenommenen Wertes. Die Austauschkosten vermindern sich in der folgenden Kostendarstellung um diesen Faktor (s. auch ausführliche Kostendarstellung im Anhang).

Wie zu sehen ist, liegen die Erzeugungskosten der solarbetriebenen Anlage um knapp 30 % oberhalb der lampenbetriebenen Anlage. Diese Werte können jedoch nicht direkt mit dem Marktpreis verglichen werden, da in diesem noch weitere Vor- und Nachprozesse sowie Management, Verwaltung und eine Gewinnspanne enthalten ist. Insofern scheinen zumindest für die lampenbetriebene Produktion die Kosten zu hoch berechnet worden zu sein. Wird das in Tabelle 2.17 ausgewiesene Verhältnis der Produktionskosten unterstellt, ergeben sich für das konventionelle, marktbeherrschende Cyclohexanverfahren spezifische Produktkosten von 1.520 DM pro Tonne. Gestützt wird dieser Wert dadurch, dass die spezifischen Investitionskosten für konventionelle Anlagen je nach Jahreskapazität zwischen 1.500 und 2.000 DM pro

⁸¹ Die Abschätzungen des DLR wurden 1997 durchgeführt, als der Dollarkurs noch unter 1,70 DM lag. Da die benötigten Lampen von europäischen Herstellern kommen, wird mit diesem Kurs zurückgerechnet.

⁸² Dieser Wert ist sehr hoch und wird aller Wahrscheinlichkeit nach darunter liegen. Der dadurch entstehende Fehler wirkt sich daher zugunsten der Solaranlage aus.

Tonne Kapazität liegen (Schäfer 2000). Dabei sind jedoch bereits weitere Prozessschritte wie die Beckmann-Umlagerung enthalten, die in den untersuchten Verfahren nicht betrachtet worden sind. Somit können die Kosten noch mal schätzungsweise um 20 bis 30 % gesenkt werden, so dass sich die Investition in eine konventionelle Anlage auf maximal 1.600 DM pro Tonne Kapazität beläuft. Die Betriebskosten sind in dieser Untersuchung nicht zu ermitteln, allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sie günstiger sind als bei der lampenbetriebenen Anlage, da in erster Linie relativ preiswerte fossile Endenergieträger wie Erdgas eingesetzt werden.

Bei einer Erhöhung der industriellen Strompreise auf 14 Pf/kWh und einer gleichzeitigen Senkung der Preise des Rinnenkollektors auf 300 DM/m² (einschließlich Verrohrung, Fundament etc.) liegen die spezifischen Produktkosten von lampen- und solarbetriebener Anlage auf etwa gleichem Niveau (ca. 2.200 DM/t). Werden die Energiepreise konstant gehalten, so müssen die Kollektoren auf 160 DM/m² sinken, damit die Kosten der Solaranlage auf das Niveau der Lampenanlage fallen. Allerdings bestehen auch noch eine Reihe weiterer Optimierungsmöglichkeiten beim solaren Produktionsverfahren, die bisher jedoch noch nicht zu erschließen waren⁸³.

Marktpotenziale

Für die betrachtete 10.000 t/a-Anlage liegen, bei einer Reihe unsicherer Faktoren, die Produktkosten der solaren Anlage 30 % oberhalb der photochemischen Anlage. Auch wenn es sich bei dem unterstellten solaren System bereits um eine optimierte Anlage handelt, ist doch von weiteren kostensenkenden Entwicklungen zu Anfang der ersten Produktionsanlagen auszugehen. Der Unterschied zwischen den Produktkosten könnte damit mittelfristig ausgeglichen werden, so dass sich im Verhältnis zur lampenbetriebenen Produktion Marktpotenziale ergeben müssten. Dies gilt allerdings nur unter der Voraussetzung sehr günstiger äußerer Rahmenbedingungen und einer äußerst raschen und erfolgreichen Weiterentwicklung, ohne dass neue Kostenfaktoren hinzukommen. Die Problematik der Titan-Reaktoren sowie weitere unterstellte Annahmen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung legen jedoch die Vermutung nahe, dass dies, wenn überhaupt, in den nächsten 20 Jahren nicht zu erreichen sein dürfte.

In der jüngeren Vergangenheit hat sich gezeigt, dass aufgrund von Skaleneffekten nur noch Anlagen mit einer Mindestkapazität von 70.000 bis 80.000 Jahrestonnen konkurrenzfähig sein können (Braun 2000; Schäfer 2000). Für eine solche Anlage müsste beispielsweise ein Solarfeld mit rund 0,29 Mio. m² Fläche, bei einem Investitionsvolumen in die Kompletanlage von 311 Mio. DM, installiert werden. Eine solch hohe Investitionssumme ließe sich in der Industrie nur dann rechtfertigen, wenn mit hohen Marktvolumen-Steigerungsraten gerechnet werden kann. Im Falle eines reinen Verdrängungswettbewerbes, wie er sich für die nächsten 10 Jahre abzeichnet, werden Industrieunternehmen wahrscheinlich nur in Ausnahmefällen bereit sein, eine solche Summe zu investieren.

Polyamidprodukte werden bereits zunehmend aus der Bekleidungsbranche verdrängt, so dass der Hauptmarkt im Bereich hochwertiger Teppiche zu sehen ist, wie sie häufig in Industrieländern der nördlichen Regionen Verwendung finden. In diesen Weltregionen ist der Markt allerdings gesättigt, neue Produktionsanlagen werden kaum benötigt. Weltweit wird daher von moderaten Wachstumsraten ausgegangen (Braun 2000), wobei 10 % der weltweiten Kapazitätä-

⁸³ Experimente in Parabolrinnen-Anlagen wurden noch nicht durchgeführt.

ten noch ungenutzt sind. Ob hochwertige Teppiche in Ländern des Südens tatsächlich stärkere Nachfrage erfahren werden, hängt nicht zuletzt von den typischen Lebensgewohnheiten der Menschen dieser Länder ab. Gerade in solchen Ländern aber sind Teppiche aus hausklimatischen Gründen ein selten verwendetes Gut. Insofern kann parallel zur wirtschaftlichen Entwicklung von einer Steigerung des Bedarfs ausgegangen werden, der allerdings ebenfalls moderat ausfallen dürfte.

Insofern ist zusammenfassend festzuhalten, dass aufgrund technischer und ökonomischer Faktoren frühestens in der Langfristperspektive (> 20 Jahren) mit der Möglichkeit eines Einsatzes einer solaren Caprolactam-Herstellung gerechnet werden kann.

2.4.4 Anwendung in Forschung und Entwicklung

Prinzipiell sind viele Anwendungsmöglichkeiten in der Forschung und Entwicklung denkbar, die hier nicht alle untersucht werden können. Für eine beispielhafte Betrachtung wurde das Projekt „Blauer Strahl“ ausgewählt, welches einen praxisnahen Bezug hat und bisher am weitesten entwickelt worden ist. Da es sich um ein Beispiel handelt, sind damit keine abschließenden Aussagen bezüglich anderer F+E-Einsatzgebiete möglich. Andererseits wird anhand der folgenden Diskussion deutlich, ob sich der Sonnenofens prinzipiell und ohne weiteres für F+E-Aktivitäten eignet oder mit welchen Hemmnissen zu rechnen ist.

Alterungseinflüsse von Sonnenlicht

Sonnenlicht hat, neben anderen Witterungsbedingungen wie z.B. Feuchtigkeit und Temperatur, bei vielen Materialien einen wesentlichen Einfluss auf ihr Alterungsverhalten⁸⁴. Die energiereichen Strahlungsanteile im sichtbaren und UV-Bereich spielen dabei eine besondere Rolle. Die Funktionsdauer von Materialien, die ständig der Sonnenstrahlung ausgesetzt sind, wird begrenzt bzw. herabgesetzt, so dass die Beständigkeit gegenüber Bestrahlung ein wichtiges Qualitätsmerkmal ist. Dies gilt insbesondere für polymerisierte Werkstoffe, wie z.B. (Auto-)Lacke.

Automobile gehören zu den hochwertigen Produkten, die während ihrer Nutzung einer Fülle von unterschiedlichen und wechselhaften Umgebungsbedingungen (wie z.B. Sonne und Regen, Hitze und Kälte etc.) ausgesetzt sind. Dabei müssen die Autolacke zugleich mehreren Anforderungen genügen: Zum einen sollen sie so lange wie möglich einen ausreichend guten Oberflächen-Schutz vor äußeren Umwelteinflüssen bieten und zum anderen die schnell wechselnden ästhetischen Ansprüche („Modetrends“) erfüllen. Die Entwicklung und Erprobung von neuen oder lichtbeständigeren Autolacken steht also unter einem großen Zeitdruck.

Daher stellen Testverfahren (die sogenannten Bewitterungstests), die den Alterungsprozess insgesamt so realitätsnah wie möglich beschleunigen können, ein wichtiges Instrument zur vorsorgenden Qualitätssicherung dar. Eine Beschleunigung des Alterungsprozesses wird vor allem durch eine Erhöhung der wirksamen Bestrahlungsstärke möglich gemacht.

Bislang kommen im wesentlichen zwei unterschiedliche Varianten standardmäßig zum Einsatz: Die so genannte künstliche Bewitterung und die Freibewitterung. Die erstgenannte wird hauptsächlich in der frühen Entwicklungsphase – zur Vorauswahl geeigneter Proben – ge-

⁸⁴ Unter der Alterung (oder auch Degradation) eines Materials werden alle, im Laufe der Zeit, irreversibel ablaufenden chemischen und physikalischen Vorgänge bei einem Material zusammengefasst.

nutzt, die Freibewitterung dagegen eher zum Abschluss der Produktentwicklung, d.h. zur Qualitätssicherung des neuen Produkts (Kessler 2000b). Dabei liegen die Testdauern typischerweise bei mehreren 1.000 Stunden (künstliche Bewitterung) beziehungsweise mehreren Jahren (Freibewitterung).

Bei den künstlichen Bewitterungsanlagen⁸⁵ handelt es sich in der Regel um vollautomatische, meist schrankähnliche Geräte zur reproduzierbaren Simulation unterschiedlicher Witterungsbedingungen. Zur Prüfung von Autolacken finden zur Zeit überwiegend Xenon- als auch Metallhalogenid-Strahler Verwendung (Rudolph 2000b). Dies liegt vor allem darin begründet, dass sie laut Anlagenbetreiber über eine gute (Metallhalogenid) bis sehr gute (Xenon) Anpassung an das Sonnenlicht verfügen.

Im Unterschied zur künstliche Bewitterung werden die Proben bei der Freibewitterung den natürlichen Witterungsbedingungen unter freiem Himmel ausgesetzt und damit bei realen Bedingungen getestet. Dafür werden die Proben⁸⁶ vorrangig an Orte mit unterschiedlichen, natürlichen Klimaextremen, wie z.B. Florida⁸⁷ (USA) für warm-feuchtes Klima oder Alunga (Australien) für trocken-heisses Klima, gebracht. Zusätzlich werden Klima-Wechsel-Tests und Freibewitterungen in Europa durchgeführt (Dauer ca. 1 - 2 Jahre). Die Freibewitterung ist – trotz des großen Transportaufwandes – notwendig, um verlässliche Ergebnisse und Aussagen über das reale Alterungsverhalten, unter einem breiten Spektrum von Umwelteinflüssen, zu erhalten. Anhand dieser Ergebnisse wird die Aussagekraft der künstlichen Bewitterungstests laufend kontrolliert und ggf. weiter optimiert, so dass enge und belastbare Korrelationen zwischen der freien und der künstlichen Bewitterung angegeben werden können.

Von daher stellen Freibewitterung und künstliche Bewitterung keine Alternativen dar, von denen eine zugunsten der anderen vermieden werden kann, sondern sie bedingen sich gegenseitig. Dies hat zur Folge, dass der allgemeine Akzeptanz-Spielraum für jede Art von neuen Verfahren stark eingeengt wird, da ein solches Verfahren zugleich gegenüber beiden anderen konventionellen Verfahren Vorteile bieten müsste.

Von Vorteil bei der künstlichen Bewitterung ist, dass sie praktisch jederzeit verfügbar ist und auch kurze Testläufe ermöglicht, die vor allem in der Anfangs-/Sondierungsphase wichtig sind. Zudem können die Witterungsbedingungen reproduzierbar und normgerecht eingestellt werden. Gemeinsam mit der Freibewitterung hat sie den Vorteil, dass über ihre Prüfergebnisse langjährige und fundierte Erfahrungen vorliegen. Der zentrale Nachteil bei der künstlichen Bewitterung liegt darin, dass sie die realen Umwelteinflüsse nur simulieren kann und somit ihre Testergebnisse immer mit einem unvermeidbaren Unsicherheitsfaktor belegt sind. Darüber hinaus ist dieses Verfahren relativ kosten- und energieintensiv, wobei der Aufwand mit zunehmendem Ausmaß der zu testenden Probe stark ansteigt.

Die wesentlichen Vorteile bei der Freibewitterung sind ihre realen Testbedingungen und die in der Regel ausreichend großen Testflächen. Der große Nachteil besteht vor allem in dem höhe-

⁸⁵ Andere geläufige Bezeichnungen für künstliche Bewitterungsanlagen lauten z.B. Weather-Ometer® (abgekürzt WOM) oder einfach Klimakammern.

⁸⁶ Die Größe der Proben reicht von kleinen, handlichen Mustern bis hin zu ganzen Autokarosserien.

⁸⁷ Insbesondere solche Orte wie Florida haben aus hiesiger Sicht den Vorteil, dass dort aufgrund der höheren solaren Bestrahlungsstärke die Alterung auf natürliche Weise beschleunigt wird. Der Beschleunigungsfaktor beträgt beispielsweise für Florida circa ≤ 8 (Rudolph 2000b).

ren Zeitaufwand für die Prüfungen. Dazu kommt der Aufwand für die Transporte der Proben zu den jeweiligen Orten und die Betreuung derselben vor Ort.

Projekt „Blauer Strahl“

Da der Sonnenofen (SOF) den Vorteil bietet, eine sehr hohe natürliche Bestrahlungsstärke bereitzustellen, wurde mit der Entwicklung eines neuen SOF-Prüfverfahrens begonnen. Das Ziel des Projekts ist die Entwicklung eines neuen Verfahrens zur beschleunigten Alterung von polymeren Werkstoffen unter dem Einfluss konzentrierter natürlicher Strahlung (Kaluza et al. 2000a; Kaluza et al. 2000b). Die Beschleunigung der Alterung soll durch Bündelung des kurzwelligen (d.h. „blauen“) Anteils des Sonnenlichts auf der Materialprobe erzielt werden.

Stand der Forschung und Entwicklung

Beim „Blauen Strahl“ handelt es sich um ein recht junges Projekt (Beginn der Förderung durch die AG Solar im November 1999), so dass noch keine ausreichend verwertbaren Ergebnisse aus den Laborversuchen oder Angaben zur Wirtschaftlichkeit vorliegen. Der Strahlteiler ist im Sonnenofen installiert und wird zurzeit umfassend hinsichtlich seiner Funktionalität vermessen. Die Bewitterungskammer befindet sich in der Planungsphase und soll als nächstes aufgebaut und in Betrieb genommen werden. Die ersten Versuche an realen Lackproben, von der BASF Münster zur Verfügung gestellt, wurden im Herbst 2000 durchgeführt. Die Förderung endet im April 2001 (DLR 2000; Kaluza et al. 2000b). Aufgrund des noch sehr frühen Entwicklungsstandes können hier lediglich die Vor- und Nachteile sowie die wesentlichen Chancen und Grenzen dieses Verfahrens diskutiert werden.

Offene Fragestellungen und kritische Punkte

Zunächst stellt sich die Frage, inwieweit eine Übertragbarkeit der Untersuchungsergebnisse auf die reale Alterung möglich ist. So ist beispielsweise die Möglichkeit gegeben, dass bei den hohen Bestrahlungsstärken des Sonnenofens Alterungseffekte auftreten können, die unter natürlichen Umweltbedingungen nicht auftreten werden.

Die geringere thermische Belastung der Probe durch die selektive Bestrahlung im UV und UV-nahen Bereich stellt keinen wesentlichen Vorteil gegenüber den konventionellen Verfahren dar, da zu diesem Zweck bereits die Möglichkeit besteht, Metallhalogenid-Strahler oder auch Fluoreszenz-Röhren einzusetzen. Bei der Beschränkung auf den „blauen“ Spektralbereich handelt es sich eher um eine verfahrenstechnische Notwendigkeit. In Vorversuchen über die Rissbildung bei Lacken hat die hochkonzentrierte Bestrahlung über das gesamte natürliche Spektrum, also inklusive Infrarot-Anteil, zur Zerstörung der Proben geführt (Kaluza et al. 2000a). Allgemein sind Temperaturen weit oberhalb von ca. 100 °C nicht zur Untersuchung geeignet, da sie nicht der Realität entsprechen und die Lacke dabei verbrennen.

Der besondere Vorteil des SOF-Verfahrens läge darin, durch Erhöhung der Bestrahlungsstärke über das gesamte natürliche Spektrum eine Beschleunigung der natürlichen Alterung zu ermöglichen. Dies wird aber durch die zerstörerisch wirkende thermische Belastung begrenzt (s.o.), so dass durch die notwendige Filterung die Bestrahlung auch im zu untersuchenden UV-Bereich nicht mehr den realen Bedingungen entspricht. Inwieweit gegenüber den ebenfalls sehr gut angepassten Xenon-Strahlern ein signifikanter Vorteil liegen könnte, ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht zu ermitteln.

Die gewählte Begrenzung auf den kurzwelligen Anteil des Sonnenlichts erlaubt zudem keine Untersuchung von Einflüssen, die auf dem sichtbaren und infraroten Anteil der Strahlung

beruhen. Dieser Bereich hat jedoch einen signifikanten Einfluss auf die Farbechtheit der Lacke (u.a. Kessler 2000b), welches ein weiteres wichtiges Qualitätsmerkmal ist. Es stellt sich daher die Frage, ob das neue SOF-Verfahren aufgrund dieser Einschränkung die notwendige Akzeptanz z.B. bei den Lackherstellern gewinnen kann.

Die starke Konzentration der Solarstrahlung im DLR Sonnenofen erlaubt zwar möglicherweise eine stark beschleunigte Untersuchung der natürlichen Alterung, bedeutet umgekehrt aber auch eine starke Begrenzung der Probenfläche. Dadurch werden bei jedem Testdurchlauf jeweils nur eine bis sehr wenige Proben untersucht werden können.

Wenn das neue SOF-Verfahren als Prüfungsinstrument in der Forschung und Entwicklung von beispielsweise Lackherstellern eine Rolle spielen soll (vgl. unten), dann stellt sich weiterhin folgende grundlegende Fragestellung: Welches der beiden konventionellen Verfahren soll substituiert (bzw. ergänzt⁸⁸) werden und, damit eng verbunden, an welchem Standort soll das neue SOF-Verfahren zum Einsatz kommen?

Die bisherige Projektbeschreibung vom DLR zielt anscheinend auf den Anwendungsbereich in der frühen Entwicklungsphase ab, in der hauptsächlich künstliche Bewitterungsanlagen genutzt werden und schnelle sowie verlässliche Prüfinstrumente gefordert sind. Das bedeutet einen dezentralen Einsatz beim Hersteller vor Ort oder zumindest in ausreichender Nähe. In dieser Entwicklungsphase wird aber eine jederzeitige Verfügbarkeit der Testanlage gefordert und die künstlichen Bewitterungsanlagen sind praktisch ganzjährig ununterbrochen im Einsatz (Kessler 2000a; Rudolph 2000a). Jedoch ist selbst tagsüber und an einem günstigen Standort – d.h. vor allem im Sonnengürtel der Erde – die Verfügbarkeit der SOF-Anlage nicht gesichert. Dabei wird in diesem Fall auch eine hybride Auslegung voraussichtlich keine geeignete Lösungsvariante darstellen, weil dazu zwei grundsätzlich unterschiedliche Prüffarten miteinander kombiniert würden müssten. Für die Akzeptanz einer solchen Möglichkeit wird es jedoch zumindest mittelfristig an den notwendigen Erfahrungswerten fehlen (siehe unten).

Dagegen wurde im Rahmen der Kurzbefragung das neue SOF-Verfahren als möglicher Ersatz der Freibewitterung in Europa favorisiert (Rudolph 2000a). Diese Variante erscheint, vorbehaltlich einer erfolgreichen Realisierung des Verfahrens, nach dem oben gesagten zumindest aussichtsreicher. Allerdings dürfte sich auch diese Variante aufgrund ihrer im Vergleich um Größenordnungen höheren Investitionskosten nur schwer durchsetzen lassen, da hier zudem die Vorteile der Energieeinsparung und der Vermeidung des Transportaufwandes von Proben entfallen.

Unter der optimistischen Annahme, dass das neue SOF-Verfahren wie geplant im Labormaßstab realisiert werden kann, werden andere Gesichtspunkte in den Vordergrund rücken, die zusätzliche Rückschlüsse auf die Erfolgsaussichten des Gesamtprojekts zulassen. Zusammen mit dem grundsätzlichen Interesse von Seiten der Industrie an einem schnelleren Testverfahren sind zugleich auch einige zentrale Anforderungen verbunden, die den Rahmen für neue Entwicklungen vorgeben. Dazu gehören im wesentlichen (Kessler 2000b; Rudolph 2000b; Schröder 2000):

⁸⁸ Eine Ergänzung bestehender Bewitterungsanlagen wird aus ökonomischen Gründen voraussichtlich kaum in Betracht kommen, da zusätzlich sehr hohe Investitionskosten entstehen, die aber nur einen Teilaspekt der Bewitterungsprüfungen betreffen.

- Einhaltung der Prüfnormen: Für Materialprüfungen wie z.B. die Bewitterung oder Bestrahlung gibt es konkrete Prüfnormen, die strenge Vorgaben zu den einzuhaltenden Testbedingungen (z.B. die Bestrahlungsstärken) und Vorgehensweisen (z.B. die Zyklenzahl) beinhalten⁸⁹. Diese basieren zum großen Teil auf den Vorgaben von Seiten der Hersteller bzw. Anwender (bei Lacken z.B. die Automobilindustrie).
- Reproduzierbarkeit der Ergebnisse: Im Zweifelsfall müssen mehrere Untersuchungen unter gleichwertigen Randbedingungen (d.h. mit bekanntem Fehler) durchgeführt werden können.
- Bekannte Korrelation zum Feldverhalten: Die Aussagefähigkeit heutiger Test-Ergebnisse, die mit Hilfe von künstlicher Bewitterung unter nicht realen Bedingungen gewonnen wurden, basiert auf belastbaren, umfangreichen Korrelationen bezogen auf Feldtests (Freibewitterung). Diese Erfahrungswerte gründen auf sehr langjährigen (über 20 Jahre alten) und umfangreichen Untersuchungen, die parallel unter künstlichen und natürlichen Bedingungen durchgeführt wurden.

Diese Anforderungen werden mit dem neuen Verfahren nur sehr schwer (Prüfnormen und Reproduzierbarkeit) und erst längerfristig (Korrelationen) zu erfüllen sein. Zusammenfassend lassen sich folgende, wesentliche Nachteile des SOF-Verfahrens „Blauer Strahl“ identifizieren, die vor einer erfolgreichen Realisierung als F+E Instrument für Prüfverfahren zu beseitigen wären.

- Das SOF-Verfahren ist nur zeitlich begrenzt (tagsüber) sowie ungewiss verfügbar. Seine tatsächliche Verfügbarkeit ist abhängig von den meteorologischen Bedingungen am Standort.
- Fundierte Erfahrungswerte, die die Aussagefähigkeit der Testergebnisse absichern, werden auf längere Zeit fehlen.
- Das Verfahren ist zurzeit auf Untersuchungen im kurzwelligen Teil des solaren Spektrums begrenzt. Dadurch können Alterungserscheinungen wie z.B. Farbveränderungen, die bei längeren Wellenlängen auftreten können, nicht untersucht werden.
- Die Einflüsse der anderen Witterungsbedingungen müssen auch untersucht werden, so dass zusätzlich eine Bewitterungskammer eingesetzt werden muss. Daher wird es sich bei dem neuen SOF-Verfahren insgesamt um ein sehr kostenintensives Teilprüfungsverfahren handeln.

Marktpotenziale

Aufgrund der insgesamt genannten Punkte, sind vor einer erfolgreichen Realisierung nicht nur schwierige technische und naturwissenschaftliche, sondern auch systembedingte und praxisrelevante Probleme zu lösen. Eine breitere Umsetzung dieses Verfahrens, im Sinne eines kommerziellen bzw. anerkannten Prüfsystems, ist daher mittelfristig nicht zu erwarten. Voraussichtlich wird die Erprobungs- und Demonstrationsphase, während der die für die Akzeptanzgewinnung erforderlichen Erfahrungswerte gesammelt werden, die der technischen Entwicklung deutlich übersteigen.

⁸⁹ Für die „Outdoor“ Bauteileprüfung mit Hilfe von Metallhalogenid-Strahlern gilt z.B. die DIN 75220, die eine Bestrahlungsstärke von 1.000 ($\pm 5\%$) W/m vorsieht.

Dagegen könnte das Verfahren für die anwendungsorientierte Grundlagenforschung, die sich speziell mit Alterungserscheinungen unter UV-Strahlung (wie z.B. Rissbildung) befasst, von größerer Bedeutung sein.

2.4.5 Ergebnisse

Die beschriebenen Fälle zeigen, dass mit einem industriellen Einsatz von Solartechnologien im Bereich von Hochtemperaturverfahren bzw. bei chemischen Prozesse in den nächsten ein bis zwei Jahrzehnten nicht zu rechnen ist. Die Technologien sind heute noch in keinem Stadium, bei dem eine Marktreife in nächster Zeit zu erwarten ist – sie befinden sich ausnahmslos noch im Bereich der Grundlagenforschung (bisher wurde nur das „prinzipielle Funktionieren“ nachgewiesen). Zudem zeigen erste Wirtschaftlichkeitsabschätzungen, dass sich eine Reihe von Rahmenbedingungen ändern müssten, bevor die solaren Prozesse in die Nähe der Konkurrenzfähigkeit rücken könnten (Preise für fossile Energieträger etc.). Dies gilt umso mehr, da alle Abschätzungen mit eher positiven Annahmen für die Solarsysteme erfolgten, für die in dieser Weise zum Teil noch keine technischen Konzepte vorliegen (z.B. preisgünstiges Material für den Schmelzraum bei der Sekundäraluminium-Produktion).

Weiterhin hat sich herausgestellt, dass die F+E-Aktivitäten teilweise an den Anforderungen der Industrie vorbeigehen. So zeigte das Beispiel „Blauer Strahl“, dass auch bei einem möglicherweise funktionierenden Verfahren der Sonnenofen keine Einsatzchance hätte, da er nicht an den bestehenden Testverfahren orientiert ist und aus industrieller Sicht keine Vorteile gegenüber heute erbringen könnte. Diese fehlende Marktanalyse zeigt ebenfalls, dass es sich eher um grundlagen-, denn um anwendungsorientierte Forschung handelt (s.u.).

Nicht nur der derzeitige Entwicklungsstand, sondern prinzipielle Aspekte lassen es derzeit zweifelhaft erscheinen, ob solche Technologien überhaupt zum Einsatz kommen können. Einerseits ist dies in den Solartechnologien selber begründet, wie beispielsweise durch die beschränkten Einsatzmöglichkeiten aufgrund begrenzter zeitlicher Verfügbarkeit. Andererseits existieren auch Konkurrenztechnologien aus dem Bereich der erneuerbaren Energien, die hier bisher nicht näher betrachtet worden sind. Wie eingangs erwähnt, stellt beispielsweise der Einsatz biogener Energieträger eine weitere Möglichkeit dar, auf erneuerbare Energien in der Industrie zurück zu greifen. Gerade in Bezug auf Hochtemperatur-Anwendungen und chemische Prozessen sind hier deutliche Vorteile gegenüber Sonnenofen-Prozessen zu erkennen.

So ist bei der Verwendung eines Gases, welches aus Biomasse gewonnen wurde, keine Notwendigkeit gegeben, bestehende industrielle Prozesse, die heute auf Erdgas- oder Erdölbasis ablaufen, zu verändern. Die Bioenergie kann genau so wie der fossile Energieträger eingesetzt werden, da es sich in beiden Fällen um chemisch gebundene Energie handelt. Umfangreiche Umbaumaßnahmen und die entsprechende Forschung und Entwicklung sind daher nicht notwendig⁹⁰.

Zudem stellt sich bereits heute die Kostensituation deutlich besser dar, wenngleich Bioenergien ebenfalls noch nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energien sind. So bezieht die

⁹⁰ Nur die Brenner und eventuell die Rauchgasreinigung müssen angepasst werden. Dieser Vorgang ist jedoch im Rahmen üblicher Austauschzyklen verhältnismäßig einfach und kostengünstig zu realisieren.

Industrie in Deutschland Erdgas für 3 bis 4 Pf/kWh, gasförmige Bioenergien kosten zwischen 8 und 15 Pf/kWh und die im Sonnenofen bereitgestellte Energie läge bei über 40 Pf/kWh⁹¹.

Abschließend kann damit festgehalten werden, dass Sonnenofen-Prozesse aus energiepolitischer Sicht keine verfolgenswerte Strategie darstellen. Da sich allerdings teilweise interessante technische Möglichkeiten ergeben könnten, wäre es sinnvoll, die Entwicklung im Rahmen der Grundlagenforschung vorerst weiter zu verfolgen.

Auf dieser Erkenntnis aufbauend lassen sich Ableitungen für die aktuelle Forschungspolitik folgern. Dazu soll jedoch erst eine kurze Einführung in die Zielsetzungen gegeben werden, die das Land Nordrhein-Westfalen mit der AG Solar definiert hat.

Die AG Solar wurde 1991 von der Landesregierung Nordrhein-Westfalens als Forschungs- und Technologieverbund ins Leben gerufen. Durch die Bündelung der in NRW, sowohl auf Forschungs- als auch Unternehmensseite, vorhandenen Aktivitäten und Kräfte sowie deren Know-how sollen gezielt Innovationsprozesse der Solartechnologie im Land gefördert werden, um eine verstärkte Nutzung von Solarenergie zu erreichen. Demzufolge besteht die zentrale Aufgabe der AG Solar darin, „im Innovationsprozess den Brückenschlag zwischen universitärer Grundlagenforschung und industrieller Produktentwicklung von Seiten der Forschung aus herzustellen.“ (AGS 1998).

Das Wirkungsfeld der AG Solar reicht von der Forschung und Entwicklung im Labor bis hin zur Demonstration (d.h. FE+D) eines Prozesses unter realen Einsatzbedingungen. Die (erfolgreiche) Demonstration einer solaren Technologie oder Anwendung und damit der Beweis industrieller Einsatzfähigkeit stellt somit das abschließende Ziel der Forschungsförderung durch die AG Solar dar. Bei dieser Blickrichtung darf jedoch das übergeordnete Leitziel der Innovationsförderung, die Markteinführung und -verbreitung, nicht aus den Augen verloren werden.

Genauere Bestimmungen sind nicht vorhanden, so fehlt, über die genannten Äußerungen hinweg, ein exakter Forschungs- und Förderungskatalog, an dem sich Antragsteller orientieren können. Das Wirkungsfeld der AG Solar ist somit sehr weit gefasst und eine genaue Zieldefinition und Indikatorbestimmung zur Messung der Zielerreichung fehlt.

Dadurch hat sich die Situation ergeben, dass im Rahmen der AG Solar Vorhaben finanziert werden, die von der Markteinführung beispielsweise von Niedrigenergiehäusern mit solaren Niedertemperatur-Anwendungen bis zur grundlagenbezogenen Forschung im Sonnenofen⁹² reichen. Dies hat u.a. zur Folge, dass die Höhe der Förderbeträge sehr inhomogen ist. So werden die meisten Projekte mit wenigen hunderttausend DM unterstützt, die grundlagenbezogenen Arbeiten am Sonnenofen allerdings mit mehreren Millionen jährlich. Dies erfordert aber ein grundsätzlich anderes Wissenschaftsmanagement, dem die Strukturen der AG Solar kaum gerecht werden können (Schaefer 2000).

⁹¹ Es handelt sich genau genommen um das Up-Scaling eines Sonnenofens, also um eine Solarturm-Anlage. Die Angabe bezieht sich auf den spanischen Standort Granollers. Es wurden nur Investitionskosten des Solarteils ohne Ofen annuitätisch umgerechnet (Zins 6 %, Abschreibung 5 Jahre). Hinzu kämen noch alle Betriebskosten der Solaranlage.

⁹² Wobei auch diese aufgrund der „schwammigen“ Zieldefinition der AG Solar von den Antragstellern als anwendungsorientiert bezeichnet wird und somit den Richtlinien zu entsprechen scheint.

Insbesondere die Forschungsaktivitäten am DLR-Sonnenofen zeigen unter Betrachtung der Leitlinien der AG Solar, dass eine klare Zieldefinition aus Forschungsförderungssicht, und eine strenge Kontrolle bezüglich der Zieleinhaltung, notwendig ist. Ansonsten werden Antragsteller dazu ermutigt, geplante Projekte unter falschen Voraussetzungen fördern zu lassen und damit u.U. - sollten gesteckte Ziele wie die Markteinführung einer Technologie nicht im Ansatz erreicht werden - Enttäuschungen auf Geldgeberseite nachhaltig zu provozieren.

Forschungsförderung muss daher in solcher Art organisiert werden, dass Technologien entsprechend ihres Entwicklungsstandes in die unterschiedlichen Forschungsrichtungen eingeordnet werden. In Bezug auf den DLR-Sonnenofen bedeutet dies, dass die Aktivitäten aus dem Rahmen anwendungsbezogener Forschung herausgenommen und der Unterstützung von Grundlagenforschung, sofern es die entsprechenden Institutionen als förderungswürdig erachten, zugeführt werden sollte.

Auch zeigt sich am Beispiel des Sonnenofens, wie eminent wichtig die Ergebniskontrolle seitens der Geldgeber ist, um Forschungsressourcen effizient einzusetzen. Bereits seit 1993 wird der Sonnenofen umfangreich gefördert. Allerdings liegen von Seiten der Entwickler keinerlei Dokumente vor, in denen ein mehrjähriger Entwicklungsplan unter Einbeziehung der Industrie und geplanter Markteinführung beschrieben worden ist. Dies hätte unmittelbar bei oder besser vor Beginn der ersten Forschungstätigkeiten eingefordert werden müssen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die im F+E Ablauf frühzeitige Ermittlung von Marktpotenzialen erstens eine Möglichkeit darstellt, prinzipielle Einsatzchancen neuer Technologien zu ermitteln, zweitens die wichtigsten notwendigen Entwicklungsschritte herauszuarbeiten und drittens Hilfestellungen für eine erfolgreiche F+E Politik zu geben.

2.5 Elektrische Wärmepumpen

Wärmepumpen (Wp) sind Wärmekraftmaschinen, die unter Zuführung mechanischer Energie (Kompressions-Wp) oder thermischer Energie (Absorptions-Wp) Wärme bei niedriger Temperatur aufnehmen (kühlen) und bei höherer Temperatur abgeben (heizen). Dieses Prinzip ermöglicht es, sonst kaum nutzbare Umgebungswärme, in der Regel solaren Ursprungs, z.B. für Heizzwecke zur Verfügung zu stellen (thermodynamisches Heizen). Die mit der Arbeitsweise der Wp verbundene Abkühlung eines Wärmereservoirs wird seit Jahrzehnten in Kältemaschinen, z.B. bei (Haushalts-) Kühlgeräten, genutzt; die Technik ist also nicht nur seit langem bekannt, sondern sie ist auch seit langem erprobt. Im Raumwärmebereich sind Wp heute hingegen bei weitem noch nicht so verbreitet. Dies liegt an den zum Teil schlechten Erfahrungen vieler Betreiber und dem Handwerk bei den in den 70er Jahren gescheiterten großflächigen Verbreitung der Wp-Technik in Deutschland (Fischedick 1994).

Die Bewertung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen nach ökologischen Kriterien divergiert in der aktuellen Diskussionen erheblich. Die Bandbreite reicht von Äußerungen wie "Wärmepumpen - ein Weg zur Klimakatastrophe" (Energiedepesche 1996) bis zu "Mit Strom Energie sparen" (HLH 1996) oder "Wärmepumpen - ein Beitrag zur CO₂-Minderung" (Laue 1996). Die zum Teil emotional geführte Diskussion leidet vor allem daran, dass die unterschiedlichen Einschätzungen auf verschiedenen Annahmen und Randbedingungen aufbauen. Zugrundegelegt wurden bei den bereits durchgeführten Untersuchungen beispielsweise unterschiedliche Jahresarbeitszahlen (wobei oft nicht ausdrücklich zwischen den möglichen Technologien differenziert wurde), verschiedene Anwendungsfälle, voneinander abweichende

Nutzungsgrade der Stromerzeugung sowie unterschiedliche Annahmen bezüglich des anzurechnenden Strommixes (Grundlast, Mittellast, Nachtstrom, mittlerer Strommix etc.). Die Tatsache, dass die Grundannahmen in der Vergangenheit oft nicht transparent gestaltet und kritische Anmerkungen zu den eigenen Einschätzungen jeweils nur unzureichend aufgenommen wurden, führte u. a. zu einer Verhärtung der Fronten.

Vor diesem Hintergrund soll diese Untersuchung zur Versachlichung der Diskussion beitragen und die Basis für eine ökologische Bewertung von Wärmepumpen verbessern helfen. Hierzu soll die Bandbreite der möglichen Anwendungs- und Nutzungsformen von Wärmepumpen diskutiert und unter Zugrundelegung unterschiedlicher Randbedingungen nach ökologischen (und ökonomischen) Kriterien bewertet werden. Die Untersuchung basiert dabei zunächst auf dem heute erreichten Stand der Technik und konzentriert sich weitgehend auf elektrische Wp. Darüber hinaus erfolgt aber auch ein Ausblick auf zukünftige Systementwicklungen, die u. U. eine Auswirkung auf die Einordnung der Technologie nach ökologischen Kriterien haben können und für die heutige Bewertung daher nicht unberücksichtigt bleiben können. Es wird damit dazu beigetragen, Wärmepumpen und deren Systemeigenschaften in ihrer Vielfalt umfassend und objektiver bewerten zu können.

Ziel dieser Betrachtung ist vor allem, genaue Kriterien zu erarbeiten, unter welchen Bedingungen Wärmepumpen als Element einer Klimaschutzstrategie zu betrachten und somit deren breite Markteinführung zu fördern wären. Diese technologiebezogene Systemanalyse stellt somit einerseits ein Beispiel für eine auf eine einzelne Technologie bezogene Politikberatung dar und ist andererseits notwendig als Voruntersuchung für die Szenarienanalyse (s. Kap. 4).

2.5.1 Technische Aspekte von Wärmepumpen

Es können prinzipiell drei Techniken für den Betrieb einer Wp unterschieden werden, die Kompressionswärmepumpe, die Absorptionswärmepumpe und die Brüdenverdichtung. Die komplexe Energiebilanz der Brüdenkompression erlaubt keine allgemeingültige Definition von Heiz- und Leistungszahlen (Schaefer 1995). Da diese Technik außerdem hauptsächlich im industriellen Bereich eingesetzt wird, wo sie zur Erzeugung von Prozesswärme bis zu 110 °C dient, wird im Rahmen dieser Studie auf deren weitere Darstellung und Analyse verzichtet. Auch wird an dieser Stelle nicht weiter auf die Absorptionswärmepumpe eingegangen, da hier wissenschaftliche Einigkeit herrscht, dass diese Technologie aus Sicht des Klimaschutzes vorteilhaft ist.

Eine Kompressionswärmepumpe wiederum kann mit Verbrennungsmotoren oder mit Elektromotoren betrieben werden. In dieser Untersuchung erfolgt eine Konzentration auf die elektrisch betriebenen, da ebenso wie die Absorptionswärmepumpen auch die verbrennungsmotorisch betriebenen im Regelfall als ökologisch sinnvoll erachtet werden können.

Einsatzmöglichkeiten

Wärmepumpen arbeiten umso effektiver, je kleiner die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist. Da hauptsächlich natürliche Umgebungswärme mit entsprechend niedriger Temperatur (meistens zwischen -5 °C und $+10\text{ °C}$) zur Verfügung steht, sind Wp besonders geeignet, Raumheizungen bei Niedertemperatur, d.h. Fußboden- oder Wandheizungen mit Vorlauftemperaturen zwischen 30 und 45°C, zu betreiben. Aber auch die Warmwasserbereitung bis etwa 55°C kann über eine Wp erfolgen.

Nicht nur im Wohnbereich, sondern auch im gewerblichen und industriellen Bereich kann die Wp sinnvoll eingesetzt werden. Das gilt besonders, wenn sonst kaum zu nutzende Abwärme bei niedrigen Temperaturen (unter 25°C) anfällt. Neben der Raumheizung gibt es die Einsatzmöglichkeit für Trocknungsprozesse, die niedrige Temperaturen erfordern, z. B. die Holztrocknung. Wärmepumpen werden zudem zur Luftentfeuchtung z. B. in Hallenbädern eingesetzt.

Ein weiterer wichtiger Einsatzbereich der Wärmepumpe ist die Kühlung. In privaten Haushalten sind Kühlschränke und Gefriereinrichtungen seit Jahrzehnten mit Hilfe von Wärmepumpen im Einsatz. Hierbei wird Lebensmitteln und einem kleinen Volumen Wärme entzogen und der Umgebungsraum entsprechend erwärmt. In Passivhäusern ist das ein nicht zu vernachlässigender Beitrag zur Wärmebilanz. Bei größerer Dimensionierung können auf diese Weise Heizung und Kühlung kombiniert werden, wenn z.B. der Betrieb von Kühlhäusern mit der Heizung von Verwaltungsgebäuden und/oder Wohnräumen gekoppelt wird. Eine weitere Nischenanwendung der Kopplung von Kühlung und Heizung ist der parallele Betrieb von Schwimmbad (Hallenbad) und einer Eisbahn in einzelnen Sportzentren. Besonders interessant sind jedoch Wp-Anlagen, die während der Sommermonate zur Raumklimatisierung ihre Arbeitsrichtung umkehren können, und dabei möglichst die Wärmequelle für die Heizperiode wieder aufwärmen helfen. Durch die höhere Auslastung der Anlage werden außerdem die spezifischen Fixkosten gesenkt.

Im gewerblichen und industriellen Bereich kommen zu Kühlungszwecken hauptsächlich Absorptions-Wp zum Einsatz, besonders wenn Abwärme auf hohem Temperaturniveau vorhanden ist (z.B. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung).

Wesentliche Randbedingungen für den Einsatz von Wp-Anlagen ergeben sich aus der Beschaffenheit der Wärmequelle. Es muss im Einzelfall geprüft werden, ob die Wärmequelle über ein ausreichendes Wärmepotential verfügt, d.h. ob im Rahmen der nutzbaren geometrischen Abmessungen eine ausreichende Wärmekapazität vorhanden ist. Außerdem muss die Wärmeübertragung zwischen Wärmequelle und Wärmetauscher möglichst günstig sein, und die Wärmeleitfähigkeit innerhalb der Quelle muss ausreichen, um lokale Abkühlungen ausgleichen zu können bzw. um auch Wärmeaufnahme von außen genügend schnell zur Regeneration der Wärmequelle zu verteilen. Die Dimensionierung von Wp-Anlagen muss in jedem Fall auch auf die ökologische Verträglichkeit der Wärmequellenanlage hin überprüft werden. Auch wenn z.B. bei der Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle die maximale Abkühlung um 5 K eingehalten wird, so können evtl. Veränderungen in Biotopen und lokalen Ökosystemen die Folge sein, wenn eine derartige Abkühlung zu großräumig erfolgt.

Wärmequellen

Verschiedene natürliche Speicher solarer Wärme kommen als Wärmequelle für eine Wp-Anlage in Betracht. Es sind dies das Erdreich bis etwa 15 m Tiefe, Grundwasser, Oberflächenwasser, die Luft und Gebäudeteile. Daneben gibt es auch die Möglichkeit, die Erdwärme - also die Wärme aus tieferen Erdschichten - zu nutzen, deren Ursprung nicht solar ist, sondern im wesentlichen aus der beim radioaktiven Zerfall verschiedener chemischer Elemente im Erdinnern freigesetzten Energie herrührt. Eine weitere Möglichkeit bietet die Nutzung von Abwärme, die bei verschiedenen Energieumsetzungen (insbesondere in der Industrie) anfällt. Welche Wärmequelle jeweils am besten zur Nutzung geeignet ist, hängt von ihrer Verfügbarkeit vor Ort und dem Erschließungsaufwand ab. Da Wp umso effizienter arbeiten, je kleiner

die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist, ist eine Wärmequelle mit relativ hoher Temperatur und möglichst geringen jahreszeitlichen Schwankungen zu bevorzugen. Dazu gehören vor allem Grundwasser, Erdreich, Erdwärme und Oberflächenwasser (Seen und Flüsse).

2.5.2 Ökologische Bewertung

Im Folgenden werden im Rahmen einer ökologischen Bewertung elektrische Wp alternativen Heizungssystemen gegenübergestellt. Als Bewertungskriterien dienen dabei, unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette, die spezifischen CO₂-Emissionen sowie der Primärenergieverbrauch. Als Vergleichssystem fungiert der Gas-Brennwertkessel, der unter heutigen Gesichtspunkten gegenwärtig die günstigste konventionelle Technik für die individuelle Raumheizung einzelner Wohneinheiten darstellt.

Anhand dieses Vergleiches wird verdeutlicht, welche Anforderungen die Wärmepumpe erfüllen muss, damit sie gegenüber dem Gas-Brennwertkessel ökologisch vorteilhaft oder zumindest gleichwertig wäre.

Die Gas-Brennwert-Heizung hat im Vergleich zu allen sonstigen Heizsystemen zum einen die höchste Energieausnutzung (ca. 95 % bezogen auf den Brennwert), zum anderen verbrennt Erdgas mit den geringsten spezifischen CO₂-Emissionen aller fossilen Energieträger. Die Raumheizung mit einer elektrischen Wärmepumpe verursacht demgegenüber dann geringe CO₂-Emissionen, wenn entsprechend wenig Strom zur Bereitstellung der vergleichbaren Nutzwärme benötigt wird, d.h. wenn die Jahresarbeitszahl (*JAZ*) möglichst hoch ist, und wenn die Stromerzeugung mit entsprechend geringen CO₂-Emissionen verbunden ist⁹³. Aus dem Vergleich der Verbrauchs- und Emissionswerte von Gas-Brennwertkessel und Wärmepumpe lässt sich eine kritische Jahresarbeitszahl JAZ_{kr} (bzw. Mindestjahresarbeitszahl) ableiten. Erreicht die Wp-Anlage diese JAZ_{kr} , so ist sie bzgl. Primärenergieverbrauch bzw. CO₂-Emissionen vergleichbar mit dem Gas-Brennwertkessel, mit höherer *JAZ* ist sie dem Brennwertkessel überlegen.

Die kritische Jahresarbeitszahl lässt sich aus dem Produkt zweier Verhältniszahlen bestimmen, nämlich dem Verhältnis der CO₂-Emissionsfaktoren des Energieträgers zur Stromerzeugung (κ_{KW}) und des Erdgases (κ_{Gas}) sowie dem Verhältnis der Wirkungsgrade des Brennwertkessels (η_{Bw}) und der Stromerzeugung (η_{el}):

$$\frac{\kappa_{KW}}{\kappa_{Gas}} \frac{\eta_{Bw}}{\eta_{el}} = JAZ_{kr} \leq JAZ \quad (\text{Gleichung 2.4})$$

Um eine realistische Vergleichsbasis zu haben, müssen die Wirkungsgrade die Verluste in den Energiewandlungsprozessen von der Vorkette bis zur Lieferung frei Haus mitberücksichtigen. Es werden also Gesamtwirkungsgrade berechnet, die sich aus dem Produkt der einzelnen Pro-

⁹³ Die Jahresarbeitszahl ist das Verhältnis von gelieferter Heizwärme zur benötigten mechanischen oder elektrischen Antriebsarbeit während eines Jahres. Besitzt beispielsweise eine elektrische Wärmepumpe die Jahresarbeitszahl 3, so bedeutet dies, dass sie im Jahr dreimal mehr Nutzwärme erzeugt als in Form von Strom verbraucht wird.

zesswirkungsgrade ergeben. Alle benötigten Wirkungsgrade⁹⁴ und Emissionswerte sind aus GEMIS 2.1 entnommen worden (Fritsche et al. 1994).

Bezieht die elektrische Wp ihren Strom aus dem öffentlichen Netz, so lässt sich eine eindeutige Zuordnung zwischen Kraftwerk und Wp nicht herstellen. Man kann allerdings argumentieren, dass monovalent betriebene, elektrische Wp hauptsächlich dann arbeiten, wenn die Stromnachfrage ohnehin hoch ist, so dass zusätzliche Kraftwerksleistung bereitgestellt werden muss (Fischedick 1994). Diese zusätzliche Stromnachfrage im Mittel- bzw. Spitzenlastbereich wird heute im wesentlichen von Steinkohlekraftwerken abgedeckt. In den letzten Jahren hat sich allerdings ein Trend abgezeichnet, dass in zunehmendem Maße auch Erdgas-GuD-Kraftwerke Strom in diesem Lastbereich zur Verfügung stellen. Die prinzipielle Schwierigkeit der Zuordnung zwischen Kraftwerk und Wp soll an dieser Stelle zunächst einmal zurückgestellt und nachfolgend verschiedene Möglichkeiten der Stromerzeugung beim Vergleich von Wp und Brennwertkessel diskutiert werden. Eine Bewertung erfolgt später.

Die Beispiele in Tabelle 2.20 illustrieren, welchen Einfluss die Art der Stromerzeugung auf die kritische JAZ der elektrischen Wp bzgl. der Emissionen und des PE-Verbrauchs hat. Dabei wird zunächst vom heute erreichten Stand der Technik ausgegangen. Wie sich die zukünftige Entwicklung auf dem Gebiet der Stromerzeugung auf fossiler Basis für die Bewertung der elektrischen Wp auswirken kann, wird im Anschluss daran geschildert.

Tabelle 2.20: Kritische Wärmepumpen-Arbeitszahlen für unterschiedliche Stromerzeugungssysteme

	Gesamtwirkungsgrad der Strom- bereitstellung bis Endverbraucher ¹ [in %]	Resultierende JAZ _{kr} ²
Braunkohle-Kondensationskraftwerk ³	32,2 – 33,1	5,3 – 5,8
Steinkohle-Kondensationskraftwerk ⁴	33,3 – 33,4	4,4 – 4,6
Erdgas-GuD- Kondensationskraftwerk ⁵	45,8	2,0
Mittlerer Strommix ⁶	-	3,3
Grundlast-Strommix ⁶	-	2,9
Heizstrom-Mix ⁶	-	4,1
Heizstrom-Kohle ⁶	-	4,7

¹ Inklusive Wirkungsgrade von Primär- in Sekundärenergie und Stromtransport; ² mit Berücksichtigung eines Abgasventilators bei der Gas-Brennwert-Anlage; ³ Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von 36 %; Werte für rheinische, westelbische und ostelbische Braunkohle; ⁴ Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von 39 %; gilt für Ballast- und für Vollwertsteinkohle; ⁵ Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von 52 %; ⁶ hier wird nicht über den Wirkungsgrad gerechnet, sondern es erfolgt eine Mittelwert-Berechnung aus den zuvor genannten JAZ (je nach unterstelltem Strommix)

Wie zu ersehen ist, divergiert die kritische Jahresarbeitszahl erheblich je nachdem welche Stromerzeugung unterstellt worden ist. Auch daraus resultieren die bereits skizzierten divergierenden Meinungen bezüglich der ökologischen Verträglichkeit von Wärmepumpen. Exis-

⁹⁴ Bei der Strombereitstellung sind neben den Emissionen und den Verlusten in der Vorkette (Bereitstellung des Brennstoffes für das Kraftwerk) auch die Verluste aufgrund des Wirkungsgrades des Kraftwerks sowie die Verluste durch Stromtransport/-verteilung und Umspannung zu berücksichtigen. Die Verluste durch Stromtransport und Umspannung sind in alten und neuen Bundesländern verschieden. Nach GEMIS (2.1) werden für die alten Bundesländer Verluste im Hochspannungsbereich von 0,5 % und im Niederspannungsbereich von 4,5 % angenommen. Die entsprechenden Werte für die neuen Bundesländer werden mit 3 % und 6,5 % angegeben.

tierende oder am Markt verfügbare Wärmepumpen weisen Arbeitszahlen zwischen 1,5 und, in sehr seltenen Fällen, 5 auf⁹⁵.

Wird daher beispielsweise der Argumentation gefolgt, dass Wärmepumpen gerade den mittleren Lastbereich belasten und damit den Bau von Steinkohle-Kraftwerken forcieren würden, so ist in obiger Tabelle zu sehen, dass fast alle Wärmepumpen ökologische Nachteile hätten. Die Folge ist eine komplette Ablehnung der elektrischen Wärmepumpe.

Wird andererseits angenommen, dass man Wärmepumpen nicht direkt Kraftwerkstypen zuordnen kann, so wird man die Bewertung aus Sicht des mittleren Strommixes durchführen. Damit ergäbe sich die Beurteilung, dass effiziente Wärmepumpen durchaus ökologische Vorteile erbringen könnten.

Eine endgültige Bewertung kann nicht nur aus heutiger Sicht erfolgen, sondern muss mögliche Entwicklungen ebenfalls in Betracht ziehen. Auf die heutige Situation bezogen, kann die elektrische Wärmepumpe tatsächlich nur in Ausnahmefällen ökologische Vorteile erbringen. Der Grund liegt in den bereits erwähnten technischen Zusammenhängen (Wärmepumpenstrom kommt aus dem Mittellastbereich, in dem vorzugsweise Steinkohle-Anlagen betrieben werden), die Fishedick erläutert hat (Fishedick 1994).

Allerdings findet erstens ein deutlicher Übergang zu Erdgas-GuD-Anlagen statt, zweitens werden zunehmend hoch-effiziente Kohlekraftwerke eingesetzt und drittens kommt mit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmend eine Energiequelle hinzu, die quasi ohne Emissionen produziert. Dies wiederum bedeutet für die elektrische Wärmepumpe, dass die kritischen Jahresarbeitszahlen weiter sinken werden. Mittelfristig ist mit einem Wert zwischen 2 und 3 zu rechnen, langfristig im Rahmen eines Klimaschutzpfades sogar noch deutlich darunter.

Somit stellt die elektrische Wärmepumpe mittel- und langfristig eine aus ökologischer Sicht lohnenswerte Alternative zu fossilen Heizsystemen dar, die mit Erdgas oder Erdöl betrieben werden. Dies gilt umso mehr, da bei der Wärmepumpe noch große technische Entwicklungspotenziale erwartet werden (Günther-Pomhoff und Pfitzner 1994).

2.5.3 Neue Anwendungsgebiete

Wie zuvor ausgeführt wurde, sinken die Anforderungen an die kritische JAZ, wenn die Stromerzeugung mit geringen CO₂-Emissionen verbunden ist. Hierdurch werden neue Anwendungsgebiete für elektrische Wp interessant. Darüber hinaus führen aber auch die Entwicklungen im Gebäudebereich zu neuen Anwendungsfällen für Wp. Dies gilt vor allem für Niedrigenergie- und Passivhäuser.

In Niedrigenergiehäusern (NEH) sinkt der spezifische Energieverbrauch auf ein Niveau, das für die herkömmlichen Versorgungsoptionen zu neuen Anforderungen hinsichtlich der Dimensionierung und Auslegung führt. Heizkessel müssen beispielsweise in geringeren Leistungsgrößen ausgeliefert werden und Nah- und Fernwärme-Versorgungskonzepte auf ein Gebiet mit geringerer Energiedichte ausgelegt werden. Das dies grundsätzlich möglich ist, zeigen erste Erfahrungen. Es bleibt jedoch zu fragen, inwieweit dies in jedem Einzelfall auch wirt-

⁹⁵ Die wenig effizienten nutzen Luft als Wärmequelle, die hoch-effizienten Grundwasser oder Sole (oberflächennahes Erdreich).

schaftlich zu realisieren ist. In Bezug auf die Gasversorgung stellt sich z.B. die Frage, ob ein Gasanschluss bei den zu erwartenden geringen Anschlusswerten noch rentabel ist. Die Rentabilität könnte dabei gesteigert werden, wenn in NEH auch die Warmwasserversorgung und das Kochen über den Energieträger Gas realisiert würde oder perspektivisch Kombinationen von Gas-Brennwertkesseln und Brennstoffzellen (die Integration von Brennstoffzellen in einem nahezu unveränderten Gas-Brennwertkessel befindet sich derzeit in der Entwicklung) zum Einsatz kämen, die mit hoher Flexibilität Strom und Wärme bereitstellen könnten (dabei ist zu jeder Zeit ein einfacher Übergang von der kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung auf den Alleinbetrieb des Brennwertkessels möglich). Auch im Bereich der KWK gibt es eine Vielzahl von Optionen (z.B. die kostengünstige und flexible Verlegung von Kunststoffrohren), die wirtschaftliche Entwicklungsmöglichkeiten aufzeigen.

Sehr günstige Einsatzbedingungen für elektrische Wp liegen bei Passivhäusern vor. Hier reduziert sich der Leistungsbedarf für elektrische Wp auf bis zu 300 W⁹⁶. Diese Wp sind zwar zur Zeit noch nicht verfügbar (die untere Leistungsgrenze liegt im Moment bei 700 bis 1.000 W), dürften aber in Zukunft – bei entsprechender Nachfrage - gefertigt werden. Technisch besteht hier kein Hemmnis, es ergeben sich im Vergleich zu Erdgaskesseln sogar deutliche Vorteile. Erfahrungen im Bereich sehr kleiner Leistungen bestehen darüber hinaus ausreichend⁹⁷.

Neue Anwendungsgebiete können auch durch die Kombination mit einer Wärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien erschlossen werden. Dies gilt vor allem für solarthermische Kollektorsysteme und Biomassefeuerungen (z.B. Holzheizung). In Zeiten zu geringer solarer Einstrahlung oder wenn der Betreiber kein Holz nachlegt, wird die Wp zugeschaltet und übernimmt die Wärmeversorgung. So kann z.B. auch bei langer Abwesenheit des Nutzers das Gebäude in den Wintermonaten frostfrei gehalten werden. Inwieweit die Abdeckung der Spitzenlast- und Reservefunktion auf der Basis der fixkostenintensiven Wp im Einzelfall wirtschaftlich realisierbar ist, wäre jedoch zu prüfen.

2.5.4 Zusammenfassende Bewertung

Wie die vorliegende Untersuchung gezeigt hat, ist eine allgemeingültige Bewertung der Wp aus ökologischer Sichtweise nicht möglich. Zu konstatieren ist jedoch, dass die technische Entwicklung der Wp inzwischen einen Stand erreicht hat, der dieses Heizsystem in bestimmten Anwendungsfällen zur sinnvollen Alternative zu konventionellen Heizsystemen auf fossiler Basis (vor allem Gas und Öl) werden lässt und diese unter bestimmten Randbedingungen auch übertreffen kann.

Grundsätzlich ist folgender Leitsatz festzuhalten: Je „sauberer“ die Stromerzeugung im Betrachtungsgebiet ist, desto besser ist die ökologische Beurteilung der Wärmepumpe. Unter günstigen Bedingungen (z.B. weitgehende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) kann die Wärmepumpe dann auch gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich besser abschneiden. Bei 100-prozentiger Versorgung mit REG-Strom wäre sie sogar eine Alternative zu solarthermischen Kollektorsystemen.

⁹⁶ Zum Vergleich: rund 1.000 W Leistung benötigt ein Fön.

⁹⁷ z.B. mit Kühlschränken.

Eine einfache, allgemeingültige Rangfolge von Heizungssystemen unter ökologischen Gesichtspunkten kann also nicht aufgestellt werden, insbesondere Wärmepumpen müssen in jedem Einzelfall neu bewertet werden. In Bezug auf die Treibhausgasrelevanz kann das abgeleitete Kriterium der kritischen Jahresarbeitszahl als Entscheidungshilfe dienen und eine Mindestanforderung an die elektrische Wp-Anlage definieren.

Potenzielle neue Anwendungsgebiete ergeben sich für die Wärmepumpe durch die Veränderung der Nachfragebedingungen. So können sich vor allem im Gebäudebereich aufgrund des zunehmenden Trends zu Niedrigenergie- und Passivhäusern neue Märkte eröffnen. Auch unter klimapolitischen Gesichtspunkten würde die Bewertung der Wärmepumpe, bei gleichzeitiger Veränderung der Stromproduktion, positiv ausfallen.

Konkurrierende Technologien sind auch in diesen Fällen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie Brennstoffzellen (langfristig auf Biomassebasis) oder solarthermische Systeme. Die Bedeutung von Gas-Brennwertkesseln wird langfristig eher abnehmen (unter der Voraussetzung eines Klimaschutzpfades). Welche Technologie aus klimapolitischer Sicht zu bevorzugen wäre, ist jedoch nicht zu ermitteln. Die Begründung dafür liegt weniger in grundsätzlichen methodischen Schwierigkeiten, sondern in der Vielzahl möglicher Anwendungs- und damit Bewertungsfälle. Dies lässt vermuten, dass jede der genannten Technologien zum Einsatz kommen wird, und dass der konkrete Fall durch einzelökonomische Betrachtungen entschieden wird.

2.6 Solarthermische Kraftwerke

„Etwa 2/1000 der Fläche der Sahara würde ausreichen, um Solarstrom für ganz Europa zu erzeugen. Stromerzeugungskosten unter 10 Pf/kWh sind erreichbar. Beim Umstieg von fossilen zu Solar- und Windkraftwerken werden Brennstoffe durch arbeitsplatzintensiven Bau von Anlagen ersetzt“ (Knies 1998).

Dieser Satz, ausgesprochen in der Begrüßung zum Workshop des Hamburger Klimaschutz-Fonds (HKF) im September 1998, verdeutlicht sehr eindrücklich die Gesamtstrategie, die sich hinter dem Stichwort „Solarthermische Kraftwerke“ verbirgt. Im Folgenden wird zunächst die technische Konzeptionierung einschließlich ihrer Vor- und Nachteile dargestellt, insofern wird der erste Teil des Zitates näher beleuchtet. Im Rahmen der Darstellung des technischen Konzeptes und seiner ökologischen Bewertung wird der heutige Stand des Wissens komprimiert zusammengefasst. Eine eigene Betrachtung ist dafür nicht notwendig.

Im Rahmen der Akteursbetrachtung (s. Kapitel 5) wird dann auf den zweiten Teil, also auf die sozio-ökonomischen Implikationen dieser Strategie, intensiv eingegangen. Diese Bearbeitung stellt einen neuen Aspekt dar, der im Rahmen der Überlegungen zum Einsatz solarthermischer Kraftwerke bisher keine oder nur wenig Beachtung fand.

2.6.1 Technische Beschreibung

Solarthermische Kraftwerke sind Dampf- oder kombinierte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), die Energie bei hoher Temperatur aus konzentrierenden Sonnenkollektoren erhalten. Im Gegensatz zu Systemen der photovoltaischen Stromerzeugung erlaubt dies lediglich die Nutzung des Direktstrahlungsanteils des Sonnenlichtes, was ihre Eignung auf sonnenreiche Gebiete einschränkt. Von den verschiedenen Varianten dieser Technologie

ist die der solaren Dampfkraftwerke mit Parabolrinnenkollektoren (vgl. Abbildung 2.5) am weitesten fortgeschritten und mit der Massenfertigung von über 200.000 m² Parabolrinnenfelder am besten in der Praxis erprobt (Eisenbeiß et al. 1998). Die Technologie der Parabolrinnen-Kraftwerke ist auch bekannt unter dem Namen „Farmkraftwerke“ oder englisch „Solar Electricity Generating Systems“ (SEGS). Solarthermische Kraftwerke (vgl. Abbildung 2.6) erlauben eine thermische Speicherung der erzeugten Solarwärme und Zufeuerung mit fossilen Brennstoffen, so dass die im Kraftwerksbetrieb unverzichtbare ständige Verfügbarkeit zur Lastdeckung, auch bei Dunkelheit, ohne Vorhaltung getrennter Ersatzkraftwerke gewährleistet werden kann. Dies stellt einen wichtigen Systemvorteil gegenüber Wind- oder Photovoltaik-Kraftwerken dar. Mit entsprechendem Ausbau des Solarfeldes und des Speichers kann ein Solaranteil von 100 % erreicht werden.

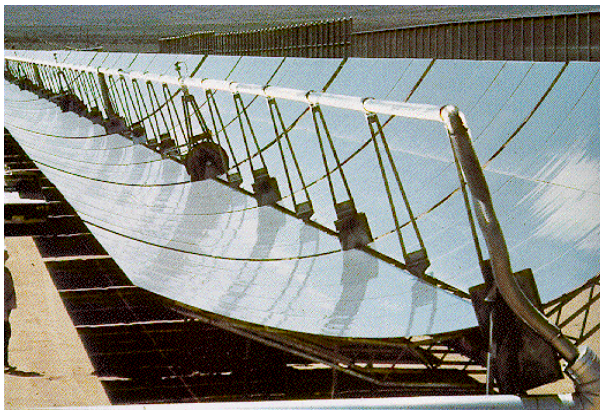


Abbildung 2.5: Parabolförmiger Rinnenkollektor eines 80 MW Dampfkraftwerks in Kalifornien.

Quelle: Pilkington Solar International (Nitsch et al. 2000)

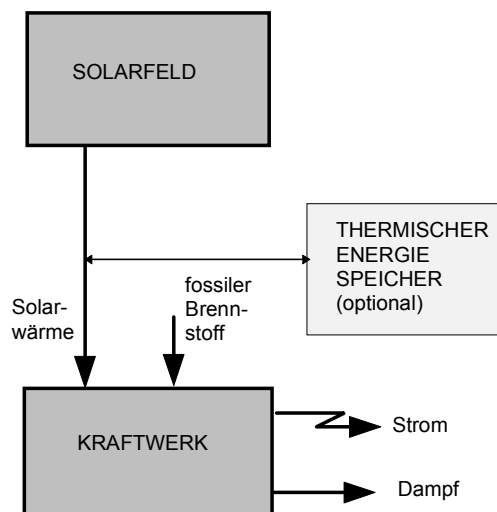


Abbildung 2.6: Grundkonfiguration eines solarthermischen Kraftwerks

Ein konventionelles Kraftwerk wird alternativ mit Wärme aus Sonnenkollektoren oder mit fossilem Brennstoff betrieben.

Über 50 % des bisher weltweit erzeugten Solarstroms wurde in Kalifornien in solarthermischen Kraftwerken des Typs SEGS mit insgesamt 354 MW installierter Leistung generiert, von denen das größte eine Kapazität von 2 x 80 MW hat. Die Anlagen sind zum Teil seit Mitte der achtziger Jahre in Betrieb. Aufgrund der Konkurrenzsituation mit den derzeit niedrigen Brennstoff- und Kraftwerkspreisen ist es seit 1991 trotz der für solare Anwendungen vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten von SEGS-Anlagen nicht gelungen, ein weiteres solarthermisches Kraftwerk im kommerziellen Leistungsbereich zu bauen.

Dies liegt wahrscheinlich nur bedingt an den, gegenüber fossilen Kraftwerken, höheren Stromgestehungskosten. Denn im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen aus erneuerbaren Energien liegen die zu erwartenden Kosten in einem durchaus attraktiven Bereich von 16 bis 20 Pf/kWh (Trieb et al. 1999). Ein größeres Problem stellt die seit Jahren abwartende Haltung dar, die sich auf ein mangelndes Vertrauen in die Technologie begründet (Aringhaus 1998)⁹⁸. Die meisten Akteure scheinen darauf zu warten, dass an anderer Stelle ein neues

⁹⁸ Allerdings liegen real keine Gründe für einen solchen Vertrauensverlust vor, da die Erfahrungen in den USA überwiegend positiv waren und dort gezeigt wurde, dass Parabolrinnenkraftwerke kommerziell eingesetzt werden können. Insofern handelt es sich hier um ein gutes Beispiel dafür, welche Auswirkungen der „Abriss“

Kraftwerk entsteht und seine Funktionstüchtigkeit im kommerziellen Einsatz unter Beweis stellt, bevor selber investiert wird. Zudem handelt es sich um große Investitionssummen mit relativ hohem Risiko, die zurzeit niemand zu investieren bereit ist (s. Kapitel 5).

Die Marktentwicklungspotenziale sind allerdings äußerst günstig. Dies liegt einerseits an den Kostendegressionspotenzialen der Anlagen und andererseits an der zunehmenden Notwendigkeit des Einsatzes erneuerbarer Energien im Rahmen der Kyoto-Vereinbarungen sowie der selbstgesetzten Ziele der Bundesregierung.

Im Vergleich zur photovoltaischen oder Wind-Stromerzeugung sind solarthermische Kraftwerke durch eine deutlich ausgeglichene Angebotscharakteristik gekennzeichnet. Dadurch ergibt sich der Vorteil, dass weniger technische Maßnahmen erfolgen müssen, um Angebot und Nachfrage einander anzugleichen. Dies hat somit positive gesamtsystemische Kosteneffekte, die allerdings kaum zu quantifizieren sind.

Standorte für solarthermische Kraftwerke müssen allerdings eine möglichst hohe Direkteinstrahlung aufweisen ($\geq 1.800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$). Aufgrund dieser ist die Technologie aber nicht von unmittelbarer Bedeutung für die deutsche Energieversorgung. Indirekt könnte sie allerdings Bedeutung erlangen, wenn z.B. im Mittelmeerraum Anlagen installiert und die erzeugte Energie importiert würde.

2.6.2 Gesamtkonzept

Dies führt unmittelbar zu den bisherigen konzeptionellen Überlegungen. Ausgangspunkt der Überlegungen zum Einsatz solarthermischer Kraftwerke ist die Erkenntnis, dass das solare Strahlungsangebot in nordafrikanischen Ländern zum Teil deutlich höher ist als in den Ländern des nördlichen Mittelmeerraumes. So weisen beispielsweise Frankreich, das ehemalige Jugoslawien, Albanien, Nordspanien und der größte Teil Italiens (nördlich des 40. Breitengrades) eine jährliche Direktstrahlung von maximal $1.800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ auf, wohingegen in küstenfernen Regionen der nordafrikanischen Länder Tunesien, Marokko oder Libyen Einstrahlbedingungen von bis zu $2.500 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ zu finden sind.

Mit dem gleichen technischen Einsatz kann somit rund 50 % mehr Energie erzeugt werden. Die Stromgestehungskosten liegen weit unter denen, die in Anlagen im nördlichen Bereich des Mittelmeeres realisierbar wären. Zudem sind in der nördlichen Region Afrikas enorm große Erzeugungspotenziale vorhanden, wie das obige Zitat verdeutlicht hat (s.a. Klaiß und Staiß 1992).

Aus diesen Gründen wird seit den 80er Jahren auf konzeptioneller Ebene intensiv daran gearbeitet, eine Kooperation zwischen Europa und Nordafrika aufzubauen. Aufgrund fehlender technischer Möglichkeiten im Stromübertragungsbereich ging man in den 80er Jahren von dem Konzept einer solaren Wasserstoffwirtschaft aus. Dabei würde in solarthermischen Anlagen Nordafrikas Strom erzeugt, vor Ort aus Wasser mittels der Elektrolyse Wasserstoff (und Sauerstoff) gewonnen und dieser dann entweder per Schiff oder per Pipeline nach Europa transportiert werden. Dort könnte der Wasserstoff dann als Brennstoff im mobilen oder statio-

des Einsatzes einer Technologie haben kann und welche Wichtigkeit die kontinuierliche Markteinführung besitzt.

nären Sektor zum Einsatz kommen. Bei der Verbrennung würde, in Umkehrung der Elektrolyse, lediglich Wasser als Reaktionsprodukt entstehen⁹⁹.

Dieses Konzept wurde jedoch relativ bald weitgehend verworfen. Dies lag einerseits an den noch bestehenden technischen Schwierigkeiten im Bereich der Elektrolyse und der Nutzung von Wasserstoff. Zudem sind Elektrolyse und Transport bisher mit hohen Kosten und Verlusten verbunden (vgl. Henricke 1995; Winter und Nitsch 1989). Andererseits ergaben sich in der Zwischenzeit neue Entwicklungen im Bereich der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). HGÜ stellen eine Übertragungstechnik mit vertretbaren Verlusten¹⁰⁰ und Kosten dar. Praktisch wäre ein Stromexport nach Mitteleuropa mit Hilfe der Verbundnetze oder der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) schon heute machbar (Brösamle 1999). Dies zusammen ergibt deutliche Vorteile zugunsten des direkten Stromimports aus Nordafrika im Vergleich zum Import solaren Wasserstoffs.

2.6.3 Ökologisch-technische Bewertung

Aufgrund der Einbindung solarer Strahlungsenergie in den Kraftwerksprozess ist der Klima- und Umweltschutznutzen der betrachteten Technologien evident. Von besonderer Bedeutung ist dabei auch die Doppelnutzung derartiger Kraftwerke, d.h. solarer Betrieb bei Tage und fossile Feuerung bei Dunkelheit. Diese führt nicht nur zu einer besseren und damit wirtschaftlicheren Auslastung des Kraftwerks. Die Mischung mit fossilen Energien, die natürlich zunächst zu einer konventionellen Kraftwerken vergleichbaren Umweltbelastung führt, findet nicht wie bei anderen erneuerbaren Technologieoptionen im Netz, sondern direkt im Kraftwerk statt. Dadurch stellt die Doppelnutzung neben der Verbesserung der Finanzierbarkeit der Solarkraftwerke auch eine weitere direkte Umweltentlastung dar, da der Bau und Betrieb eines gleichwertigen, konventionellen Reservekraftwerks entfallen kann.

Unter den Technologien zur solaren Stromerzeugung weisen solarthermische Kraftwerke mit Parabolrinnenkollektoren die beste Emissionsbilanz bei der Lebenszyklusanalyse auf (vgl. Weinrebe et al. 1998). Die zur Herstellung benötigte Energie wird im Betrieb innerhalb von 6 Monaten zurückgewonnen (energetische Amortisationszeit). Nachteilig wirkt sich in Bezug auf die diskutierten Kraftwerksoptionen allerdings der spezifisch hohe Flächenbedarf gegenüber konventionellen Alternativen aus. Ebenso ist bei der Realisierung von Projekten eine verträgliche Wasserversorgung zu gewährleisten, die möglicherweise nur durch den Übergang auf eine Trockenkühlung zu realisieren ist¹⁰¹.

Vorteilhaft wirken sich, über die geringen Emissionen hinaus, eine Reihe von Systemeffekten aus. Entsprechend des Ausbaus des Solarfeldes bzw. der technischen Ausgestaltung (Einbindung in GuD- oder Dampfkraftwerksprozesse) kann der solare Anteil des Gesamtsystems variabel gestaltet werden. Dies macht die solarthermischen Kraftwerke zu einer geeigneten Diffusionstechnologie für Solarsysteme. Der fossile Anteil sichert zudem eine sehr hohe Verfügbarkeit der Anlagen ab.

⁹⁹ Unter der Voraussetzung, dass reiner Sauerstoff verwendet würde. Aber auch bei der Verbrennung des Wasserstoffs mit Luft entstünden nur geringe Emissionen. Das Treibhausgas CO₂ würde in keinem Fall emittiert.

¹⁰⁰ Von den sonnenreichen Gebieten Nordafrikas bis zur deutschen Grenze betragen die Verluste ca. 15 %.

¹⁰¹ Bei dann wahrscheinlich höheren Kosten.

Solarthermische Kraftwerke sind zudem gut kombinierbar mit anderen Systemkomponenten. Dies betrifft sowohl Technologien der Angebotsseite (z.B. Kälte, Wärme, Meerwasserentsalzung) wie auch Technologien für die effiziente Energieumwandlung auf der Nachfrageseite. Aufgrund der sich unterscheidenden Nachfragecharakteristika (Wärme, Kälte) oder des steuerbaren Lastprofils (Entsalzungsanlagen) ergänzen sich diese Komponenten, wenn sie im Sinne von Systemlösungen zusammengebunden werden. Hierdurch ist eine vollständige Ausnutzung des Strahlungsangebots möglich. Nutzt man den Prozessdampf zur Meerwasserentsalzung, kann neben der Energieversorgung auch eine weitere Problemlösung im Norden Afrikas (Wasserversorgung) erfolgen und mit dem Export des Nebenproduktes Strom verbunden werden.

Die Etablierung solarthermischer Kraftwerke als Stromquelle für die deutsche (westeuropäische) Stromversorgung bedingt energiewirtschaftlich einen stärkeren Zusammenschluss der europäischen Energiemärkte (Ausbau des UCTE-Verbundnetzes) und energietechnisch die verstärkte Nutzung moderner und zugleich effizienter Übertragungsmethoden (z.B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme). Sie setzt damit zugleich Impulse auf andere Technologiemarkte.

Aus bundesdeutscher Sicht sind aber vor allem zwei Punkte bedeutsam: zum einen das hohe solare Potenzial in Nordafrika, welches sich mit dieser Technologie zum Teil erschließen lässt, und zum anderen die ausgeglichene Erzeugungsscharakteristik, die eine bessere technische Kopplung von Stromangebot und –nachfrage zulässt¹⁰². Aus diesen Gründen kann es sich langfristig damit um eine wichtige Strategie für eine zukunftsfähige Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland handeln.

2.6.4 Weitere solarthermische Optionen

Andere solarthermische Kraftwerkskonzepte (z.B. Solarturm-Kraftwerke und Paraboloid-Kraftwerke) weisen gegenüber den SEGS-Anlagen eher noch Pilot- bzw. Demonstrationscharakter auf. Beim Solarturmkraftwerk wird die Sonnenstrahlung durch ein Feld einzeln nachgeführter Spiegel (Heliostaten) auf die Spitze eines Turmes konzentriert. Dort befindet sich ein Absorber, der die Solarstrahlung bei Temperaturen von über 1.000 °C in Wärme umwandelt. Mit Solar Two befindet sich eine 10 MW Testanlage im kalifornischen Barstow.

Während Parabolrinnen- und Solarturm-Kraftwerke eher für größere Kraftwerkseinheiten geeignet sind, sind Paraboloid-Kraftwerke besonders gut im unteren Leistungsbereich von einigen wenigen 10 kW einsetzbar. Bei dieser Technologie wird die Sonne in einem nachgeführten Parabolspiegel auf den im Brennpunkt des Spiegels hängenden Absorber konzentriert. Dort wird ein Arbeitsgas (z.B. Helium oder Luft) zum Antrieb eines Stirlingmotors (Dish-Stirling-Konzept) oder einer Gasturbine auf etwa 900 °C erhitzt. Paraboloid-Kraftwerke haben ihre Einsatzreife in mehreren Jahren Testbetrieb mittlerweile erfolgreich demonstriert. Mit rund 30 % weisen sie unter den betrachteten Varianten den höchsten solar-elektrischen Wirkungsgrad auf. Für die Kooperation mit Deutschland kommt diese Technik allerdings weniger in Frage. Hier handelt es sich eher um eine Möglichkeit, dezentral Strom im Sonnengürtel der Erde zu erzeugen.

¹⁰² Siehe dazu vor allem die Arbeiten in (Langniß et al. 1997).

Als viertes Konzept werden unter dem Stichwort solarthermische Kraftwerke auch Aufwindkraftwerke diskutiert. Hierbei erwärmt sich die Sonne unter einem großen Glashauss. Die erwärmte Luft strömt zu einem in der Mitte des Glashausses stehenden Kamin, steigt dort auf und treibt während des Aufstiegsvorgangs eine im Kamin installierte Windturbine an. Im Unterschied zu den anderen Optionen kann mit Aufwindkraftwerken auch das diffuse Sonnenlicht genutzt werden, was ihre Einsatzmöglichkeiten erweitert. Andererseits sind zur Erreichung nennenswerter Leistungseinheiten im Bereich von mehreren 10 MW Turmhöhen von bis zu 1.000 m notwendig, wodurch wiederum ihre universelle Einsetzbarkeit stark eingeschränkt wird. Die technische Machbarkeit von Aufwindkraftwerken wurde im Testbetrieb nachgewiesen, allerdings in einem vergleichsweise kleinen Maßstab (20 kW). Konkrete Planungen für erste weitergehende Anlagen sind angelaufen, haben aber noch zu keinem Erfolg geführt. Auch ist die visuelle Beeinträchtigung durch bis zu 1.000 m hohe Türme zu beachten.

Im Rahmen dieser Arbeit soll nicht näher auf diese Technologien eingegangen werden. Sollten sich Solarturm- und Aufwindkraftwerke als technisch realisierbar erweisen, müssen sie zunächst mit den Parabolrinnen-Kraftwerken konkurrieren. Da alle Technologien jedoch ähnliche Eigenschaften aufweisen, ist aus energiesystemischer deutscher Sicht unerheblich, um welchen Typ solarthermischer Kraftwerke es sich handelt. Daher wird auch im Folgenden nur die Parabolrinnen-Technologie weiter betrachtet, die den höchsten Entwicklungsstand besitzt und umgehend eingesetzt werden könnte.

3 Diskussion von Technologielinien

In diesem Kapitel erfolgt eine Diskussion und vergleichende Bewertung von Technologien des Angebotsbereiches. Es ist jedoch aufgrund der großen Vielzahl nicht möglich, jede einzelne zu diskutieren. Daher werden die meisten Einzeltechnologien in zentralen Technologielinien zusammengefasst und gemeinsam bewertet. Dieses Vorgehen kann nicht in jedem Fall strikt durchgehalten werden, so dass in einzelnen Fällen gesonderte Kennzeichnungen und Fallunterscheidungen notwendig sind¹⁰³. Alle existierenden Technologien konnten in folgende Oberkategorien eingeordnet werden:

- Kondensationsanlagen
- Große Kraft-Wärme-Kopplung
- Kleine Kraft-Wärme-Kopplung
- Dezentrale konventionelle Wärmeanlagen
- Erneuerbare Energien – Strom
- Erneuerbare Energien – Wärme

Diese Technologielinien werden anhand von Indikatoren (vgl. Abschnitt 3.1) nacheinander, aber vergleichend bewertet (vgl. Abschnitt 3.3 bis 3.8). Mit dieser Bewertung kann eine Vorauswahl von Technologielinien vorgenommen werden, die wiederum eine Einschränkung der Kombinationsmöglichkeiten in der danach folgenden Szenarioanalyse zulässt. Es handelt sich somit einerseits um eine methodische Vereinfachung des szenarioanalytischen Ansatzes und andererseits um die Erfassung und Analyse der Vielschichtigkeit technologischer Systeme¹⁰⁴. Folgende Kriterien wurden verwendet:

- CO₂-Äquivalent-Emissionen
- Toxizität
- Technische Sicherheit
- Rezyklierfähigkeit
- Ressourcensicherheit (kurz- und langfristig)
- Interne Kosten (heute und 2030)
- Gesellschaftliche Verträglichkeit

Die Auswahl der Kriterien wurde in Anlehnung an die im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Ziele (ökologisch verträglich, versorgungssicher, ökonomisch günstig und sozial verträglich) vorgenommen. Allerdings konnten diese nicht direkt übernommen werden, sondern mussten in oben genannten und nachfolgend erklärter Weise konkretisiert werden. Die Bewertung erfolgt aus volkswirtschaftlicher Sichtweise, keines der Kriterien wird stärker gewichtet als ein anderes. Ökologische (Emissionen und Immissionen), soziale (Gesundheit und Gesellschaft) und ökonomische Aspekte (Kosten und Ressourcen) sind in ihrer Bedeutung somit gleichgestellt; der ganzheitliche Ansatz aus der Nachhaltigkeitsdebatte wird demnach konsequent umgesetzt.

¹⁰³ Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt wurde, muss beispielsweise die Bewertung für Biomasse aus konventioneller Landwirtschaft anders ausfallen als für die aus ökologischer Landwirtschaft – auch wenn das eigentliche Endprodukt das gleiche ist.

¹⁰⁴ Welche Strukturen für eine zukunftsfähige Energieversorgung notwendig sind (also zentral oder dezentral) kann in diesem Kapitel noch nicht beantwortet werden, sondern ergibt sich zwangsläufig aus der systemischen Szenarioanalyse in Kapitel 4.

Die meisten Beurteilungen beziehungsweise die dafür notwendigen Untersuchungen wurden in zahlreichen anderen Arbeiten bereits vorgenommen und stellen heute den wissenschaftlichen Kenntnisstand dar. Allerdings wurden die Einzelergebnisse bisher in keiner, unter Nachhaltigkeitsaspekten notwendigen, Gesamtbewertung zusammengefasst. Wissenschaftliche Einzelerkenntnisse werden daher im Folgenden aufgegriffen und einer ganzheitlichen Beurteilung zugeführt¹⁰⁵. In einzelnen Punkten erfolgen Ergänzungen, die sich aus den in Kapitel 2 dargestellten Ergebnissen oder bisher nicht betrachteten Aspekten ergeben.

Um die Ressourcensicherheit und die potenziellen Einsatzmöglichkeiten von Energiequellen abschätzen zu können, werden vor der eigentlichen Technologielinienbewertung zudem die jeweiligen Vorkommen in Abschnitt 3.2 beschrieben. Darüber hinaus werden in diesem Abschnitt einige grundlegende Aspekte der jeweiligen Energiequellen und ihrer Nutzungstechnologien erörtert. Abgeschlossen wird das Kapitel mit einer vergleichenden Bewertung im Überblick.

Neben der Funktion dieser Bewertungsmethodik als Vorauswahlmöglichkeit für die nachfolgende Szenarienanalyse kann sich ein zweiter Zweck ergeben. Die Methodik und die Bewertung könnten beispielsweise von einem wissenschaftlichen Beirat des Bundestages¹⁰⁶ aufgegriffen und auf eine konsensuale Grundlage gestellt werden um sie dann als transparente Entscheidungshilfe in energiepolitischen Prozessen zu verwenden.

3.1 Beschreibung der Indikatoren

Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten dürfen technische Systeme nicht nur singular, sondern müssen unter verschiedenen Aspekten, also integriert oder ganzheitlich betrachtet werden. In diesem Sinne spielen auch so genannte *weiche* Faktoren eine Rolle, wie z. B. die gesellschaftliche Verträglichkeit einer Technologie (s. unten)¹⁰⁷. Hingegen lassen sich Faktoren wie CO₂-Emissionen genau beziffern und gehören eher zu den *harten* Faktoren.

Die Bewertungen erfolgen relativ zueinander, so dass im Einzelfall andere absolute Einschätzungen vorgenommen werden könnten. Wichtig ist jedoch nicht der absolute Wert sondern die vergleichende Bewertung der zur Verfügung stehenden Technologielinien. Wie in Tabelle 3.1 zu erkennen ist, werden qualitative Einschätzungen vorgenommen und in einer Zahl zwischen „minus 2“ und „plus 2“ ausgedrückt. Durch Addieren aller Bewertungen lässt sich eine Gesamtzahl ermitteln. Die Gesamtwertung einer Technologie A, die höher ausfällt als die einer Technologie B bedeutet daher, dass die Technologie A Nachhaltigkeitskriterien eher gerecht wird¹⁰⁸.

¹⁰⁵ Da die meisten Einzeleinschätzungen allgemeiner Stand des Wissens sind, erfolgen hier nicht gesondert Quellenhinweise. Nur dort, wo es sich um neue oder von manchen Untersuchungen abweichende Bewertungen handelt, werden diese näher erläutert bzw. auf entsprechende Quellen verwiesen.

¹⁰⁶ Wie dem Büro für Technikfolgen-Abschätzung (TAB), Berlin.

¹⁰⁷ Strenggenommen gehören auch Kostenbetrachtungen eher zu weichen Faktoren, auch wenn sie mit konkreten Zahlen zu unterlegen sind. Die Möglichkeit, einen Indikator mit Zahlen belegen zu können, sagt jedoch noch nichts über dessen Plausibilität bzw. Richtigkeit aus. Kostenabschätzungen beziehen sich immer auf zukünftige Entwicklung und somit auf subjektive Einschätzungen der Abschätzenden.

¹⁰⁸ Bei kleinen Unterschieden von ein oder zwei Punkten sollten jedoch aufgrund der methodischen Unschärfen abschließende Bewertung nur mit großer Vorsicht erfolgen.

Tabelle 3.1: Matrix für die Bewertung von Technologielinien

	Beurteilungsoptionen				
	Sehr hoch	Hoch	Mittel	Niedrig	Sehr niedrig
CO₂-Emissionen	-2	-1	0	+1	+2
Toxizität	-2	-1	0	+1	+2
Technische Sicherheit	+2	+1	0	-1	-2
Rezyklierfähigkeit	+2	+1	0	-1	-2
Ressourcensicherheit - kurzfristig - langfristig	+2	+1	0	-1	-2
Interne Kosten - heute - 2030 voraussichtlich	-2	-1	0	+1	+2
Gesellschaftliche Verträglichkeit	+2	+1	0	-1	-2

3.1.1 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen (oder eigentlich: CO₂-Äquivalent-Emissionen) werden als ökologischer Leitindikator verwendet. Dies resultiert aus der Unterstellung, dass die meisten Energietechnologien neben anderen Stoffen immer auch Kohlendioxid emittieren. Die Senkung der CO₂-Emissionen hätte somit auch eine Senkung anderer umweltbelastender Stoffe zur Folge. Trifft diese Unterstellung nicht zu, so wird dieses entweder gesondert ausgewiesen oder mit dem Indikator *Toxizität* beschrieben.

Zudem hat die Verwendung des Indikators CO₂-Emissionen den Vorteil, dass dafür die Datenbasis umfangreich und gesichert ist. Auch lässt sich damit direkt auf die Klimawirksamkeit von Techniken schließen.

3.1.2 Toxizität

Techniken stellen zunächst eine Kombination von Bauteilen unterschiedlicher Materialien dar. Dies hat zur Folge, dass auch bei vermeintlich ökologisch unbedenklichen, energieerzeugenden Anlagen toxische Stoffe Verwendung finden können. Ein Ziel beim Einsatz neuer Technologien sollte daher sein, dass kein Problem durch ein anderes ersetzt wird und toxische Stoffe weitgehend vermieden werden.

Das Problem vermindert sich allerdings, wenn toxische Stoffe innerhalb eines geschlossenen Kreislaufs zirkulieren. Die korrespondierenden Emissionen und die damit die entstehenden Probleme sind dann (wahrscheinlich) tolerabel. Dies ist jedoch nur bei gleichzeitigem Vorhandensein von entsprechenden Rezykliermöglichkeiten (s.u.) gegeben. Sollten diese nicht gegeben sein, werden beide Kriterien negativ bewertet und erhalten damit ein starkes Gewicht bei der Gesamtbewertung.

In die Bewertung der Toxizität werden neben direkt auf den Menschen wirkenden Stoffen oder Strahlen (Radioaktivität) auch solche Emissionen einbezogen, die nur mittelbar wirken. Zudem erfolgt eine Gewichtung von Problemstoffe. So werden beispielsweise Lösungen wie Salzsäure (HCL) oder Fluorsäure (HF) stärker gewichtet als vergleichsweise schwach wirkende Gase wie Schwefeldioxid (SO₂) oder Stickoxide (NO_x).

3.1.3 Technische Sicherheit

Die Nutzung von Technologien ist immer mit Risiken behaftet. In diesem Fall sollen Unfallrisiken bzw. direkte Risiken des Betriebes für den Menschen bewertet werden. Die Einschätzung der Risiken von Technologien kann nur subjektiv erfolgen, da die Grundlagen eher „weichen“ Datenkriterien genügen. Dabei ist grundsätzlich davon auszugehen, dass insbesondere in Industrieländern ein hoher technischer Sicherheitsstandard realisiert worden ist. Allerdings ist dieser Standard nicht auf die gesamte Welt übertragbar, und so muss auch dieser Aspekt bei der Beurteilung einer Technologielinie seinen Niederschlag finden. Sicherheitsstandards beispielsweise von Deutschland können hier nicht allgemeingültig und somit auch nicht die einzige Grundlage für die folgende Bewertung sein. Auch wird die Sicherheit einer Technologie nicht nur in Bezug auf die eigentliche Nutzung zu bestimmen sein, sondern muss den Kontext der gesamten Nutzungskette beachten.

Zudem soll die technische Sicherheit auch unter dem Kriterium der Anlagen-Verfügbarkeit beachtet werden. Daraus ergibt sich eine Aussage darüber, wie lange die Anlagen im Jahr gewartet werden müssen, um die geforderte Versorgungssicherheit einhalten zu können.

3.1.4 Rezyklierfähigkeit

Industrielle Gesellschaften sind geprägt durch einen hohen Verbrauch von Ressourcen jeglicher Art. Da diese Ressourcen in der Regel nicht-erneuerbar, also endlich sind, muss damit kurz- und mittelfristig sparsam umgegangen werden. Langfristig ist es sogar notwendig, geschlossene Stoffkreisläufe zu schaffen, um Ressourcen nicht völlig zu erschöpfen.

Aber auch aus ökologischen Gründen ist es notwendig, die Ressourcenentnahme aus der Natur zu minimieren. Jeder Abbau natürlicher Rohstoffe ist mit Erdbewegungen, Naturzerstörungen, Energieverbrauch, Wasserverschmutzungen oder toxischen Emissionen verbunden. Aus diesem Grund setzt sich das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie mit stoffstrombedingten Umwelteinwirkungen menschlicher Aktivitäten im sogenannten MIPS-Konzept auseinander (vgl. Schmidt-Bleek et al. 1998).

Mit dem Indikator „Rezyklierfähigkeit“ wird daher bewertet, ob und in welchem Maße im Vergleich zu den anderen Indikatoren es möglich ist, bei der entsprechenden Technologie geschlossene Stoffkreisläufe zu schaffen. Die dafür notwendige Voraussetzung besteht in der Möglichkeit, die verwendeten Materialien oder Anlagenteile zu rezyklieren, wobei zwischen einem Recycling auf gleicher Stufe und einem „down-cycling“ unterschieden werden muss¹⁰⁹. Auch geht mit ein, welcher Aufwand für ein Recycling der jeweiligen Anlagen nötig ist. Dies ist damit zu begründen, dass technisch fast alles möglich ist, der Aufwand oftmals jedoch in keinem guten Verhältnis dazu steht. Die Bewertung schließt allerdings nicht mit ein, ob das potenziell mögliche Recycling heute bereits Anwendung findet.

3.1.5 Ressourcensicherheit

Die sichere Versorgung mit Ressourcen ist eine unabdingbare Voraussetzung für das Funktionieren von Gesellschaften. Unter den damals schockierenden Einflüssen der 1. Ölkrise

¹⁰⁹ Bei einem down-cycling können keine Produkte auf der gleichen Ebene wie das Ausgangsprodukt entstehen, sondern nur minderwertigere. Ein bekanntes Beispiel sind Bänke in Parkanlagen, die aus hochwertigen, aber nicht Sorten rein gesammelten Kunststoffprodukten rezykliert worden sind (vgl. auch Abschnitt 2.1.6).

1973/74 wurde diesem Gesichtspunkt in der Energiepolitik Deutschlands noch größerer Wert zugesprochen, und alle energiepolitischen Entscheidungen haben sich diesem Kriterium zu stellen.

Der hier benutzte Indikator Ressourcensicherheit behandelt jedoch nicht nur den sicheren Zugang zu bestehenden Ressourcen, sondern auch deren Verfügbarkeit aufgrund natürlicher Faktoren, also deren Potenziale¹¹⁰.

Aufgrund politischer oder natürlicher Aspekte kann sich die Ressourcensicherheit über die Zeit verändern. Daher ist der Indikator aufgeteilt worden: einerseits wird die kurzfristige Verfügbarkeit bewertet, andererseits deren langfristige Entwicklung. Die kurzfristige Verfügbarkeit ist demnach ein Indikator dafür, in welchem Maße Ressourcen in der Natur noch vorhanden sind und wie der Zugang zu ihnen beschaffen ist. Hingegen wird bei der langfristigen Bewertung ausgedrückt, ob sich politische oder natürliche Faktoren ändern und zu einer anderen Bewertung zwingen. Heimische und europäische Energieträger werden grundsätzlich besser bewertet als außer-europäische.

3.1.6 Interne Kosten

Die Beurteilung der Strom- oder Wärme-Gestehungskosten, hier mit *interne Kosten* bezeichnet¹¹¹, von Technologien hat entscheidenden Einfluss auf deren Einsatz. Im Rahmen eines vergleichenden Technologie-Screenings wie auch von Szenarienuntersuchungen können solche Beurteilungen allerdings nur begrenzt vorgenommen werden, da sich in der Praxis jeder Fall anders darstellt. Aspekte wie die Frage nach dem Betreiber, die mögliche Nutzung von Wärme in gekoppelten Prozessen, die lokalen Energieträgerpreise, die Nutzung sonstiger Dienstleistungen des Strom- oder Wärmeanbieters oder die lokale Wertschöpfung müssen dabei Beachtung finden und können generellen Aussagen zu Technologielinien widersprechen.

Nichtsdestotrotz werden im Folgenden grobe Bewertungen vorgenommen, da sie grundlegende Auskünfte über die Kostenverhältnisse untereinander erlauben – auch wenn in Einzelfällen andere Ergebnisse zu beobachten sind. Geringe Kosten-Unterschiede werden in der Bewertungsskala nur unzureichend erfasst. Solche genauen Analysen wurden in einer Reihe von Untersuchungen vorgenommen und sollen nicht wiederholt werden. Wichtiger ist hier, wie auch bei den anderen vorgestellten Indikatoren, die grundsätzliche Einschätzung, um daraus Gesamtstrategien für Forschung, Entwicklung und Markteinführung ableiten zu können.

Da insbesondere Kosten von dem technischen Stand und der Situation der Markteinführung abhängen, können sich diese binnen weniger Jahrzehnte deutlich ändern. So wird auch hier die Beurteilung in zwei Zeiträume unterteilt: heute und 2030. Zu den zukünftigen Kosten einer Technologie sind naturgemäß nur grobe Schätzungen möglich, die sich auf den Stand und die Kosten der heutigen Produktionstechnologie und deren Verbesserungspotenziale gründen. Bezüglich der szenarioanalytischen Betrachtung von zukunftsfähigen Energiesystemen sind die mittelfristigen Kosten jedoch wichtiger als kurzfristige, so dass hier ein methodi-

¹¹⁰ Eine übliche Einheit für fossile oder nukleare Ressourcen ist die „statische Reichweite“. Damit wird in Zeiteinheiten ausgedrückt, wie lange sie beim heutigen globalen Verbrauch noch zur Verfügung stehen. Da allerdings der Verbrauch dieser Ressourcen im Trend steigt, ist von kürzeren Reichweiten auszugehen.

¹¹¹ Als deutliche Abgrenzung zu *externen Kosten*.

ches Unsicherheitsproblem auftaucht, welches nicht zu beseitigen, aber bei der Interpretation von Ergebnissen zu beachten ist.

Auch bei dieser Bewertung sind die Ergebnisse wieder relativ zu den anderen zu sehen. So kann es durchaus sein, dass sich die Kosten einer Technologie über die nächsten 20 Jahre nicht wesentlich ändern werden, gleichzeitig aber die relative Bewertung aufgrund höherer oder niedrigerer Kosten bei den Vergleichstechnologien entsprechend angepasst erfolgen muss.

Externe Kosten, wie sie durch alle Technologien anfallen, werden hier nicht betrachtet, da sie kaum zu beziffern sind. Dies hat allerdings zur Folge, dass die fossile und nukleare Energieumwandlung im Vergleich zu den erneuerbaren Energieträgern besser abschneidet als es tatsächlich der Fall sein dürfte. Mit der Bewertung von Technologielinien anhand eines Kriterienmixes, der an dem Ziel der Nachhaltigkeit orientiert ist, wird jedoch indirekt eine Anrechnung externer Kosten vorgenommen.

3.1.7 Gesellschaftliche Verträglichkeit

Während der Rio-Konferenz 1992 wurde festgestellt, dass die anstehenden Herausforderungen bezüglich einer zukunftsfähigen Entwicklung nur dann gelöst werden können, wenn alle gesellschaftlichen Kräfte in einen gemeinsamen Prozess integriert werden. Aber nicht nur korporative Akteure, auch der einzelne Bürger soll Gehör finden und sich in lokale Prozesse direkt einkoppeln können. Um dieser Forderung Gewicht zu verleihen, wurde eigens ein Kapitel zur Lokalen Agenda 21 innerhalb des Gesamtdokuments zur Agenda 21 verfasst.

Der Schutz des Klimas wurde wiederum als eine der ersten zentralen Aufgaben angesehen, um die sich die Weltgemeinschaft zu kümmern habe. Damit erfuhr das Thema Energie besondere Aufmerksamkeit und steht seitdem im Zentrum nationaler und internationaler Konferenzen und Aktivitäten.

Gerade in diesem Themenfeld aber ist eine Diskrepanz zwischen den Forderungen nach Bürgerbeteiligung und den tatsächlichen Entwicklungen im Energiebereich zu sehen. So führt beispielsweise die zunehmende Konzentrierung im Stromsektor zu Entscheidungen, die immer weniger transparent sind und daher von Bürgern nicht überblickt werden können. Insofern kann das Instrument der Lokalen Agenda 21 genau in dem Sektor nicht greifen, der im Fokus der Betrachtungen steht.

Die Rio-Konferenz forderte die Staaten auf, partizipative Prozesse zu initiieren und zu unterstützen. Dies bedeutet jedoch nicht nur, die eigentlichen Prozesse zu entwickeln, sondern auch in anderen Politikfeldern dafür Sorge zu tragen, dass diese Prozesse erfolgreich sein können. Berühren Entscheidungswege Lokale Agenda 21 Prozesse nicht oder nur kaum, dann werden die Prozesse zu sogenannten „Alibi-Veranstaltungen“. Dies bedeutet im Energiebereich zunächst, Entscheidungsstrukturen so zu organisieren, dass partizipative Elemente Bestandteil sind.

Eine andere Option besteht in der gezielten Förderung von Technologien, die „gesellschaftlich verträglich“ sind. Gesellschaftliche Probleme, zu denen auch die Umweltverschmutzung gehört, sind nur durch sie selbst wieder zu lösen. Dies bedeutet, dass auch Technologien so beschaffen sein müssen, dass der Bürger Einfluss auf deren Verwendung haben muss. So wurde in der Studie „Zukunftsfähiges Deutschland“ unter anderem als Ziel an die Politik definiert,

dass die Geschwindigkeit demokratischer Prozesse dem Bürger angepasst werden muss und die Politik ihn einbinden sollte (BUND/Misereor 1995).

Technologien selbst sind aber nicht wertfrei, es liegt im Wesen einiger Technologien, sich demokratischen Prozessen zu entziehen. Dies ist überall dort der Fall, wo hohe Investitionssummen und eine hohe Marktkonzentration auszumachen sind. Dann werden Entscheidungen in kleinen Zirkeln getroffen, die die Ressourcen besitzen, sich mit solchen Technologien wirtschaftlich zu befassen. Nur bei dezentralen Einheiten sind Bürger in der Lage, sich selbst einzubringen und Entscheidungen zu beeinflussen. Daher können Technologien auch Demokratisierungseffekte haben, wie in zwei Beispielen gezeigt werden soll:

Bisher war der Bürger allenfalls Verbraucher von Energie. Mittlerweile kann er aber auch als Betreiber kleiner Anlagen (z.B. PV-Anlagen) auftreten und gewinnt durch seine Fürsorgepflicht ein anderes Verhältnis zur Energiewirtschaft. Aber auch sein Einfluss wird deutlich größer, da er nun auch als Konkurrenz zu den klassischen Energieversorgungsunternehmen verstanden werden kann. Diese Doppelrolle ist allerdings nur dann einzunehmen, wenn der Einfluss der eigenen Entscheidungen spürbar bleibt. Die mögliche Ausübung von Aktionärsrechten bei einem großen EVU geht über die kleinräumliche Begreifbarkeit des Menschen hinaus, zu treffende Entscheidungen bezüglich der eigenen PV-Anlage allerdings nicht.

Insbesondere in der 3. Welt tragen dezentrale Strukturen zum sogenannten *Empowerment* bei. In kleineren Strukturen finden sich Dorfbewohner wieder, diese können sie überblicken und beeinflussen. Dabei wird oftmals deutlich, dass in einem bestimmten Bereich Abhängigkeitsstrukturen durchbrochen worden sind, und dies wirkt sich wiederum auf alle anderen Lebensbereiche aus. Bei Technologien, die aufgrund ihrer Kapitalintensität nur wenigen Akteursgruppen offen stehen, werden bestehende Machtstrukturen gefestigt und widersprechen damit den Zielen und Methoden der Agenda 21.

Bei der hier vorzunehmenden Bewertung steht also die Frage im Vordergrund, ob Technologien eher dezentralen oder eher zentralen Charakter haben, ob sie vom Bürger überschaut werden können und ob dieser prinzipiell direkt Einfluss auf deren Nutzung nehmen kann.

3.2 Rohstoffe zur Endenergieerzeugung

3.2.1 Braunkohle

Braunkohle stellt für die deutsche Energiewirtschaft einen besonders wichtigen Rohstoff dar, da Deutschland der weltweit größte Braunkohleproduzent ist¹¹². Seit Mitte des vorletzten Jahrhunderts wird Braunkohle gewonnen und schon seit Anfang des letzten Jahrhunderts für die Elektrizitätserzeugung genutzt (Kraftwerke Lauchhammer, Hirschfelde). Mittlerweile findet Braunkohle in vielen Regionen der Erde als Energieträger Verwendung, wobei sich in der Regel, im Unterschied zu Steinkohle, ein Transport der Braunkohle über größere Entfernungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen verbietet.

¹¹² Diese Position hatte zuvor die ehemalige DDR inne (Müller 1998b).

Weltweit wurden Anfang der 90er Jahre etwa 1052 Mio. t (941 Mio. t) gefördert, davon rund 27 % (21 %) oder entsprechend 279 Mio. t (193 Mio. t) in Deutschland¹¹³. Weitere große Produzenten sind die ehemalige GUS mit 155 Mio. t (Russland mit 92 Mio. t), Tschechien 84 Mio. t (58 Mio. t), USA 79 Mio. t (79 Mio. t), Polen 70 Mio. t (63 Mio. t) und Griechenland 54 Mio. t (58 Mio. t).

Die Weltvorräte der vermeintlich wirtschaftlich gewinnbaren Braunkohle werden mit 523 Mrd. t oder 174 Mrd. t SKE ausgewiesen (nach Rheinbraustudie 1997 512 Mrd. t, zitiert nach Müller 1998b). Die größten Mengen befinden sich in den ehemaligen GUS-Staaten (26 %) und China (23 %), gefolgt von Europa mit 20 % (105 Mrd. t). Davon wiederum entfällt mit 56 Mrd. t der größte Anteil auf Deutschland, was 11 % der Weltvorräte entspricht. Bei diesen Daten handelt es sich allerdings eher um überhaupt gewinnbare Ressourcen, also um solche, die oberflächennah abgebaut werden können. Wie die jüngsten Entwicklungen der Energiewirtschaft zeigen, sind auch diese bereits nicht wirtschaftlich nutzbar.

Aus den oben genannten Zahlen lassen sich statische Reichweiten bestimmen. Ausgehend von dem weltweiten Verbrauch des Jahres 1991 ist Braunkohle technisch somit noch knapp 500 Jahre nutzbar. Bei den derzeitigen deutschen Produktionszahlen wären die Reserven „bereits“ nach 280 Jahren aufgebraucht. Wie an diesen statischen Reichweiten zu erkennen ist, handelt es sich bei der Braunkohle um einen Energieträger, der zwar endlich ist, aber noch eine Reihe von Generationen zur Verfügung stehen wird.

Nachteilig wirkt sich bei Braunkohle nicht nur der hohe spezifische Kohlenstoffgehalt, sondern auch die relativ hohen Anteile von Spurenelementen und v.a. von Schwefel aus. Dies hat zur Folge, dass der spezifische Energiegehalt von Braunkohle geringer ist (Wirkungsgradverschlechterung!) als bei anderen fossilen Rohstoffen und erhebliche Maßnahmen unternommen werden müssen, um ein geeignetes Feuerungsverhalten sicherzustellen sowie die Rauchgase zu reinigen. In diesen Nachteilen liegt vornehmlich begründet, dass Braunkohle im Vergleich zu anderen fossilen Energien einerseits wirtschaftlich schlechter beurteilt wird und andererseits ökologisch bedenklich ist.

3.2.2 Steinkohle

Wie Braunkohle wird auch Steinkohle im größerem Umfang seit Anfang des letzten Jahrhunderts zur elektrischen Energieerzeugung genutzt. Steinkohle ist heute nach Erdöl der weltweit zweitwichtigste Energieträger und wird auch in Deutschland weiterhin intensiv genutzt. In vielen liberalisierten Energiemärkten, die zumindest mit Luftreinhaltevorschriften flankiert sind, ist jedoch eine Entwicklung festzustellen, die zum verstärkten Einsatz weniger kohlenstoffintensiver Rohstoffe führt. Allerdings sind weltweit auch gegenläufige Tendenzen zu erkennen, so zum Beispiel in China, wo zunehmend auf den dort heimischen Energieträger Kohle gesetzt wird.

Die Weltkohlenförderung betrug 1995 etwa 3,6 Mrd. t, wovon China allein rund 1,24 Mrd. t produzierte (Müller 1998b). 11 % der weltweiten Steinkohle wurden im Seeverkehr gehandelt (1995: 410 Mio. t), davon waren 241 Mio. t als Kesselkohle für Kraftwerke gedacht. Die

¹¹³ Die Werte dieses Abschnittes sind (Müller 1998b) entnommen und beziehen sich für das Jahr 1991 auf die Internationale Energie Agentur, Paris, die Angaben in Klammern für das Jahr 1995 auf die Rheinbraunstudie „Braunkohle International“.

wichtigsten Exportländer für Kraftwerkskohle waren Australien (62 Mio. t), Südafrika (53 Mio. t), USA (27 Mio. t), Indonesien (23 Mio. t) und China (21 Mio. t).

Ein hoher Anteil der geförderten Kohle wird im Gegensatz zur deutschen Kohle, die hauptsächlich im Bergbau im Ruhrgebiet und an der Saar abgebaut wird, im Tagebau gewonnen. Dementsprechend sind die Kosten der Kohle in den meisten Ländern sowie auf dem internationalen Markt deutlich günstiger als die der heimischen Steinkohle. Für 1996 stellten sich diese beispielsweise folgendermaßen dar (Handelsblatt 1997):

Deutschland	292,- DM/t SKE
Australien	82,- DM/t SKE
USA	73,- DM/t SKE
Südafrika	58,- DM/t SKE
Indonesien	56,- DM/t SKE

Aus diesem Grund ist Importkohle für den deutschen Verbraucher seit vielen Jahren sehr begehrt, und ohne entsprechende Schutz- und Subventionierungsprogramme (so der abgeschaffte Kohlepennig, Jahrhundertvertrag, Kohlebeihilfe etc.) würde wahrscheinlich schon seit langem kein Abbaubetrieb in Deutschland mehr existieren.

Die Weltsteinkohlevorräte betragen rund 780 Mrd. t SKE. 27 % dieser Menge befinden sich in Nordamerika, 21 % in den ehemaligen GUS-Staaten und 12 % in China. Bei der heutigen Förderung ergibt sich daher eine statische Reichweite von etwa 220 Jahren. In China werden bei der heutigen Förderung, also ohne Zugrundelegung der erwarteten Steigerung, jedoch bereits nach rund 70 Jahren alle heute wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte aufgebraucht sein.

Steinkohle ist der fossile Energieträger mit dem zweithöchsten spezifischen Kohlenstoffanteil. Zudem variieren auch hier die Schwefelanteile erheblich, so dass entweder ökologische Schäden in Kauf genommen („Saurer Regen“) oder kostenintensive Rauchgasreinigungsanlagen installiert werden. Zudem besitzen gängige Anlagen gegenüber Kraftwerken auf Erdgasbasis deutlich geringere Wirkungsgrade. In nicht ganz so deutlicher Ausprägung, allerdings mit gleicher Tendenz wie bei den Braunkohlekraftwerken, ist daher auch bei Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu erdgasbetriebenen Kraftwerken eine zunehmende Verschlechterung der ökonomischen Situation festzustellen.

3.2.3 Uran

Die friedliche Nutzung von Uran stellt die von allen derzeit am Markt verfügbaren Technologien die jüngste Form der Energieumwandlung dar und wird erst seit den 50er Jahren des 20. Jahrhunderts angewendet. Bei allen Prozessen, die in der Kernenergie zur Anwendung kommen, ist Uran der eigentliche Ausgangsstoff¹⁴.

Uran hat aus ökologischer Sicht den Vorteil, kohlenstofffrei zu sein und somit bei der Nutzung kein Treibhausgas zu entwickeln¹⁵. Im Folgenden wird jedoch aufgezeigt, wie vielschichtig das Thema Kernenergie ist und welche Bewertung sich daraus ergibt.

¹⁴ Nur beim sog. Schnellen Brüter kann Plutonium zum Einsatz kommen, welches aber wiederum in Kernkraftanlagen aus einem Uranisotop entstanden ist.

¹⁵ Lediglich beim Abbau und der Vorkette (vor der eigentlichen Nutzung im Kraftwerk) fallen geringe CO₂-Emissionen an.

1996 wurden weltweit 36200 t Uran gefördert, wobei Kanada mit 11600 t Uran der größte Produzent ist gefolgt von Australien mit knapp 5000 t¹⁶. Seit Anfang der 90er Jahre ist die Produktion in den ehemaligen GUS-Ländern deutlich zurückgegangen und wurde hauptsächlich durch eine Verdopplung der australischen Produktion und eine kontinuierliche Produktionssteigerung in Kanada von rund 8000 t im Jahr 1990 auf 11600 t im Jahr 1996 aufgefangen. Nichtsdestotrotz liegt die Produktion in den ehemaligen GUS-Staaten heute immer noch bei ca. 7000 t U pro Jahr (gegenüber 10500 t im Jahr 1991). Weitere große Förderländer sind der Niger (1996: 3300 tU), Namibia (2500 tU) und die USA (2400 tU). Die kumulierte Förderung seit dem Beginn der industriellen Urannutzung beträgt knapp 1.8 Mio. t Uran.

Die Vorkommen werden bei Uran unterteilt in die sog. "reasonably assured resources" (RAR) und die sog. "estimated additional resources I" (EAR-I). RAR stellen somit die sicheren Reserven dar, unter EAR I werden geschätzte zusätzliche sichere Reserven verstanden. Dabei handelt es sich um bekannte Lagerstätten, deren Ausmaß geschätzt worden ist. Zudem werden zwei weitere Einschätzungen unternommen, die allerdings stark spekulativen Charakter haben und daher auch von der Uranindustrie selber kaum beachtet werden (Barthel 1997).

Bei den RAR- wie auch den EAR I-Abschätzungen werden getrennte Werte für bestimmte Förderkostenbereiche angegeben. So werden für den heute wichtigen Bereich bis zu 80 US\$ pro kg Uran 2,5 Mio. tU (RAR) bzw. 0,7 Mio. tU (EAR I) und für den Bereich bis zu 130 US\$/kgU 3,4 Mio. t (RAR) bzw. 1,1 Mio. t (EAR I) ausgewiesen. Im Bereich der sicheren Reserven (RAR) haben v.a. Australien und Kasachstan die mit Abstand größten Vorkommen, allerdings sind die Vorkommen auf alle Regionen der Erde relativ gleichmäßig verteilt (s. Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: Weltweite Uran-Reserven aufgeteilt nach Regionen

Region	RAR	EAR I	Total
Afrika	584	188	772
Nord-Amerika	721	50*	771
Süd-Amerika	173	105	276
Asien	853	381	1234
Europa	334	176	510
Australien	715	180	895
Gesamt	3383	1080	4463

* Die USA unterteilen nicht nach EAR I und weiteren spekulativen Abschätzungen. Daher hat (Barthel 1997) eigene überschlägige Abschätzungen für EAR I vorgenommen.

Wird der Gesamtwert aller zur Zeit unterstellten und relativ gesicherten Ressourcen im Verhältnis zur gegenwärtigen Produktion gesehen, so ergibt sich für Uran eine statische Reichweite von etwa 120 Jahren. Es handelt sich somit um einen Energieträger, der eine deutlich geringere Reichweite aufzuweisen hat als Kohle. Bereits die statische Reichweite beträgt lediglich 2 bis 3 Kraftwerksgenerationen. Aufgrund der gleichmäßigen regionalen Verteilung ist aber kaum mit geostrategischen Endpässen in der Uranversorgung zu rechnen.

¹¹⁶ Die Zahlen dieses Abschnittes stammen aus (Müller 1998b) und (Barthel 1997).

Wie wichtig allerdings das Ressourcenproblem angesehen worden ist, zeigt folgende Äußerung: „Brütende Reaktoren sind in einem Energiesystem, das langfristig auf Kernenergie setzt, deshalb notwendig, weil die Vorräte an Kernbrennstoffen beim Einsatz in Leichtwasserreaktoren ähnlich begrenzt sind wie die Vorräte an fossilen Energieträgern und vom Energieinhalt her nur etwa die Größenordnung der Ölvorräte erreichen.“ (Bauerschmidt 1985: 112). So war Mitte der 80er Jahre die einhellige Meinung bei Atomwissenschaftlern. Mittlerweile stellte sich jedoch heraus, dass insbesondere die Brütertechnologie kaum zu beherrschen ist, hohe Kosten verursacht und große Sicherheitsprobleme aufwirft, so dass die Entwicklung eingestellt worden ist. Das Ressourcenproblem bleibt somit bestehen.

3.2.4 Erdöl

Erdöl¹¹⁷ hat in der Weltenergiewirtschaft die bedeutendste Position unter allen Energieträgern. Dies liegt vor allem an drei Faktoren, die sich zum Teil überschneiden: Erstens hat Erdöl den größten Anteil am globalen Primärenergieverbrauch (Lovins und Hennicke 1999), zweitens ist eine sehr enge Verknüpfung mit dem für Volkswirtschaften so wichtigen Verkehrssektor festzustellen und drittens werden die Preise auf dem gesamten Energiemarkt im Wesentlichen von den Rohölpreisen beeinflusst (Müller 1998b: 189).¹¹⁸

Erdöl kann in unterschiedlichster Form in der Natur vorkommen oder aus der Natur gefördert werden. Neben den konventionellen Lagerstätten, aus denen Rohöl in flüssiger Form gewonnen wird, existieren die sogenannten unkonventionellen Vorkommen, die Schweröle, Ölsande und Ölschiefer enthalten. Für alle dieser Vorkommen wurden in der Vergangenheit umfangreiche Untersuchungen bezüglich der Potenziale und Förderkosten durchgeführt. In der folgenden Darstellung erfolgt eine Konzentration auf die konventionellen Vorkommen, da ausschließlich diese eine hohe kommerzielle Bedeutung besitzen und sich auch in Zukunft an dieser Situation wenig ändern dürfte¹¹⁹.

Das Erdölgeschäft gliedert sich wie das Gasgeschäft in einen upstream- und einen downstream-Bereich. Zum upstream-business gehören die Stufen Erkundung, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten, zum downstream-business Transport und Verarbeitung des geförderten Rohöls sowie Distribution der Mineralölprodukte an die Endverbraucher im Verkehr (Benzin, Diesel), in der Wärme- und Stromerzeugung (Heizöl leicht/schwer) sowie in der Industrie (Schmierstoffe, Petrolkoks, Bitumen, Kohlenwasserstoffe als Chemierohstoffe). In diesem Komplex bilden der Handel mit Rohöl und der Handel mit Mineralölprodukten die wichtigsten Teilmärkte.

Konventionelle Lagerstätten sind solche, aus denen das Erdöl aufgrund eines in der Lagerstätte vorhandenen Überdrucks durch bloßes Anbohren austritt. Dieser Typ ist die bis heute kommerziell wichtigste Art von Vorkommen; so stammen beispielsweise etwa 90 % des 1993 geförderten Erdöls aus konventionellen Lagerstätten. Im Gegensatz zum Erdgas, wo die La-

¹¹⁷ Als Erdöl werden im Folgenden alle flüssigen Kohlenwasserstoffe bezeichnet, die in unterirdischen Vorkommen lagern und als Rohöl (bzw. dessen Derivate) auf dem Markt angeboten werden. Synonym wird gelegentlich auch die Bezeichnung Mineralöl bzw. Mineralölprodukte (für Erdölderivate) verwendet.

¹¹⁸ Aufgrund dieser Marktstellung und der Komplexität des Themas Erdöl wurde eine eigene Untersuchung (wie auch zum internationalen Erdgasmarkt) durchgeführt, die vollständig in den Anhang aufgenommen worden ist. Ergebnisse dieser Untersuchung fließen an verschiedenen Stellen in den Haupttext mit ein.

¹¹⁹ Die Förderkosten und ökologischen Auswirkungen der unkonventionellen Arten liegen weit über denen der konventionellen Vorkommen.

gerstätten durch Anbohren nahezu vollständig entleert werden können, erreicht der natürliche Entölungsgrad nur zwischen 5 und 50 %, abhängig von den physikalisch-chemischen Eigenschaften des Erdöls und den geologischen Bedingungen in der Lagerstätte. Im globalen Durchschnitt wird lediglich eine Förderquote von 20 % erreicht. Durch Anwendung verbesserter Gewinnungsverfahren (sog. *improved* oder *enhanced oil recovery methods*) kann die Förderquote jedoch bis auf 65 % gesteigert werden. Diese Verfahren werden unterschieden in

- Mischgas-Fluten (36 % der Anwendungsfälle, 8-40 US\$/Barrel Onshore Kosten),
- thermische Verfahren (57 %, 8-20 US\$/Barrel) und
- chemische Verfahren (7 %, 8-28 US\$/Barrel).

Lagerstätten werden sequentiell ausgebeutet, d.h. zuerst mit primären Fördertechniken, die den bestehenden Lagerstättendruck ausnutzen; später mit sekundären Verfahren wie Wasser- oder Gasfluten und zuletzt mit tertiären Gewinnungstechniken wie chemischen oder thermischen Verfahren. Aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise für Erdöl sind gegenwärtig die tertiären Fördermethoden nur dann wirtschaftlich, wenn die Feldesentwicklung von Beginn der Förderung an optimal auf die technischen Erfordernisse der *improved oil recovery methods* abgestimmt wird. Nachträglich begonnene tertiäre Verfahren können oft nicht einzelwirtschaftlich gerechtfertigt werden. Dies gilt auch für die Förderung in der Nordsee, zumal Offshore die Kosten für tertiäre Gewinnungsmethoden noch höher liegen als Onshore¹²⁰. Ob und welche *improved oil recovery methods* wirtschaftlich vertretbar sind, ist stets eine Einzelfallentscheidung, da die konkreten geologischen und logistischen Standortbedingungen eine entscheidende Rolle spielen. Zur Zeit werden etwa 100 Mio. t/a (entspricht 3 % der Welterdölförderung) mittels *improved oil recovery methods* gewonnen (BGR 1995: 45ff).

Wichtige Kenndaten der konventionellen Erdölvorkommen sind folgende¹²¹:

Kumulierte Förderung	101 Mrd. t (32 %)
Reserven	136 Mrd. t (44 %)
Ressourcen	76 Mrd. t (24 %)
Gesamtaufkommen	313 Mrd. t (100 %)

Die Jahresförderung betrug 1995 ca. 3,6 Mrd. t, die statische Reichweite folglich etwa 43 Jahre. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Ressourcen erhöht sich der Wert auf 65 Jahre.

Bei der Betrachtung der Reserven und Ressourcen ist jedoch zu beachten, dass diese nur Anhaltswerte darstellen können. Beispielsweise würde die Erhöhung des durchschnittlichen Entölungsgrades um einen Prozentpunkt die Reserven um 5.500 Mio. t erhöhen.

Aus der folgenden Darstellung der Vorkommens-, Förder- und Verbrauchsverteilung nach Weltregionen wird ersichtlich, dass es eine eindeutige Abgrenzung in Förder- und Verbrauchsregionen gibt. Während der Nahe Osten über zwei Drittel der Weltvorräte verfügt,

¹²⁰ z.B. aufgrund höherer Beschaffungskosten von Flutgasen und höherer Unterhaltskosten von Offshore-Anlagen

¹²¹ Kumulierte Förderung: Gesamtförderung seit dem Beginn der menschlichen Nutzung von Erdöl. Reserven sind die Vorkommen, die unter heutigen Gegebenheiten (Markt, Technik etc.) wirtschaftlich gewinnbar sind, Ressourcen diejenigen, die sicher nachgewiesen, aber noch nicht wirtschaftlich gewinnbar sind.

die zu den weltweit niedrigsten Förderkosten gewinnbar sind und gegenwärtig mit 30 % zur Weltförderung beitragen, vereinen Westeuropa und Nordamerika zusammen die Hälfte des Welterdölverbrauchs in sich, aber nur ein Viertel der Förderung und ein knappes Zehntel der Vorräte.

Tabelle 3.3: Regionaler Vergleich von Erdöl Daten 1993

		Naher Osten	Ehem. GUS	Nordamerika	Westeuropa	Deutschland
Reserven	Mio. t	90.100	7.700	10.800	2.264	50
Ressourcen	Mio. t	16.000	13.600	12.300	2.100	20
Förderung	Mio. t/a	921	390	660	240	3
Förderkosten	\$/Barrel	2-5	5-15	5-25	10-20	k.A.
Stat. Reichweite ¹	a	98	20	16	9	16
Verbrauch	Mio. t/a	173	275	940	650	130
Selbstversorgung ²	a	520	28	12	3,5	0,4

¹ Verhältnis aus Reserven zu Förderung

² Verhältnis aus Verbrauch der Region zu Reserven. Stellt ein Maß der Unabhängigkeit von Dritten dar.

Quelle: (BGR 1995)

Wie in Tabelle 3.3 weiterhin zu erkennen ist, befinden sich die westlichen Industrieländer auf einem Pfad zunehmender Abhängigkeit vom Nahen Osten. Einerseits liegen die statischen Reichweiten der Vorkommen in den USA und Westeuropa in sehr kurzen Zeiträumen, die sich auch nicht unter Einbeziehung der zum Untersuchungszeitpunkt noch unwirtschaftlichen Ressourcen wesentlich ändern, und andererseits sind die Zeiträume einer möglichen Selbstversorgung äußerst kurz (insbesondere in Westeuropa). Geostrategische Aspekte werden somit zunehmend wichtiger und der potenzielle Einfluss der Staaten des Nahen Ostens zumindest aus diesem Aspekt heraus zunehmend größer.

3.2.5 Erdgas

Naturgase sind Gemische verschiedener natürlich entstandener Gase. Die für die wirtschaftliche Nutzung wichtigsten Bestandteile sind vor allem die unter Normbedingungen gasförmigen Kohlenwasserstoffe Methan, Ethan, Propan und Butan. Daneben können auch höhere Kohlenwasserstoffketten im Naturgas enthalten sein, die sich bei der Förderung als Kondensat abscheiden. Die häufigsten Fremdstoffe sind Stickstoff, Kohlendioxid, Schwefelverbindungen und Wasser, manchmal auch Helium.

Da marktfähige Naturgase bestimmten Qualitätsanforderungen hinsichtlich Brennwert und Fremdstoffanteilen genügen müssen, wird das geförderte Rohgas meist vor dem Verkauf in Gasaufbereitungsanlagen gereinigt. In Deutschland wird vorwiegend H-Gas angeboten, das sich durch einen sehr hohen Energiegehalt¹²² (ca. 10,5 kWh/m³) auszeichnet (Cerbe 1988).

¹²² Bei Angaben zum Energiegehalt von Erdgas wird manchmal der Brennwert und manchmal der Heizwert verwendet. Beim Brennwert (früher: oberer Heizwert) wird die gesamte Wärmemenge erfasst, die bei der Verbrennung eines Energieträgers freigesetzt wird, einschließlich der Kondensationswärme des bei der Verbrennung entstehenden Wasserdampfes. Im Heizwert (früher: unterer Heizwert) ist die Kondensationswärme nicht mit berücksichtigt. Der Brennwert liegt etwa 10 % über dem Heizwert.

Erdgas lässt sich in fünf Arten einteilen:

- Konventionelles Erdgas
- Erdölbegleitgas
- Flözgas (Grubengas)
- Andere Arten unkonventioneller Erdgase
- Technisch gewinnbare Gase

Unter *konventionellen Erdgaslagerstätten* werden solche verstanden, die durch bloßes Anbohren der gashaltigen Schichten extrahiert werden können und nur geringe Mengen an Kondensat enthalten. Vorkommen dieser Art lagern unter hohem Druck in einem porösen Speichergestein, das von einer gasundurchlässigen Schicht abgedeckt wird. Die Förderquote beträgt im Durchschnitt etwa 85 % und liegt damit deutlich über der des Erdöls. Gas aus konventionellen Lagerstätten besitzt einen Marktanteil von etwa 90 % an der gesamten gehandelten Gasmenge. Aufgrund dieser marktbeherrschenden Stellung wird daher im Folgenden, nach einer kurzen Erläuterung der anderen Gasarten, eine Konzentration auf dieses Erdgas erfolgen.

Erdölbegleitgas tritt als Begleiterscheinung bei der Förderung von Erdöl auf. Es kommt als Gaskappe über dem Erdöl und/oder im Erdöl gelöst vor, wobei sich die gelösten Anteile bei der Förderung aufgrund der Druckerniedrigung aus der flüssigen Phase abscheiden. In der Vergangenheit wurde das anfallende Erdölbegleitgas oft vollständig abgefackelt, heute wird es zum Teil auch reinjiziert, um den Lagerstättendruck aufrecht zu erhalten. 1990 wurden weltweit rund 105 Mrd. m³ Erdölbegleitgas abgefackelt (BGR 1995: 151), was dem damaligen Erdgasverbrauch von Deutschland, Frankreich und Belgien entsprach. In der bisherigen Geschichte der Ölförderung sind schätzungsweise insgesamt etwa 7.000 bis 8.000 Mrd. m³ abgefackelt worden (BGR 1995).

Flözgas ist ein sehr methanhaltiges Gas und wird dem sogenannten „unkonventionellen Erdgas“ zugeordnet¹²³. Es tritt in zumeist adsorbierter Form in allen Hartkohleflözen auf, wobei Gasgehalt der Kohle sowie dessen chemische Zusammensetzung je nach Lagerstätte äußerst verschieden sein können. Im Untertage-Kohlebergbau tritt das Flözgas als Sicherheitsrisiko, als sogenanntes Grubengas, in Erscheinung. Deshalb beschränkte sich in der Vergangenheit die Flözgasnutzung auf das Absaugen des gefährlichen Grubengases (mit anschließender thermischer Verwertung bzw. nachfolgendem Abfackeln).

Als *Andere Arten unkonventioneller Erdgase* werden alle Naturgase bezeichnet, die sich nicht in die zuvor genannten Kategorien einordnen lassen. Dazu gehört vor allem das *tied gas*, welches nicht durch bloßes Anbohren der Lagerstätte gewonnen werden kann. Gasvorkommen dieser Art sind in Speichergesteinen gefangen, die eine geringe natürliche Durchlässigkeit für Erdgas haben. Geeignete Stimulationsverfahren (Rissbildung) ermöglichen es jedoch, auch aus solchen Lagerstätten Erdgas zu extrahieren. Vorwiegend aus politischen Gründen (Versorgungssicherheit, USA) werden bereits heute manche Lagerstätten dieser Art ausgebeutet. Weitere Arten unkonventioneller Erdgase (Erdmantel-, Hydrat-, Aquifer-Vorkommen) werden trotz ihrer riesigen Potentiale in den nächsten 50 Jahren wahrscheinlich keine nennenswerte Rolle spielen, da einerseits ihre Erschließungskosten zu hoch liegen und andererseits geologi-

¹²³ d.h. dass es mit konventionellen Technologien wirtschaftlich nicht nutzbar ist.

sche und klimatologische Instabilitäten bei bisherigem Kenntnisstand nicht ausgeschlossen werden können¹²⁴.

Unter *Technisch gewinnbare Gase* fallen die aus Kohle, Ölschiefer, Biomasse etc. auf technischem Wege erzeugbaren Erdgas-Substitute. Darin eingeschlossen sind die heute großtechnisch genutzten Kokerei- und Stadtgase („Wassergas“).

Aus Felsspalten austretendes Naturgas ist seit Jahrtausenden bekannt. Es diente aber nur in China zu wirtschaftlichen Zwecken, ansonsten wurde es zumeist als *ewige Flamme* zu kultischen Handlungen verwendet. Eine Nutzung größerer Mengen begann erst Ende des 18. Jahrhunderts in den USA, das bis zum Zweiten Weltkrieg das einzige Land mit nennenswerter Erdgasnutzung blieb. In den europäischen Staaten wurde als gasförmiger Energieträger bis zu diesem Zeitpunkt meist nur das aus Kohle technisch erzeugte Stadtgas verwendet. Erst nach 1945 setzte sich Erdgas als Primärenergiequelle und Rohstoff zunächst für die chemische Industrie zunehmend durch. Seitdem hat Erdgas eine stetige Verbrauchssteigerung zu verzeichnen und wird zunehmend als der wichtigste Primärenergieträger im stationären Sektor angesehen. Dies liegt vornehmlich an folgenden Vorteilen:

- Kostengünstige Förderung
- Technisch einfacher Transport
- Hoher spezifischer Energiegehalt
- Hohe erreichbare Wirkungsgrade (Kostenvorteil)
- Hohe Reinheit (geringer Reinigungsaufwand auf Input- wie Outputseite)

Die bis Ende 1993 nachgewiesenen, sicher und wirtschaftlich gewinnbaren Erdgasvorräte (Reserven) betragen weltweit 147.000 Mrd. m³, die zusätzlichen Ressourcen werden auf 220.000 Mrd. m³ geschätzt (s. Tabelle 3.4). Bis 1993 wurden insgesamt fast 51.000 Mrd. m³ kommerziell gefördert und etwa 7.000 bis 8.000 Mrd. m³ abgefackelt.

Die Weltförderung erreichte 1993 knapp 2.200 Mrd. m³/a. Daraus ergibt sich, dass bisher etwa ein Viertel der bisher nachgewiesenen Erdgasreserven aus den Lagerstätten entnommen wurde und die bekannten verbleibenden Reserven bei konstanter Förderhöhe (sog. statische Reichweite) noch 67 Jahre reichen. Allerdings ist auch zu erkennen, dass unter der Voraussetzung höherer am Markt zu erzielender Preise deutlich höhere Mengen (Ressourcen) erschließbar wären.

Tabelle 3.4: Weltweite Reserven und Ressourcen verschiedener Gasarten, Werte in Mrd. m³

Erdgasart	Reserven	Ressourcen	Gesamt
Konventionell	147.000	220.000	367.000
Erdölbegleitgas	-	130.000	130.000
Flözgas	-	130.000	130.000
Tied gas	-	170.000	170.000
Gesamt	147.000	650.000	797.000

Quelle: (BGR 1995)

¹²⁴ Eine eingehende Diskussion aller unkonventionellen Erdgasvorkommen ist in (BGR 1995: 237ff) zu finden.

Zudem ist zu erwähnen, dass die Erde bei Erdgas im Vergleich zum Erdöl noch nicht vollständig und systematisch exploriert worden ist. Daraus könnte sich ergeben, dass eventuell mit deutlich höheren Vorkommen zu rechnen ist.

Bei Betrachtung regionaler Daten fällt auf, dass Nordamerika genau seinen Bedarf durch die eigene Förderung deckt, West- und Osteuropa Nettoimporteure sind, während Nordafrika und die Länder der ehemaligen Sowjetunion¹²⁵ Nettoexporteure sind.

Tabelle 3.5: Regionale Mengenangaben zu konventionellem Erdgas, Werte in Mrd. m³

	Verbrauch	Förderung
Nordamerika	690	690
Westeuropa	310	230
Ehem. SU	660	770
Osteuropa	60	30
Austral-Asien	300	
Naher Osten		120
Nordafrika		70
andere	150	260

Quelle: (BGR 1995: 194f), eig. Berechnungen

Russland ist mit 34 % der Weltvorräte (49.500 Mrd. m³), gefolgt vom Iran mit 14 % (21.000 Mrd. m³), im Besitz der mit Abstand größten Erdgaslagerstätten. Zusammen vereinigen diese beiden Länder nahezu die Hälfte der sicher gewinnbaren Vorräte auf sich. Über weitere nennenswerte Vorkommen verfügen die übrigen Golf-Anrainer (15 %), die NAFTA-Mitglieder (5,7 %), Venezuela (2,7 %), Algerien (2,5 %) sowie in Westeuropa Norwegen (1,9 %), die Niederlande (1,4 %) und Großbritannien (1,1 %). Von den ehemaligen Sowjetrepubliken haben außer Russland nur noch Turkmenistan (1,9 %), Kasachstan (1,3 %), Usbekistan (1,2 %) und die Ukraine (0,7 %) eigene Erdgasvorkommen.

Auch aus dieser Verteilung heraus ergeben sich für die Zukunft geostrategische Konsequenzen, die jedoch nicht so deutlich sind wie beim Erdöl. Insgesamt zeichnet sich allerdings eine sehr starke Konzentration der beiden Energieträger Erdöl und Erdgas in einer Region (Nahe Osten) ab.

3.2.6 Wasser

Angetrieben wird der Wasserkreislauf der Erde durch die Strahlungsenergie der Sonne. Dadurch wird, sehr vereinfachend ausgedrückt, Wasser in Flüssen, Seen und Meeren zum Verdunsten gebracht, es entstehen Wolken, die wiederum abregnen. Das Regenwasser sammelt sich je nach topographischen Gegebenheiten und fließt wieder in Flüsse, Seen und Meere zurück, wo es erneut verdunstet. Etwa 577.000 m³ Wasser bewegen sich jedes Jahr durch diesen Kreislauf (Lehmann und Reetz 1995).

¹²⁵ Genauer ausgedrückt sind unter den ehemaligen Sowjetrepubliken nur Russland (37,2 % der Weltexporte), Turkmenistan (10,6 % der Weltexporte) und Usbekistan (1,7 %) Nettoexporteure, die anderen Republiken sind Nettoimporteure. Zu bemerken bleibt, dass nicht alle ehemaligen Sowjetrepubliken Mitglieder der GUS geworden sind.

Seit vielen Jahrhunderten nutzt der Mensch Teile dieser fließenden Mengen Wasser, um nutzbare Energie zu erzeugen. Schon in der Frühzeit wurde Wasserkraft zur Bereitstellung mechanischer Energie genutzt, die Industrialisierung erfolgte in den ersten Jahrzehnten ausschließlich mit Hilfe von Wasserkraft, und heute liefert diese in vielen Ländern einen wichtigen Beitrag zur Elektrizitätsversorgung (Kaltschmitt und Fishedick 1995).

Die Kosten wie auch die Potenziale sind je nach Technologie oder je nach Region äußerst unterschiedlich. So bewegen sich beispielsweise die Stromerzeugungskosten in Deutschland zwischen 2 und 80 Pfennig, in einzelnen sog. Pumpspeicheranlagen sogar um die 2 DM pro Kilowattstunde. Generelle Kostenaussagen sind daher nur sehr begrenzt möglich.

In der Vergangenheit sind für Deutschland, wie auch bei allen anderen erneuerbaren Energien, eine Reihe von Potenzialanalysen durchgeführt worden. Die daraus resultierenden Werte können heute als relativ gesichert angesehen werden, da auch innerhalb der Wissenschaft keine abweichende Meinung mehr zu vernehmen ist. Demnach liegen die technischen Potenziale einer wassertechnischen Stromerzeugung in Deutschland bei etwa 25 TWh/a. Dabei sind jedoch große regionale Unterschiede gegeben. Im Norden Deutschlands sind nur wenige Nutzungsmöglichkeiten gegeben, wohingegen im Süden beachtliche Potenziale zu finden sind. Mehr als drei Viertel des Gesamtpotenzials liegen in Bayern (55 %) und in Baden-Württemberg (25 %). Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland bedeutet das Gesamtpotenzial einen möglichen Anteil von knapp 5 %. In den letzten Jahren wurden bereits um die 18 TWh/a Strom aus Wasserkraft erzeugt, so dass bereits 75 % des vorhandenen Potenzials ausgenutzt werden. Steigerungen der wassertechnischen Stromerzeugung sind somit nur noch begrenzt möglich.

Auch auf europäischer Ebene werden die bestehenden Wasserkraftpotenziale bereits zu großen Teilen ausgenutzt. Die nächste Tabelle gibt den derzeitigen Nutzungsstand sowie das technische Potenzial ausgesuchter Staaten wieder. Insgesamt ist somit zu erkennen, dass bereits um die 60 % des Gesamtpotenzials ausgeschöpft worden sind¹²⁶.

Tabelle 3.6: Nutzung und Potenziale europäischer Staaten

Land	Stromerzeugung aus Wasserkraft [TWh/a]	Technisches Potenzial [TWh/a]	Ausschöpfungsgrad [%]
Deutschland	18,5	25	75
Frankreich	69,9	72	97
Griechenland	1,8	16	11
Großbritannien	4,2	5,2	81
Italien	31,1	65	48
Portugal	9,2	24,5	38
Spanien	25,7	65,6	39
Gesamt	160,4	273,3	59

Quelle: (Kaltschmitt und Fishedick 1995), (Lehmann und Reetz 1995), (WPDC 1992)

¹²⁶ Andere westeuropäische Staaten haben nur vergleichsweise kleine Potenziale und sind deshalb hier nicht aufgenommen worden.

Weltweit ist das bestehende Potenzial bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Wie in Tabelle 3.7 zu erkennen ist, wird bisher lediglich 15 % des bestehenden technischen Potenzials genutzt.

Tabelle 3.7: Nutzung und Potenziale von Wasserkraft weltweit

Region	Stromerzeugung aus Wasserkraft [TWh/a]	Technisches Potenzial [TWh/a]	Ausschöpfungsgrad [%]
Nordamerika	580	969	60
Westeuropa	405	910	45
Ehem. GUS, Osteuropa	260	3994	7
Lateinamerika	390	3536	11
Nordafrika, Mittl. Osten	40	129	10
Afrika	45	1154	4
Pazifik OECD	39	104	37
China	125	1923	6
Restliches Asien	397	2381	17
Welt	2281	15100	15

Quelle: (Lehmann und Reetz 1995), (WPDC 1992), (WEC 1994)

Der weltweite Stromverbrauch beträgt zurzeit etwa 13.000 TWh/a. Damit ergibt sich theoretisch die Möglichkeit einer kompletten Bedarfsdeckung durch Wasserkraft. Allerdings führen eine Reihe weiterer Faktoren (Wirtschaftlichkeit, regionale Verteilung, Ökologie) dazu, dass auch langfristig nur ein relativ kleiner Teil nutzbar sein wird (s. Kapitel 4, Szenarienbetrachtung).

3.2.7 Wind

Wie die Wasserkraft ist auch die Windenergie eine Form von Sonnenenergie. Wind entsteht dadurch, dass die Solarstrahlung die Erdoberfläche sehr ungleichmäßig erwärmt. Wasserflächen, Eis, Wald, Wiesen, Ackerboden, Sand oder Fels haben ein sehr unterschiedliches thermisches und optisches Verhalten. Dadurch entstehen auf der Erdoberfläche Zonen mit unterschiedlichen Temperaturen und Luftdrücken. Diese Gradienten wiederum erzeugen Kräfte, die einen Druckausgleich bewirken sollen und die Luftmassen in Bewegung setzen. Die Gesamtleistung des Windes auf der Erde liegt bei 4,3 Mio. GW, von denen allerdings nur ein kleiner Teil in Bodennähe technisch nutzbar ist (Melichow 1974). Windkraftanlagen wandeln die Luftströmung in mechanische Energie oder in Strom um. Dementsprechend befinden sich dahinter unterschiedliche technische Konzepte¹²⁷. Diese lassen sich grob einteilen in die vornehmlich aus Western-Filmen bekannten Vielflügler (Westernräder) zum Erzeugen großer Drehmomente (welche beim Pumpen benötigt werden) sowie in die schnellläufigen Dreiflügler zur Stromerzeugung, welche heute in Deutschland weite Verbreitung gefunden haben¹²⁸.

Der mittels einer Windkraftanlage generierte Strom besitzt äußerst standortabhängige Kosten. In günstigen Regionen liegen die Erzeugungskosten zwischen 10 und 15 Pf/kWh, sie können aber auch deutlich darüber liegen. Im Offshorebereich wird zukünftig sogar mit geringeren

¹²⁷ Siehe dazu z.B. (Gasch 1993).

¹²⁸ Daneben existieren eine Reihe weiterer Typen, auf die hier aber nicht näher eingegangen werden soll.

Kosten gerechnet (s. Exkurs Offshore-Windkraftanlagen). Im Bereich der Windpumpen ist eine Kostenaussage nur schwer zu machen, da diese Anlagen oftmals die einzige Pumpmöglichkeit bieten und daher keine umfassenden Untersuchungen vorliegen.

Zur Bestimmung des technisch nutzbaren Potenzial wird das Windangebot herangezogen. Dafür wurden insbesondere in Deutschland umfangreiche Messungen und daraus abgeleitete analytische Untersuchungen durchgeführt, so dass auch für diese Primärenergie von weitgehend gesicherten Potenzialen ausgegangen werden kann. Technisch interessant sind heute Gebiete mit Windstärken, die oberhalb von 4 bis 5 m/s liegen. Hinzu kommen allerdings eine Reihe von Einschränkungen bei Flächen, die anderweitig genutzt werden sollen (Landschaftsschutzgebiet, ausgewiesene Industrieflächen etc.). In Deutschland stehen etwa 2,6 Mio. ha Land zur Verfügung, über denen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s zu verzeichnen sind und die keinen landschaftlichen Restriktionen unterliegen. Würde diese Fläche vollständig genutzt, könnten bis zu 117 TWh_{el} erzeugt werden, also über 20 % der bundesdeutschen Bruttostromerzeugung (Kaltschmitt und Wiese 1993). Untersuchungen, die sich stärker auf Einzelregionen konzentrieren und somit detaillierter vorgehen konnten, kommen zum Teil zu noch höheren Ergebnissen, z.B. (Gerdes und Pahlke 1993).

Im Auftrag der EU hat die European Wind Energy Association eine umfangreiche Potenzialstudie für Europa durchgeführt, deren Ergebnisse aus Tabelle 3.8 zu entnehmen sind.

Tabelle 3.8: Windenergiepotenziale in europäischen Staaten, Werte in GWh/a

Land	Nettostromerzeugung	-----Windenergiepotenzial-----		
	1992	Flächenbezogen	15 % Netzdurchdringung	Technisches Potenzial
Belgien	68380	2700	10257	2700
Dänemark	28874	8000	4331	4331
Deutschland	498446	16000	74767	16000
Frankreich	441576	10000	663236	10000
Griechenland	34359	40000	5154	5154
Großbritannien	306652	160000	45953	45953
Irland	15032	52000	2255	2255
Italien	214433	11000	32165	11000
Luxemburg	1153	-	173	-
Niederlande	74496	16000	11174	11174
Portugal	28708	6000	4306	4306
Spanien	150809	26000	22621	22621
EU 12	1862618	347700	279393	135494

Quelle: (Eurosolar 1993), (Eurostat 1994), (Lehmann und Reetz 1995)

Das ermittelte Flächenpotenzial von 347,7 TWh entspricht etwa 19 % der Nettostromerzeugung der damaligen Gemeinschaft. Aufgrund technischer Zusammenhänge (s. Abschnitt 2.3 und Kapitel 4) dürfen jedoch in das heutige Netz nicht mehr als rund 15 bis 20 % der Netzleistung aus intermittierenden Quellen eingespeist werden. Setzt man diesen Wert an, liegt die Obergrenze für die Stromeinspeisung aus Wind bei 279,4 TWh. Werden diese beiden Rah-

menbedingungen in Beziehung zueinander gesetzt, so bleibt ein technisches Potenzial von etwa 135,5 TWh übrig. Dies entspricht immer noch 7 % der Nettostromproduktion von 1992.

Folgendes ist bezüglich dieser Abschätzung noch anzumerken. Zunächst stellt die Einspeisung von 15 % den untersten Wert aller in der Wissenschaft angegebenen Möglichkeiten dar, durch kompensierende Maßnahmen könnte er auf etwa 40 % erhöht werden (vgl. Lovins und Hennicke 1999). Zum anderen stellen die oben angegebenen flächenbezogenen Werte ebenfalls den minimalen Wert dar. Vergleicht man beispielsweise den ausgewiesenen Wert für Deutschland, so ergibt sich eine große Diskrepanz zu der sehr viel detaillierteren Untersuchung von Kaltschmitt (1993).

Neben diesen Onshore Potenzialen existieren noch große Offshore Potenziale, die erstmalig im Rahmen dieser Arbeit umfassend zusammen getragen worden sind (s. Abschnitt 2.2).

3.2.8 Sonne

Solarstrahlung kann auf verschiedenen Wegen genutzt werden. In einer ersten Unterscheidung wird die passive von der aktiven Nutzung getrennt. Bei der passiven direkten Nutzung werden außer baulichen Maßnahmen keine weiteren Elemente eingesetzt, also weder flüssigkeitsführende Leitungen noch Pumpen oder Ventile. Da dieser Bereich eher dem Nachfragesektor zuzuordnen ist, wird er hier ausgeklammert¹²⁹.

Aktive Systeme sind in der Regel mit einer Reihe von Hilfsaggregaten ausgestattet, die die Solarstrahlung in andere Energieformen umwandeln beziehungsweise deren Energie mittels anderer Medien (wie Wasser) zum Nutzungsort übertragen. Dazu gehören insbesondere

- solarthermische Nieder- und Mitteltemperaturanlagen,
- photovoltaische Systeme und
- Parabolrinnen-Kraftwerke.

Mit Hilfe von solarthermischen Nieder- und Mitteltemperaturanlagen lassen sich beispielsweise Warmwasser (zum Duschen etc.) und Heizungswärme bereitstellen. Mittels photovoltaischer Systeme wird Strom produziert. Diese beiden Systeme nutzen sowohl den direkten als auch den diffusen Anteil des Sonnenlichts.

Parabolrinnen-Kraftwerke hingegen konzentrieren die einfallende Strahlung, um höhere Temperaturen und Drücke zu erzeugen. Dadurch lassen sich weitere Anwendungsbereiche erschließen. Einerseits ist es möglich, solche Anlagen in üblichen Kreisprozessen (Clausius-Rankine) oder in Gas- und Dampfprozessen (GuD) zu nutzen und damit solarthermisch Strom zu produzieren. Auch ist es möglich, Prozesswärme zu erzeugen oder chemische Reaktionen hervorzurufen. Um die notwendigen thermodynamischen Zustände zu erreichen, ist allerdings eine Konzentration der Strahlung nötig, die nur bei direkter Einstrahlung möglich ist. In mittel- und nordeuropäischen Regionen ist eine Nutzung daher nahezu ausgeschlossen, da die Anteile direkter Strahlung aufgrund der häufigen Wolkendecke sehr niedrig sind. Nichtsdesto-

¹²⁹ Wobei insbesondere im Bereich der sogenannten Solararchitektur erhebliche Einsparpotenziale zu verzeichnen sind. Die Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ sowie eine Reihe weiterer Untersuchungen wie praktische Erfahrungen zeigten, dass Wohngebäude beispielsweise mit 10 bis 15 kWh/m²a auskommen, was ungefähr einem Zehntel des heutigen Wertes der Wärmeschutzverordnung entspricht (Enquete 1995, Hennicke 1997).

trotz können solche Technologien auch für Deutschland interessant sein, da sie eine Reihe technischer Vorteile gegenüber anderen Nutzungsformen solarer Strahlung besitzen. Voraussetzung dafür wäre jedoch eine Anwendung in sonnenreichen Regionen (wie Nordafrika) und ein Transport der erzeugten Energie nach Europa und Deutschland (s. Abschnitte 2.6 und 5.2).

Daneben sind weitere Anwendungsmöglichkeiten gegeben, so z.B. so genannte Solarkocher, Solarkühlschränke, Aufwindkraftwerke oder auch hochkonzentrierende Systeme wie Turmkraftwerke und Sonnenöfen, mit denen es sogar prinzipiell möglich ist, Aluminium zu schmelzen (s. Abschnitt 2.4).

Für den deutschen Bereich stellen allerdings photovoltaische Systeme (PV-Anlagen) sowie thermische Anlagen zur solaren Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung (Solarkollektoranlagen) die Hauptanwendungsgebiete dar. Aus diesem Grund werden auch nur für diese Technologien technische Potenziale angegeben.

Aktive solarthermische Systeme. Die Obergrenze des technischen Potenzials kann aus den für die Kollektorinstallation verfügbaren Dach- und Freiflächen berechnet werden. Das solare Dachflächenpotenzial auf den Wohn- und Nichtwohngebäuden beträgt unter Berücksichtigung der wesentlichen technischen Restriktionen rund 800 Mio. m². Das technisch nutzbare Potenzial auf den Freiflächen liegt bei etwa 3,5 Mrd. m² (Kaltschmitt, Wiese 1993). Werden dafür mittlere Erträge und Systemnutzungsgrade unterstellt, ergibt sich je nach zugrundegelegter Anlagentechnik ein Wärmeerzeugungspotenzial von 4.550 bis 5.470 PJ/a (Wiese et al. 1995). Damit übersteigt das theoretisch bereitstellbare Wärmepotenzial die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme erheblich und erreicht fast die Höhe der gesamten Wärmenachfrage Deutschlands (etwa 5.800 PJ/a).

Werden jedoch bedarfsseitige Restriktionen berücksichtigt, reduzieren sich die technischen Potenziale deutlich. Unter der Annahme einer ausschließlichen solarthermischen Erzeugung von Warmwasser und Niedertemperatur-Prozesswärme (bis 100°C) kann nur von einem Endenergiesubstitutionspotenzial von 290 PJ/a ausgegangen werden, wohingegen solare Nahwärmesysteme 1.970 PJ/a substituieren könnten, was etwa 34 % der gesamten Wärmenachfrage Deutschlands entspräche (Wiese et al. 1995).

Die Wärmegestehungskosten liegen bei Solaranlagen in Deutschland grob zwischen 50 und 100 DM/GJ (18-40 Pf/kWh) und damit deutlich über den Kosten für Erdgas und Erdöl frei Haushalt (5-6 Pf/kWh). Daraus die Schlussfolgerung wie in (Wiese et al. 1995) zu ziehen, Solaranlagen seien unwirtschaftlich, greift allerdings zu kurz. Dies trifft nur für den Fall zu, dass beim fossilen Back-up System keine Leistung eingespart werden kann und eine Solaranlage in die bestehende und noch funktionierende fossile Warmwasserbereitungsanlage installiert wird.

Bei geschickter Planung können allerdings Teilaggregate von beiden Systemen genutzt werden, so dass bei der Gesamtanlage Kosteneinsparungen auftreten. Dies bedeutet, dass möglichst auf den Austausch oder die Erneuerung einer kombinierten Warmwasser- und Heizungsanlage zu warten ist, um eine Solaranlage in ein bestehendes Gebäude zu integrieren. Andererseits ist zu konstatieren, dass eine Solaranlage häufig einen vollständigen Systemwechsel in einem Haushalt bedeutet, vor allem wenn Einzelwarmwasserbereiter in den Wohnungen installiert worden sind, so dass tatsächlich keine Wirtschaftlichkeit ohne finanzielle Unterstützung zu erreichen wäre.

Verbesserungen dieser Situation sind durch eine Reihe von Entwicklungen, absehbaren Technologien und systemischen Planungen seitens der Architekten zu erwarten. Zum einen können beispielsweise solare Nahwärmesysteme mit saisonalem Speicher das konventionelle Back-up System verkleinern, und zum anderen hilft die Bifunktionalität von Teilsystemen, Kosten zu sparen¹³⁰.

Photovoltaik-Anlagen. Über der Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland ist ein solares Strahlungsangebot von etwa 670 EJ/a gegeben. Dieses theoretische Potenzial liegt etwa um den Faktor 50 über dem gegenwärtigen deutschen Primärenergieverbrauch und verdeutlicht die oftmals zu hörende Aussage, dass in nur wenigen Stunden so viel Strahlungsenergie auf die Erde „fällt“, wie in einem gesamten Jahr weltweit verbraucht wird. Würde das in Deutschland vorliegende Angebot mittels Photovoltaik in Strom umgewandelt, könnten rund 52 PWh/a erzeugt werden, was immer noch um rund zwei Größenordnungen oberhalb der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung (etwa 530 TWh/a) liegt.

Dieses theoretische Potenzial ist jedoch aus vielen Gründen nicht erschließbar¹³¹. Daher muss auch hier das technische Potenzial ermittelt werden, welches alle Nutzungsrestriktionen einschließt und daher weitaus aussagekräftiger ist.

Das technische Stromerzeugungspotenzial auf Dachflächen in Deutschland liegt zwischen 40 und 110 TWh/a und auf Freiflächen zwischen 179 und 499 TWh/a¹³². Inwieweit dieser produzierte Strom tatsächlich genutzt werden kann, hängt sehr stark von den unterstellten technischen Voraussetzungen ab. Unter heutigen Bedingungen könnten lediglich 19 TWh/a in das Netz eingespeist und verbraucht werden. Wird eine Anpassung des Stromnetzes hinsichtlich der intermittierenden Einspeisung aus PV-Anlagen vorgenommen und somit die Netzstabilität gesichert, erhöht sich der mögliche Beitrag auf 37 TWh/a. Werden Speichermöglichkeiten einbezogen, so ergibt sich hingegen ein deutlich höherer möglicher Beitrag. Unter dieser Voraussetzung könnten zwischen 195 und 386 TWh/a eingespeist und genutzt werden (Wiese et al. 1995).

Allerdings wird im Rahmen dieser Arbeit aus ökologischen und ökonomischen Gründen¹³³ nicht davon ausgegangen, dass Freiflächen für die photovoltaische Nutzung zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich ein Substitutionspotenzial von maximal 110 TWh/a.

Die Stromerzeugungskosten liegen zurzeit bei rund 100 Pf/kWh, wobei sich seit einigen Jahren ein stark fallender Trend ausmachen lässt. Noch vor 5 Jahren wurde von 200 Pf/kWh ausgegangen. Die Untergrenze nach Ausnutzung aller Rationalisierungsmöglichkeiten dürfte bei etwa 40 bis 50 Pf/kWh liegen.

Gesamtbetrachtung. Es ist deutlich zu erkennen, dass auch in einem wenig sonnenbegünstigten Land wie Deutschland große Solarenergiepotenziale vorliegen und, berücksichtigt man zusätzlich die Potenziale anderer erneuerbarer Energien, nicht von einem Potenzialproblem gesprochen werden kann. Ein anderer Vergleich macht die für die Solarenergie verfügbaren, technischen Potenziale noch einmal anschaulich. Statistisch stehen jedem Bundesbürger etwa

¹³⁰ z.B. durch dachintegrierte Systeme, bei denen der Kollektor gleichzeitig die Aufgaben der substituierten Dachziegel übernimmt.

¹³¹ Flächenverfügbarkeit, zeitliche Divergenz zwischen Angebot und Nachfrage usw.

¹³² Der kleinere Wert gilt jeweils für amorphes Silizium, der größere für kristallines.

¹³³ Flächenversiegelung, landwirtschaftliche Nutzung von Freiflächen etc.

4,8 m² Dachfläche auf privaten Wohngebäuden (!) zur Solarenergienutzung zur Verfügung¹³⁴. 1,6 m² werden benötigt, um durchschnittlich 60 % des Warmwasserjahresbedarfs zu decken¹³⁵, somit stünden 3,2 m² pro Person für andere Nutzungsarten wie Photovoltaik bereit. Damit wiederum könnten jährlich rund 50 % des Stromverbrauchs einer Person gedeckt werden.

Da PV- und Kollektoranlagen einer Flächenkonkurrenz ausgesetzt sind, könnten in Zukunft vor allem kombinierte Anlagen eine wichtige Rolle einnehmen und weitere Kostenminimierungspotenziale erschließen. Bei solchen Systemen besteht die oberste Schicht aus transparenten PV-Zellen, darunter sind die Kollektorschleifen installiert. Die Einzelwirkungsgrade sind zwar bei jedem Teilsystem etwas geringer als bei der Einzelinstallation, andererseits lägen die Investitionskosten des Kombisystems unter denen der Einzelanlagen. Zudem verringert sich das Problem der Überhitzung bei den PV-Anlagen, was zu einem gleichbleibend hohen Wirkungsgrad führt¹³⁶.

Weitere Möglichkeiten der in Zukunft wichtiger werdenden Integration von Anlagen in Gebäuden besteht in der Verwendung von PV-Dachziegeln, von transparenten und eventuell durchlässigkeitsveränderlichen PV-Folien sowie von modernen Fassadenelementen.

Es handelt sich bei Solaranlagen um eine ausgereifte Technik, die sicher im Betrieb ist. Dennoch sind noch eine Reihe von Innovationspotenzialen in der Anwendung wie in der Herstellung und Montage vorhanden, die auf eine weiterhin positive Marktentwicklung schließen lassen.

Weltweites Potenzial. Im globalen Rahmen kann auf keine so detaillierten Untersuchungen zurückgegriffen werden, wie sie beispielsweise für Deutschland vorliegen. Nichtsdestotrotz liegen einige Daten vor, die zumindest Anhaltswerte geben, in welcher Größenordnung die technischen Potenziale liegen. Nach der wahrscheinlich umfangreichsten Studie des World Energy Councils (WEC) aus dem Jahr 1994 wird das Stromsubstitutionspotenzial weltweit mit mehr als 9.400 TWh/a angegeben, was ungefähr 80 % des Strombedarfs des Jahres 1995 entspricht. Bei diesem Wert handelt es sich um denjenigen, der die größten Restriktionen aufweist und Angebots- und Bedarfsstrukturen miteinander abgleicht – somit bezieht er sich auf heutige Strukturen ohne die Einbeziehung von Speichertechnologien. Das Stromerzeugungspotenzial liegt um eine Größenordnung darüber.

Primärenergieseitig liegt das mit den größten Restriktionen versehene Potenzial bei über 400 EJ/a (9,6 Gtoe), was genau dem weltweiten Bedarf des Jahres 1995 entspricht.

3.2.9 Biomasse

Biomasse ist chemisch gespeicherte Sonnenenergie und entsteht durch die Photosynthese in Pflanzen. Biomasse technisch als Energierohstoff zu nutzen, erzeugt prinzipiell einen geschlossenen Kreislauf¹³⁷. Bei der Photosynthese wird aus Wasser und Kohlendioxid Glucose erzeugt, die bei der Verbrennung (genau wie bei der natürlichen Zersetzung z.B. im Wald) wieder die gleiche Menge CO₂ und Wasser entstehen lässt. Somit ist Biomasse nicht CO₂-frei, aber dafür CO₂-neutral. Wird zudem die aus der Verbrennung zurückbleibende Asche wieder

¹³⁴ Nicht einbezogen sind demnach Bürogebäude, Produktionshallen, Fassadenflächen etc.

¹³⁵ In Ländern Südeuropas sogar nur 0,7 m².

¹³⁶ Mit zunehmender Zelltemperatur sinkt der Umwandlungswirkungsgrad der Zellen.

¹³⁷ Unter der Voraussetzung, dass keine fossilen Zusatzprodukte benötigt werden.

auf den Anbauflächen erteilt, ist auch der Nährstoffkreislauf weitgehend geschlossen. Der Unterschied zu fossilen Energieträgern, bei denen ebenfalls über das gleiche Schema Kohlendioxid gebunden worden ist, besteht darin, dass bei der Biomasse der komplette Vorgang in für Menschen überschaubaren Zeiträumen abläuft – möglichst sogar innerhalb eines Jahres. Bei fossilen Energieträgern hingegen wurde in mehreren Jahrmillionen CO₂ gebunden, welches zurzeit innerhalb weniger Jahrhunderte wieder freigesetzt wird.

Soll Biomasse nachhaltig und als erneuerbare Energiequelle genutzt werden, bedeutet dies in der Praxis, dass nur so viel verbraucht werden darf, wie gleichzeitig nachwächst. Zudem müssen Hilfsstoffe, die zum Anbau und zur Weiterverarbeitung nötig sind, ebenfalls aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Daraus folgt, dass der Anbau von Biomasse möglichst in der Region der Nutzung erfolgen sollte, damit der vergleichsweise hohe Transportaufwand minimiert werden kann. Auch ist weitgehend auf die Verwendung energieintensiver Hilfsmittel wie Stickstoffdünger zu verzichten, da dadurch die Energiebilanz über die gesamte Produktions- und Nutzungskette deutlich verschlechtert wird.

Biomasse hat gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen den bedeutenden Vorteil, dass die enthaltene Energie chemisch gespeichert ist. Dadurch ist Biomasse leicht speicherbar, transportierbar und dem Bedarf entsprechend einsetzbar. Tages- und jahreszeitliche Schwankungen spielen im Gegensatz zu Wasser, Wind und Sonne bei Biomasse eine weitaus geringere bis keine Rolle. Biomasse kann in vielfältiger Form genutzt werden und damit die unterschiedlichsten Nachfragen decken¹³⁸.

Neben den direkten Biomassenutzungsoptionen aus der Land- und Forstwirtschaft existieren eine Reihe weiterer potenzieller Aufkommensmöglichkeiten (s. Abschnitt 2.3). Die planerische Organisation der Nutzung von Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft stellt sich dabei vergleichsweise einfach dar. Die Biomasse jedoch, die nach der Ernte in die verschiedenen Wirtschaftssektoren in unterschiedlichster Form (als Verpackung, Lebensmittel etc.) Eingang gefunden hat, ist nur schwer wieder so zu sammeln, dass sie energetisch genutzt werden kann. Insbesondere hier bestehen jedoch große ökonomische Potenziale, da diese Biomasseprodukte für die jeweiligen Akteure zumeist einen Entsorgungsfall darstellen und Kosten verursachen. Die energetische Nutzung kann daher eine ökonomische Veredlung darstellen (s. Kapitel 5, Akteure und Kooperationen).

Im Bereich der *forstwirtschaftlichen Biomassenutzung* ergibt sich nach der Untersuchung von Kaltschmitt/Wiese ein technisches Potenzial in Deutschland von rund 142 PJ/a (s. Tabelle 3.9). Dieser Wert ist als unterster Wert anzusehen, da andere Untersuchungen höhere Potenziale ausweisen. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass bei der Bestimmung dieses Wertes vergleichsweise starke ökologische und logistische Restriktionen unterstellt worden sind. Um auf der sicheren Seite zu liegen, wird daher dieser Wert für die folgende Szenarienbetrachtung übernommen. Auf die Einwohner umgerechnet, ergibt sich ein spezifisches durchschnittliches Potenzial von 1,79 GJ/(EW a), bei einer Bandbreite von 0,01 bis 20,23 GJ/(EW a). Das flächenbezogene Energiepotenzial beläuft sich auf 3,97 GJ/(ha a), hier liegt die Bandbreite bei 0,00 bis 91,43 GJ/(ha a).

¹³⁸ Wärme, Strom, Treibstoffe, Schmiermittel, Industrieprodukte...

Tabelle 3.9: Biomassepotenziale in Deutschland (ohne Energiepflanzen)

Biomasseform	Technisches Potenzial (PJ/a)	Anteil an Endenergie 1995 (%)	Einwohnerspezifisches Potenzial GJ/(EW a)	Flächenspezifisches Potenzial GJ/(ha a)
Forstwirtschaft	142,0	1,54	1,79	3,97
Stroh	83,8	0,91	1,06	2,35
Biogas	80,9	0,88	1,02	2,26
Sonstige	90,3	0,98	1,14	2,52
Gesamt	397	4,32	5,00	11,1

Quelle: (Kaltschmitt, Wiese 1993); eigene Berechnungen

In der Landwirtschaft existieren in der Regel zwei Möglichkeiten der Reststoffnutzung. Einerseits können Ernterückstände wie Stroh teilweise genutzt werden und andererseits ist es möglich, Exkremate aus der Tierhaltung in sogenanntes Biogas umzuwandeln. *Stroh* ist in Deutschland in einer Größenordnung von 83,8 PJ/a nutzbar, wobei das einwohnerspezifische Potenzial von 1,06 GJ/(EW a) zwischen 0,00 und 10,86 GJ/(EW a) schwankt und das flächenspezifische Potenzial von 2,35 GJ/(EW a) zwischen 0,00 und 7,45.

Biogas kann bei dem heutigen Viehbestand in etwa der gleichen Höhe (80,9 PJ/a) in Deutschland erzeugt werden. 70 % entfallen davon auf Rinder-, 26 % auf Schweine und 4 % auf Hühnerexkremate. Um dieses Potenzial zu erschließen, wären etwa 222.000 Biogasanlagen notwendig (2000: rund 900 Anlagen).

In der bereits erwähnten Studie von Kaltschmitt/Wiese wurden zudem die Potenziale *sonstiger organischer Reststoffe* aus Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunalen Einrichtungen bestimmt. Dabei wurden Gaspotenziale von 53,6 PJ/a und Feststoffpotenziale von 36,7 PJ/a ermittelt, insgesamt also 90,3 PJ/a.

Insbesondere die Biogaspotenziale der Landwirtschaft und die der Haushalte sind wiederum als Untergrenze zu betrachten. Durch moderne Systeme, die in der Studie nicht beachtet werden konnten, können sich die Gasausbeuten um mehrere Faktoren erhöhen. Hier sind insbesondere Kofermentationsanlagen sowie siedlungsintegrierte Systeme zu nennen, die bei geschickter Bauweise und geeigneter Prozessführung eine rund zwei- bis fünffache Gasausbeute gegenüber konventionellen Anlagen auf reiner Güllebasis besitzen (Backes, Reichmann 1998; Kellner 1998; RESOB 1998).

Das Gesamtpotenzial der zuvor betrachteten Bioenergien liegt bei knapp 400 PJ/a, also bei rund 4,3 % des bundesdeutschen Endenergieverbrauchs. Werden die oben genannten modernen Vergasungstechnologien genutzt, stiege das Potenzial auf etwa 670 bis 800 PJ/a an und könnte somit 7,3 bis 8,7 % des Endenergiebedarfs decken. Hinzu kommen die in Abschnitt 2.3 betrachteten Potenziale der Bereitstellung von Bioenergie aus speziell dafür angebauten Energiepflanzen. So ergibt sich unter den angenommenen Bedingungen ein Gesamtpotenzial von etwa 16 bis 18 % des Endenergieverbrauchs des Jahres 1995.

Eine Reihe kleinerer Potenziale wie Friteusenfette sind in diesen Abschätzungen nicht enthalten. Diese sind weniger aufgrund ihres Gesamtpotenzials wichtig, sondern eher aufgrund ihrer guten Markterschließungsmöglichkeiten, da diese Biomassequellen oftmals wirtschaftliche

Vorteile besitzen¹³⁹. Zudem werden im Rahmen neuer Abfallbehandlungsverfahren (wie Trockenstabilat) nochmals deutlich höhere Potenziale genannt. Hier fehlen allerdings noch umfassende Ökobilanzen, die auch angrenzende Bereiche einschließen¹⁴⁰. Aus diesem Grund werden die entsprechenden Potenzial-Ankündigungen der Betreiber von Trockenstabilat-Anlagen nicht in die vorliegende Bearbeitung aufgenommen.

Die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten hängen sehr extrem von den Randbedingungen, den Energieträgern, der Logistik, der möglichen Technologie, den rechtlichen Vorschriften und der Bedarfsstruktur ab und können daher kaum mit Durchschnittswerten bestimmt werden. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Reihe von Anwendungen die derzeitige gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung für Strom in Höhe von 18 bis 22 Pf/kWh (je nach Anlagengröße) für ein wirtschaftlich positives Ergebnis ausreicht. Hemmnisse in der Nutzung liegen eher in anderen Bereichen (s. Kapitel 5).

3.2.10 Geothermie

Die Nutzung von Erdwärme kann in drei unterschiedliche Typen unterschieden werden:

- Oberflächennahe Erdwärmenutzung
- Hydrothermale Erdwärmenutzung
- Hot Dry Rock-Verfahren

In den *oberflächennahen Erdschichten* wird die Temperatur im wesentlichen durch die Faktoren solare Ein- und Abstrahlung, Niederschläge, Grundwasser und Wärmeleitung im Gestein bestimmt. Jedoch beginnt erst unterhalb einer Tiefe von 10 bis 20 m der Temperaturanstieg gemäß des geothermischen Gradienten, der etwa 3 K pro 100 m beträgt (Kaltschmitt et al. 1995). In der Regel ist daher eine oberflächennahe Erdwärmenutzung nur möglich mittels des Einsatzes von Wärmepumpen, die es erlauben, Wärme auch bei geringen Temperaturgradienten von einem niedrigen auf ein hohes Temperaturniveau zu heben.

Der Wärmeentzug kann entweder aus dem Erdreich oder dem Grundwasser erfolgen. Mittlerweile stehen eine Reihe von Produkten marktreif zur Verfügung, so dass auch diese Technologie einen hohen Standard erreicht hat (s. Abschnitt 2.5). Das technische Potenzial liegt unter Beachtung zur Verfügung stehender Flächen und einem durchschnittlichen Wärmeertrag von 360 MJ/(m² a) rund 960 PJ/a. Daraus resultiert eine mögliche Substitution von Erdgas bzw. leichtem Heizöl in Höhe von 979 bzw. 1.103 PJ/a. Dies entspricht einem Anteil am bundesdeutschen Endenergieverbrauch von 10,6 bis 12,0 %.

Oberflächennahe Wärmepumpenanlagen sind mit Wärmegestehungskosten zwischen 24 und 87 DM/GJ (Kaltschmitt et al. 1995) im unteren Bereich bereits wirtschaftlich zu betreiben. Die Entscheidung für oder gegen ein solche Anlage liegt daher in den konkreten Verhältnissen vor Ort und weniger in der grundsätzlichen ökonomischen Beurteilung. Im Vergleich zu solarthermischen Anlagen kommt den Erdwärmeanlagen zugute, dass diese konventionelle Anlagen vollständig substituieren können. Somit erfolgt bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ein

¹³⁹ Fette und andere Reststoffe oder Abfälle müssen zumeist relativ kostenintensiv entsorgt werden. Die Nutzung in einer Verbrennungsanlage kann daher Kosten einsparen.

¹⁴⁰ Zurzeit (Ende 2000) befinden sich Untersuchungen des Umweltbundesamtes dazu in der Endphase, Vorveröffentlichungen sind aufgrund der politischen Brisanz noch nicht zu bekommen.

Vollkostenvergleich auf beiden Seiten und die Anlagen müssen sich nicht alleine aus der Substitution der fossilen Energieträger rechnen.

Unter hydrothermalen Erdwärmennutzung bzw. *hydrothermalen Geothermie* wird der Gebrauch niedrigthermaler, warmer (40 bis 100°C) oder heißer (über 100°C) aus der Erdkruste gewinnbarer Wässer für Wärmeversorgungsaufgaben verstanden. In Deutschland bieten dafür drei Gebiete günstige Voraussetzungen: im Malmkarst Süddeutschlands, im Oberrheintalgraben und bei den thermalwasserführenden Gesteinsschichten innerhalb der Sedimentdecke Norddeutschlands.

Das im Untergrund vorhandene Thermalwasser wird zumeist über Bohrungen an die Oberfläche befördert, gibt dort seine Wärmeenergie an das Heizungsmedium ab (i.d.R. erneut Wasser) und wird dann zurückgepumpt. Dies dient einerseits dazu, hydraulische Probleme zu vermeiden. Andererseits ist aufgrund des hochmineralischen Anteils des Thermalwassers eine Einleitung in oberirdische Gewässer aus ökologischen Gründen nicht erlaubt¹⁴¹.

Das technische Erzeugungspotenzial liegt in Deutschland bei rund 200 EJ (s. Tabelle 3.10), wobei hier noch keine bedarfsseitigen Restriktionen enthalten sind. Bachmann et al. (1995) kommen in ihrer Abschätzung auf ein technisches Umsetzungspotenzial von nur 40 EJ, legen dafür jedoch nur sehr grobe Annahmen zugrunde, die nicht ohne weiteres nachvollziehbar sind¹⁴². Nichtsdestotrotz dürften die Umsetzungspotenziale tatsächlich geringer liegen als beim technischen Potenzial angegeben¹⁴³, so dass von einem Mindestpotenzial von 40 und von einem Maximalpotenzial von 200 EJ ausgegangen wird.

Tabelle 3.10: Technisches Potenzial einer hydrothermalen Erdwärmennutzung in Deutschland

Region	Fläche (km ²)	Technisches Potenzial (EJ)	Anteil an Endenergie (%)	Installierbare Leistung (GW)
Süddeutsches Molassebecken	20.000	88		98
Norddeutsches Becken	100.000	50		55
Oberrheintalgraben	5.000	60		67
Deutschland	125.000	198 40*	8,8-9,9**	220 44*

* Unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Restriktionen (20 %-Ansatz).

** Unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen wie Erholungsphasen der wärmeleitenden Schicht.

Quelle: (Bachmann et al. 1995)

Das mit hohen Restriktionen versehene Potenzial von 40 EJ bedeutet selbst im Vergleich zu fossilen Ressourcen in Deutschland ein hohes Potenzial. Es entspricht zwar lediglich 3,5 % der Anfang der 90er Jahre wirtschaftlich gewinnbaren Kohlevorräte, aber auch dem Dreifachen der wirtschaftlich gewinnbaren Erdöl- und Erdgasvorräte. Geothermische Ressourcen sind allerdings ebenfalls nicht - in menschlichen Maßstäben - vollständig erneuerbar. Das o.a. Potenzial bezieht sich lediglich auf einen Nutzungszeitraum von 50 Jahren. Innerhalb dieser können allerdings jährlich ca. 796 PJ bei einer installierten Leistung von 44 GW an

¹⁴¹ Im Gegensatz dazu wird in vielen Kraftwerken Neuseelands das Wasser bzw. der Dampf nicht zurückgefördert. Daraus entstehen Emissionen, die im Bereich hiesiger Kohlekraftwerke liegen (Korte 1997).

¹⁴² Vereinfachend wurde angesetzt, dass lediglich 20 % genutzt werden können.

¹⁴³ v.a. aufgrund notwendiger Abnehmer-Mindestgrößen.

Wärme geliefert werden. Dies würde eine Substitution von Erdgas und Erdöl in Höhe von 812 bzw. 914 PJ/a bedeuten, also 8,8 bzw. 9,9 % des gegenwärtigen Endenergieverbrauchs. Danach würde das Angebot allerdings rapide sinken. Um geringere ökologische und technische Auswirkungen zu erhalten, wird in dieser Ausarbeitung von einer maximalen 10-prozentigen Ausbeute des technischen Potenzials ausgegangen. Das hier unterstellte Potenzial beläuft sich somit auf rund 1 % des Endenergieverbrauchs. Bei Nutzung weiterer geothermischer Quellen könnte dieser Betrag allerdings wieder deutlich ansteigen¹⁴⁴.

Bisher existieren erst wenige Anlagen dieser Art, so dass die Technologie noch nicht als ausgereift, jedoch als marktnah bzw. -reif angesehen werden kann. Aus den bisherigen Erfahrungen können Wärmegestehungskosten bereits richtungssicher abgeschätzt werden. Je nach Anlagengröße, Bedarfscharakteristika etc. werden diese frei geothermischer Heizzentrale zwischen 4,4 und 10 Pf/kWh (12,2 bis 27,8 DM/GJ) liegen und wären somit durchaus konkurrenzfähig. Allerdings müssen noch einige Demonstrationsanlagen errichtet und weitere Erfahrungen gesammelt werden, bevor diese Kosten zu erreichen sind.

Das größte Potenzial geothermischer Energiegewinnung resultiert aus der terrestrischen Wärme, die in tiefliegenden heißen und in der Regel trockenen Gesteinen enthalten ist. Bezeichnet wird die Nutzung mit dem sogenannten *Hot Dry Rock-Verfahren (HDR)*. Die tiefliegenden Gesteinsschichten müssen dabei in ein ausgedehntes Wärmetauschersystem umgewandelt werden. Dafür werden mit Hilfe von Wasserinjektionen oder Sprengstoffen feine Risse gebildet, durch die Wasser gepumpt, erhitzt und an anderer Stelle flüssig oder dampfförmig wieder entnommen und genutzt werden kann. Die ersten Versuche dieser Art wurden in Los Alamos in den 70er Jahren mit Kernwaffen durchgeführt – diese Möglichkeit wird allerdings nicht weiterverfolgt.

Grundsätzlich scheinen die ökologischen Auswirkungen des HDR-Verfahrens eher gering zu sein. Es finden weder chemische noch nukleare Vorgänge statt, seismische Veränderungen sind unwahrscheinlich, Emissionen sind aufgrund der Wasserrückführung ebenfalls äußerst gering. Zudem kann aufgrund der im Erdinnern vorherrschenden hohen Wärmedichten davon ausgegangen werden, dass es sich um eine in menschlichen Maßstäben erneuerbare Energie handelt (Kappelmayer et al. 1995).

Die Technik befindet sich zurzeit noch im Entwicklungsstadium, lediglich erste Versuchs- und Pilotanlagen existieren, so unter anderem die im elsässischen Soultz¹⁴⁵. Aufgrund dieses Entwicklungsstadiums sind Aussagen zu den technischen Potenzialen noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Kappelmayer et al. haben eine erste vorsichtige Schätzung vorgenommen. Unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Restriktionen ergibt sich ein technisch umsetzbares Potenzial von 750 PJ/a, was einer Erdgassubstitution von 765 und einer Erdölsubstitution von 862 PJ/a entspräche. Somit könnten 8,1 % des deutschen Endenergiebedarfs durch HDR-Anlagen gedeckt werden.

Auch sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen heute nur unter großen Unsicherheiten möglich. Kappelmayer et al. rechnen nach den ersten Pilotanlagen mit Kosten von 30 bis 40 Pf/kWh für die Anlagen des Oberrheintalgrabens. Bei einer Vollkostenbetrachtung von Erdgas- und Erdölheizungen könnten die HDR-Anlagen damit in den Bereich der Wirtschaftlichkeit gelangen.

¹⁴⁴ Dies bezieht sich auf den bereits angesprochenen Unterschied von 198 und 40 EJ.

¹⁴⁵ Bohrungen bis zu 5.000 m Tiefe.

Weltweit wird ein geothermisches, primärseitiges Erzeugungspotenzial in einer umfangreichen Studie von Johansson et al. in Höhe von 100 EJ/a (2,4 Gtoe) unter Beachtung überschlägiger nachfrageseitiger Restriktionen für alle Nutzungsarten ausgewiesen (Johansson 1993). Dieser Wert entspricht ungefähr 25 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs.

3.3 Kondensationsanlagen

Derzeit besteht der Kraftwerkspark Deutschlands im Wesentlichen aus Wärmekraftwerken, die entweder fossil oder nuklear befeuert werden. Die vorhandenen Anlagen werden dabei zu großen Teilen ausschließlich zur Stromerzeugung (Kondensationsstromanlagen) herangezogen. Kondensationsanlagen besitzen aufgrund ihrer Eigenschaft, ausschließlich Strom zu produzieren, prinzipiell kleinere Brennstoffausnutzungsgrade und werden daher gegenüber Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bezüglich des Kriteriums CO₂-Emissionen schlechter eingestuft.

Stein- und Braunkohle werden heute zumeist in herkömmlichen Dampfkraftwerken nach dem Clausius-Rankine-Prinzip verfeuert. Die derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke haben einen Kohle zu Strom-Wirkungsgrad zwischen 32 und 40 %. Gemäß den gesetzlichen Vorschriften sind sie mit Entstickungs- (DeNOx) und Entschwefelungsanlagen (REA) sowie Filtern zur Staubabscheidung ausgestattet.

Bei derartigen Dampfkraftwerken sind mit verschiedenen Maßnahmen Wirkungsgradsteigerungen erreichbar, die auch zunehmend Anwendung finden¹⁴⁶. Werden alle wirkungsgradsteigernden Maßnahmen zusammengenommen, erscheinen für trockenstaubgefeuerte Steinkohlekraftwerke mittelfristig Wirkungsgrade zwischen 46 und 47 % realisierbar, bei druckaufgeladenen Feuerungen mit zirkulierender Wirbelschicht sogar bis zu 50 %. Bei Braunkohlekraftwerken mit optimierter Anlagentechnik (BoA) sind wahrscheinlich Wirkungsgrade von 43 % möglich (Fischedick et al. 1994).

Anlagen, die nach dem Gas- und Dampfturbinen-Prinzip (GuD-Prinzip) errichtet werden, können noch höhere Wirkungsgrade erreichen. Der Gasturbinenteil kann dabei mit Erdgas oder Erdöl (Kombi- oder Verbundanlagen) oder mit Kohlegas betrieben werden. Bei der zuletzt genannten Technik wird eine integrierte Vergasung von Kohle vorgenommen, so dass ein Kraftwerk nicht von mehreren Energieträgern abhängig ist und Kohle zudem effizienter ausgenutzt werden kann. Bei der ausschließlichen Verwendung von Kohle wird mittelfristig mit Stromwirkungsgraden von bis zu 50 % gerechnet, langfristig bis zu 53 oder 54 %. In der Verbundvariante mit Erdgas liegen die Wirkungsgrade bereits heute bei knapp über 50 % und für die Zukunft wird eine mögliche Steigerung bis 57 oder 58 % erwartet.

Erdgas und Erdöl können ebenfalls in herkömmlichen Dampfkraftwerken verfeuert werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit in der Nutzung in reinen Gasturbinenanlagen, wie es in der Vergangenheit hauptsächlich geschehen ist. Diese Kraftwerke wurden vor allem als Reserveeinheiten oder zur Spitzenlastabdeckung genutzt, da in der Vergangenheit beide Energieträger vergleichsweise teuer waren. Gasturbinen sind insbesondere aufgrund ihrer geringen Anfahrzeiten unverzichtbar für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Sie sind durch einen relativ geringen Wirkungsgrad von 30 bis 35 % gekennzeichnet.

¹⁴⁶ z.B. zweifache Zwischenüberhitzung, Absenkung der unteren Prozesstemperatur, Erhöhung der Frischdampf-temperatur, Senkung des Luftüberschusses und der Abgastemperatur.

Weit höhere Wirkungsgrade sind allerdings mit Erdgas betriebenen GuD-Anlagen zu erreichen. Heute werden Werte von 53 bis 55 % bereits erreicht, langfristig wird mit Wirkungsgraden knapp oberhalb der 60 %-Grenze gerechnet. Aus thermodynamischen Gründen lässt sich dieser Wert nicht mehr steigern, so dass mit Erdgas-GuD-Anlagen das maximal Mögliche in der Technik konventioneller Kraftwerke erreicht sein wird.

Nachdem Erdgas in der Vergangenheit hauptsächlich zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wurde, ist seit rund fünf Jahren der Trend festzustellen, mittels Erdgas-GuD-Anlagen zunehmend in den Mittellastbereich einzudringen. Die Gründe liegen vor allem in der verbesserten Wirtschaftlichkeit der Anlagen, die sich wiederum durch niedrige Rohstoffkosten, hohe Wirkungsgrade und geringe Rauchgasreinigungskosten ergeben. Mittelfristig ist zu erwarten, dass diese Anlagen zunehmend auch in der Grundlastversorgung eingesetzt werden.

Die Nutzung von Erdöl im stationären Stromsektor ist seit den siebziger Jahren rückgängig und es sind weder Anzeichen noch Notwendigkeiten zu erkennen, dass sich dieser Trend umkehren könnte.

Neben fossilen Kraftwerken tragen in Deutschland insbesondere **Kernkraftwerke** zu der Stromversorgung Deutschlands bei. Das verfahrenstechnische Prinzip dieser Anlagen ist das gleiche wie bei den fossilen Kraftwerken, Dampferzeugung und Überhitzung geschehen allerdings nuklear. In Deutschland sind ausschließlich Leichtwasserreaktoren (d.h. mit leichtem Wasser moderierte und gekühlte Reaktoren) im Einsatz, als Brennstoff wird angereichertes Uran in Form von Urandioxidtabletten eingesetzt.

Bei Leichtwasserreaktoren ist zwischen Siedewasser- und Druckwasserreaktoren zu unterscheiden. Siedewasserreaktoren (1/3 der deutschen Anlagen) arbeiten mit einem Direktkreislauf zwischen Reaktor und Turbine, das Kühlmittel wird also nach dem Sieden direkt in die Turbine geleitet – es handelt sich somit um eine Einkreisanlage. Bei Druckwasserreaktoren (2/3 der deutschen Anlagen) ist vor allem aus Sicherheitsgründen eine Zweikreisanlage realisiert worden, die Wirkungsgrade liegen unter denen der Siedewasserreaktoren.

Daneben existieren eine kleine Anzahl weiterer Reaktortypen, die hier nicht weiter betrachtet werden sollen, da sie in Deutschland, aber auch weltweit, aus anlagentechnischen wie sicherheitstechnischen Gründen in Zukunft kaum Einsatz finden dürften¹⁴⁷. Der Reaktortyp, der zukünftig Realisierungschancen haben könnte, ist der „European Pressurized Reactor“ (EPR), der ein deutsch-französisches Gemeinschaftsprojekt von Siemens und Framatome darstellt und eine höhere Sicherheit aufweist als die bisherigen Druckwasserreaktoren¹⁴⁸. Daneben ist noch der Hochtemperaturreaktor (HTR) in der Entwicklung. In Deutschland wurde diese aufgrund großer anlagentechnischer Schwierigkeiten und infolgedessen mangelnder Industrieunterstützung zwar eingestellt, in Japan, Russland, China und der USA wird sie jedoch fortgesetzt. Über Demonstrationsanlagen hinaus sind allerdings noch keine Fortschritte erzielt worden.

3.3.1 Braunkohle-Kraftwerke

CO₂-Emissionen. Braunkohle ist derjenige Energieträger mit den höchsten spezifischen Emissionen (100-120 t/TJ) und erhält dadurch die schlechteste Wertung.

¹⁴⁷ überkritischer „Schneller Brüter“ u.a.

¹⁴⁸ Von den Entwicklern wird von einer „inhärent sicheren“ Technik gesprochen.

Toxizität. Bei der Verbrennung von Braunkohle entstehen trotz eines hohen Standards in der Rauchgasreinigungstechnik geringe Mengen toxischer Stoffe. Neben den bei allen fossilen Energieträgern entstehenden Stickoxiden und Schwefelverbindungen (z.B. SO₂ 0,3-3,1 t/TJ – je nach Abbaustandort) kommt hier vor allem Hydrogenchlorid (Salzsäure, HCl, 0,0002-0,06 t/TJ) und Hydrogenfluorid (Flusssäure, HF, 0,0003-0,006 t/TJ) zum Tragen. Die Toxizität wird als „mittel“ bewertet.

Technische Sicherheit. Braunkohle-Kraftwerke sind seit langem eingeführte Technologien, so dass ein hoher Sicherheitsstandard vorzufinden ist. Je nach Qualität der Wartung und Instandhaltung kann dieser auch über die gesamte Laufzeit der Anlage gehalten werden, insbesondere in Entwicklungsländern sinkt er jedoch zum Teil massiv. Aber auch im Normalbetrieb sind, wie in jeder technischen Anlage größerer Bauart, immer wieder Unfälle zu vermerken. Somit wird die Sicherheit mit „hoch“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Braunkohle-Kraftwerke sind aufgrund der verwendeten Materialien typisch für den Anlagenbau. Vornehmlich werden Eisen- und Nichteisenmetalle sowie eine Reihe typischer Elektronikteile eingesetzt, die zumeist relativ sortenrein vorliegen bzw. einfach zu trennen sind¹⁴⁹. Abgesehen vom Mauerwerk und einzelnen Elektronikkomponenten kann daher eine solche Anlage mit den heutigen Technologien relativ einfach recycelt werden, die Einstufung erfolgt somit bei „hoch“.

Ressourcensicherheit. Braunkohle ist ein heimischer Energieträger und kurz- und mittelfristig in großen Mengen verfügbar. Daher wird Braunkohle in der Rubrik „kurzfristig“ mit „sehr hoch“ bewertet, da es sich um eine endliche Ressource handelt allerdings langfristig nur mit „hoch“.

Interne Kosten. Die Nutzung von Braunkohle stellt heute eine vergleichsweise kostengünstige Art der Stromerzeugung dar, es erfolgt daher die Bewertung „niedrig“. Mittelfristig ändert sich dies erstens aufgrund der Einführung der Ökosteuer, zweitens aufgrund Kosten intensiver neuer Tagebau-Aufschlüsse und drittens aufgrund geringer werdender Kosten bei einigen Konkurrenztechnologien. Für 2030 ergibt sich daher die Bewertung „mittel“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Aufgrund ihrer insgesamt hohen Investitionskosten eignen sich Braunkohle-Kraftwerke nur für ressourcenkräftige Unternehmen. Zudem sind solche Kraftwerke nicht an bestimmte Standorte gebunden, sondern können im Rahmen ökonomischer Betrachtungen flexibel geplant werden. Daher wird hier die Stufe „niedrig“ vergeben.

3.3.2 Steinkohle-Kraftwerke

CO₂-Emissionen. Steinkohle liegt in der Rangfolge der spezifischen Emissionen (95-100 t/TJ) knapp hinter Braunkohle und wird daher ebenfalls mit der schlechtesten Wertung bedacht.

Toxizität. SO₂ und andere Gase werden ungefähr in der gleichen Größenordnung wie bei Braunkohle-Kraftwerken emittiert, allerdings liegen die HCl- (0,04 t/TJ) und HF-Emissionen (0,004 t/TJ) im Durchschnitt um ungefähr einen Faktor 10 höher. Daher ergibt sich für Steinkohle eine etwas schlechtere Bewertung als für Braunkohle.

¹⁴⁹ Wie z.B. im Falle kunststoffummantelter Stromleitungen.

Technische Sicherheit. Auch bei Steinkohle-Kraftwerken ist genau wie bei den Braunkohle-Kraftwerken eine hohe technische Sicherheit gegeben.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Steinkohle ist ebenfalls noch lange und in großen Mengen verfügbar, allerdings handelt es sich hierbei teilweise um einen importierten Energieträger. Aufgrund des hohen Steinkohle-Eigenanteils von über 80 % wird allerdings der kurzfristige Rahmen mit „sehr hoch“ bewertet. Aufgrund des relativ gesehen größeren Steinkohleanteils am Gesamtkohleverbrauch, insbesondere auf Weltebene, ist die Verfügbarkeit zukünftig geringer als bei Braunkohle einzuschätzen und wird mit „mittel“ bewertet.

Interne Kosten. Die Stromgestehungskosten von Steinkohle-Kraftwerken liegen in der gleichen Größenordnung wie bei den zuvor genannten und werden ebenfalls mit „niedrig“ bewertet. Auch hier wird die Technologie für 2030 mit „mittel“ beurteilt.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Auf Steinkohle-Kraftwerke treffen auch die Aussagen zu Braunkohle-Kraftwerken zu, die Bewertung ist somit „niedrig“.

3.3.3 Kernkraftwerke

CO₂-Emissionen. Der Prozess der Kernspaltung verläuft ohne die Entstehung von CO₂, Atomenergie erhält dadurch die bestmögliche Wertung. Die Entstehung von CO₂ in den vorgelegerten Prozessen wird dabei jedoch nicht beachtet, stellt allerdings auch nur eine geringe Erhöhung der Emissionen dar.

Toxizität. Die ständige Belastung von Mensch und Umwelt durch Niedrigenergiestrahlung, Transportleckagen oder Unachtsamkeiten beim Transport, die hier als Ausnahmefälle gewertet werden, sowie insbesondere die Plutonium-Problematik und die potenziellen Auswirkungen bei Unfällen führen zu einer vergleichsweise schlechten Bewertung der Atomenergie bezüglich Toxizität¹⁵⁰. Hinzu kommen die mangelnden Rezykliermöglichkeiten, die es nicht erlauben, toxische Stoffe (wie abgebrannte Brennelemente) wieder in den Wirtschaftskreislauf zu integrieren.

Technische Sicherheit. Die Sicherheit von Kernkraftwerken im Betrieb ist in den Anlagen der hoch-entwickelten Industrienationen als sehr hoch einzuschätzen. Allerdings passieren auch hier immer wieder Unfälle, bei denen Radioaktivität austritt, die aber zumeist über den eigentlichen Reaktorbereich nicht hinaus gehen¹⁵¹. Nichtsdestotrotz wird die Sicherheit von Kernkraftwerken mit „sehr niedrig“ bewertet. Dies liegt an folgenden Gründen:

¹⁵⁰ Plutonium gilt als der toxischste Stoff, der auf der Erde bekannt ist. Vor der Nutzung der Kernenergie existierte er nicht.

¹⁵¹ Hier nur zwei Beispiele für Störfälle der letzten Zeit: Aufgrund eines Defektes musste das Atomkraftwerk Fukushima erneut im Juli 2000 abgeschaltet werden. Strahlung war innerhalb des Reaktorgebäudes ausgetreten, die Messwerte lagen 400fach über Normal (FR 2000). Im September 1999 hatte es den schwersten Atomunfall Japans gegeben, zwei Mitarbeiter starben, 400 Menschen wurden radioaktiver Strahlung ausgesetzt (Ellis 1999). Zudem sind eine Reihe von Problemen mit dem Austreten von Radioaktivität beim Transport und bei der Wiederaufbereitung sowie mit illegaler Entsorgung im Meer festzustellen.

- Im Falle eines Größten Anzunehmenden Unfalles (GAU) sind die Schäden an Mensch und Umwelt immens (s. Beispiel Tschernobyl). Eine „inhärent sichere Technik“ ist aus dem Wesen technischer Systeme heraus nicht möglich.
- Die Sicherheitsstandards in Industrieländern sind zwar oftmals sehr hoch, in Entwicklungsländern oder in „economies in transition“ stellen Kernkraftwerke allerdings ein sehr hohes Risiko dar. Mögliche Folgen bleiben dabei nicht nur auf diese Länder beschränkt, sondern würden sich in vielen Fällen auch auf Deutschland auswirken (z.B. bei einem Unfall in Osteuropa).
- Der Aspekt der Proliferation wird stark unterschätzt, da daraus bisher noch keine militärischen Verschärfungen oder terroristischen Aktionen entstanden sind. Weltweit ist allerdings zu beobachten, dass einzelne extremistische Gruppen oder diktatorisch geführte Staaten immer leichter in den Besitz von High-tech Waffen kommen. Daher ist zu vermuten, dass es in den nächsten Jahren für solche Akteure möglich sein müsste, sich auch Massenvernichtungswaffen anzueignen.
- Anlagen zur Nutzung von Kernkraft sind immer auch potenzielle Ziele gewaltsamer Anschläge. Insbesondere unter der weltweit zunehmenden Gefahr technisch gut ausgestatteter extremistischer Gruppen nimmt dieses Risiko zukünftig eher zu denn ab.
- Die Endlagerfrage ist weiterhin weltweit ungeklärt, und Zwischenlager weisen nicht die geforderte Sicherheit auf. Auch wenn Lagerstätten gefunden würden, die den heutigen Anforderungen entsprechen, ist es grundsätzlich zweifelhaft, ob solche Lagerstätten auch über Jahrhunderte hinweg die gleiche Stabilität aufweisen. Aus der Vergangenheit dieser Lagerstätten in die Zukunft zu extrapolieren, birgt eine sehr hohes Risiko.

Bei den drei Punkten „Standards in Entwicklungsländern“, „Proliferation“ und „Ziele von Anschlägen“ könnte argumentiert werden, dass diese außerhalb des Wirkungs- und Verantwortungsbereiches einer Technologie liegen. Dem ist allerdings entgegenzuhalten, dass es sich dabei um eine verkürzte Sichtweise handelt. Technik befindet sich immer im gesellschaftlichen Kontext und kann niemals absolut, im sozialfreien Raum betrachtet werden. Insofern müssen auch das Umfeld und die Einsatzbedingungen einzelner Technologien erörtert werden, um sie umfassend bewerten zu können. Die genannten drei Risiken sind nicht mit technischen Mitteln zu vermindern, in der bestehenden Welt sind sie technologieimmanent. Grundsätzlich muss auch beachtet werden, dass bei Technologien, mit denen erhebliche Gewinnspannen zu erzielen sind, immer Akteure versuchen werden, Kosten möglichst zu externalisieren, um den Gewinn zu steigern.

Unter den genannten Voraussetzungen wird die Sicherheit von Kernkraftwerken daher mit „niedrig“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Bei Kernkraftwerken kann die Anlagentechnik weitgehend rezykliert werden, allerdings ist hier mit größeren Einschränkungen zu rechnen. Das Containment-Gebäude, also der innere Kern des Kraftwerks, besteht aus massivem Stahlbeton, der lediglich deponierbar ist. Abgebrannte Kernbrennstäbe können ebenfalls nicht neu genutzt werden¹⁵², und

¹⁵² Solange man den sehr risikoreichen und teuren Weg des sogenannten „Schnellen Brüters“ nicht gehen möchte.

auch der innere Bereich des Containments ist radioaktiv belastet. Daher fällt die Bewertung mit „mittel“ eine Stufe schlechter als bei den konventionellen Anlagen aus.

Ressourcensicherheit. Auch wenn von Seiten der Atomwirtschaft Kernenergie häufig als heimische Quelle betrachtet wird, so ist davon abweichend festzustellen, dass der nötige Rohstoff Uran zu 100% importiert wird¹⁵³, teilweise sogar aus instabilen Regionen. Engpässe sind zurzeit aber keine zu erkennen, so dass die kurzfristige Sicherheit mit „hoch“ angegeben wird. Da auch Uran endlich ist, erschöpft sich die Ressource mit der Zeit. Die statische Reichweite liegt zurzeit bei rund 100 Jahren. Daher verschlechtert sich die langfristige Ressourcensicherheit auf „mittel“.

Interne Kosten. Wie die beiden Kohle-Kraftwerkstypen werden auch die heutigen Gesteungskosten der Kernenergie mit „niedrig“ beurteilt. Allerdings ändert sich diese Bewertung bis 2030 deutlich. Einerseits wird davon ausgegangen, dass durch die begonnene ökologische Umsteuerung der Energiewirtschaft auch Kernenergie stärker erfasst wird und andererseits die Sicherheitsvorschriften bei neuen Anlagen einen Kostenschub verursachen würden. Daher wird für das Jahr 2030 von vergleichsweise „hohen“ Kosten ausgegangen.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Kernkraftwerke sind unter den Großkraftwerken die kapitalintensivsten und liegen spezifisch bei rund dem doppelten, absolut bei dem drei bis vierfachen gegenüber Kohle-Anlagen. Daher werden Kernkraftwerke in dieser Rubrik mit „sehr niedrig“ bewertet.

3.3.4 Erdöl-Kraftwerke

CO₂-Emissionen. Erdöl hat deutlich geringere CO₂-Emissionen (70-80 t/TJ) als die beiden zuvor genannten Kohlen und wird daher eine Stufe besser eingeordnet.

Toxizität. HCl und HF-Emissionen liegen bei Erdöl-Kraftwerken unter der Nachweisgrenze, lediglich SO₂ und Stickoxidemissionen sind mit denen der Kohle-Kraftwerke vergleichbar. Daraus resultiert eine niedrige Bewertung der Toxizität. Dabei darf jedoch nicht die Problematik von Transportleakagen und -unfällen außer Acht gelassen werden, die bei der Bewertung dieser Einzeltechnologielinie keinen Eingang findet.

Technische Sicherheit. Die Sicherheit und Verfügbarkeit von Erdöl-Anlagen wird genau wie die der Kohle-Anlagen bewertet. Allerdings ergibt sich aufgrund der Vorkette ein Unterschied: da Erdöl oftmals in Gebieten gewonnen wird, die durch große soziale Probleme gekennzeichnet sind, entstehen Spannungspotenziale zwischen den globalen Akteuren der Mineralölwirtschaft und der jeweiligen lokalen Bevölkerung (wie in Nigeria im Fall des Stammes der Ogoni). Einerseits resultieren daraus verminderte Sicherheitsstandards und andererseits versucht die Bevölkerung, gewaltsam an das Öl zu gelangen, das in ihrem Land gefördert wird. Unfälle wie Explosionen etc. sind eine häufig beobachtete Folge, wie zuletzt im Juli in Nigeria, wo bei Pipeline-Anzapfversuchen mehr als 130 Menschen ums Leben kamen (WDR 2000). Auch hier liegt, ähnlich wie bei Kernkraftwerken, allerdings mit verminderter Intensität, das Problem einer Großtechnologie vor, bei der unter Inkaufnahme großer externer Kosten erhebliche Gewinnspannen zu erzielen sind.

¹⁵³ Jeweils zu grob einem Drittel aus USA, Südafrika und Russland.

Die Sicherheit wird daher mit „mittel“ bewertet und liegt somit zwischen der von Kohlekraftwerken und der von Kernkraftwerken.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Erdöl ist zurzeit noch leicht zugänglich und erscheint unerschöpflich. Die statische Reichweite liegt jedoch jetzt schon bei 43 Jahren. Zudem erschöpfen sich bereits in vielen Regionen die Erdölquellen, so dass langfristig gesehen die Staaten am persischen Golf großen Einfluss auf den Erdölmarkt bekommen werden, da dort die größten Vorkommen lagern.

Bei Erdöl ergibt sich dadurch die zeitlich größte Änderung der Einschätzung. Kurzfristig wird die Ressourcensicherheit mit „hoch“ bewertet, langfristig aufgrund der geringen Reserven und der politischen Brisanz mit „sehr niedrig“.

Interne Kosten. Innerhalb der konventionellen Kraftwerke sind Erdöl-Kraftwerke vergleichsweise Kosten intensiv und werden daher eine Stufe schlechter eingeordnet und mit „mittel“ bewertet. Die weitere Entwicklung führt zu einer „hohen“ Kosteneinschätzung für das Jahr 2030. Dies liegt auch hier an der Energiepreisentwicklung aufgrund der Ökosteuer, an der Kostenminderung der Vergleichstechnologien und an einer voraussichtlichen Energiepreisentwicklung aufgrund abnehmender Vorräte bzw. deren Konzentration auf die OPEC-Staaten.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Die Bewertung erfolgt hier analog zu den Kohlekraftwerken mit „niedrig“.

3.3.5 Erdgas-Kraftwerke

CO₂-Emissionen. Erdgas ist der fossile Energieträger mit den spezifisch geringsten Emissionen (55-57 t/TJ) und wird damit eine Stufe besser als Erdöl bewertet.

Toxizität. Obwohl die SO₂-Emissionen deutlich gegenüber den Erdöl-Kraftwerken gesenkt sind, werden Erdgas-Kraftwerke in diesem Fall genauso bewertet. Dies liegt an der vergleichsweise geringen Toxizität dieser Emissionen, wohingegen HCL und HF, wie bereits eingangs erwähnt, stärker gewichtet werden.

Technische Sicherheit. Die Anlagensicherheit und -verfügbarkeit ist bei Erdgas-Kraftwerken ebenso hoch wie bei Erdöl- und Kohleanlagen. Aber auch hier besteht das bereits beim Erdöl behandelte prinzipielle Risiko während der Förderung in bzw. des Transports durch wirtschaftlich und sozial instabile Regionen. Aufgrund der geografischen Lage erscheint das Risiko hier zwar geringer als beim Erdöl, da es aber immer noch deutlich höher als bei Kohle ist, wird es daher mit „mittel“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Erdgas ist zurzeit ebenfalls leicht zugänglich und liegt ausreichend vor. Langfristig ist allerdings auch hier die begrenzte statische Reichweite (ca. 67 Jahre) ein wichtiger Faktor. Insbesondere bei Erdgas muss beachtet werden, dass es sich bei der oben genannten Zahl um die statische Reichweite handelt. In vielen Ländern werden allerdings zunehmend Erdgasstrategien verfolgt, die den Erdgasverbrauch deutlich erhöhen werden.

Unter der Voraussetzung einer moderaten Steigerung wird die langfristige Ressourcensicherheit mit „niedrig“ bewertet.

Interne Kosten. Erdgas-Kraftwerke sind die zurzeit kostengünstigsten Kraftwerkstypen. Insbesondere hoch-effiziente GuD-Anlagen werden aus diesem Grunde seit einigen Jahren vermehrt gebaut. Die Beurteilung erfolgt daher mit „sehr niedrig“ für den heutigen Zeitraum und mit „niedrig“ für das Jahr 2030 (aus den bereits erwähnten Gründen eine Stufe schlechter).

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Auch Erdgas-Kraftwerke werden wie die anderen fossilen Kondensationskraftwerke mit „niedrig“ beurteilt.

3.4 Große Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen produzieren gleichzeitig Strom und Wärme (die bei den Kondensationsanlagen als Abwärme z.B. über Kühltürme abgeführt werden muss) und nutzen Brennstoffe daher wesentlich besser aus. Die Wirkungsgrade liegen daher im Bereich von 60 bis 75 %. Die Anlagentechnik ist der der Kondensationsanlagen sehr ähnlich, es existieren lediglich einige Zusatzaggregate und die Prozessführung sowie die thermodynamischen Parameter sind etwas abgeändert. Da das Kreislaufmedium aufgrund der Wärmeauskopplung auf Nutzniveau (ca. 100 bis 140°C) nicht soweit heruntergekühlt werden darf wie bei Kondensationsanlagen, liegen die Stromwirkungsgrade trotz deutlich höherem Gesamtwirkungsgrad 10 bis 20 % unterhalb derjenigen bei reiner Stromerzeugung.

3.4.1 Braunkohle-KWK-Anlagen

CO₂-Emissionen. Durch den erhöhten Wirkungsgrad ist die Beurteilung der Emissionen um eine Stufe besser als im Kondensationsbetrieb.

Toxizität. Durch die Nutzung der Kohle in Kraft-Wärme-Kopplung werden auch toxische Stoffe deutlich reduziert. Daher verbessert sich auch hier die Bewertung um eine Stufe.

Technische Sicherheit. Auch wenn die Verfügbarkeit aufgrund des höheren Anlagenaufwandes etwas niedriger ist, entspricht die Bewertung der der Kondensationsanlagen, also „hoch“.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen ist in der Regel etwas kostspieliger als in reinen Kondensationsanlagen, nichtsdestotrotz werden hier in der groben Kosteneinschätzung beide Kraftwerkstypen gleich gesetzt. Dies ist deshalb gerechtfertigt, weil die Unterschiede im gesamten Spektrum marginal sind. Die Bewertung erfolgt daher für heute mit „niedrig“ und für 2030 mit „mittel“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Aufgrund der hohen Investitionskosten müssten diese Anlagen genau wie die Kondensationsanlagen beurteilt werden. Allerdings befinden sich KWK-Anlagen in einem anderen Umfeld. Sie müssen immer nahe an einem Wärmeverbraucher zum Einsatz kommen, da der weite Transport von Wärme unwirtschaftlich ist. Potenzielle Wärmeverbraucher oder auch die Bürger des entsprechenden Standortes haben daher große

re Einflussmöglichkeiten als bei Kondensationsanlagen. Diesem Sachverhalt wird durch die etwas bessere Bewertung mit „mittel“ Rechnung getragen.

3.4.2 Steinkohle-KWK-Anlagen

CO₂-Emissionen. Genau wie bei der Braunkohle-KWK-Anlage ist auch hier die Beurteilung um eine Stufe besser als in der reinen Kondensationsanlage.

Toxizität. Aufgrund der besseren Brennstoffausnutzung verbessert sich auch hier die Bewertung.

Technische Sicherheit. Die Bewertung entspricht der der Kondensationsanlagen, also „hoch“.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Auch hier wird die Bewertung mit den gleichen Ergebnissen wie bei den Kondensationsanlagen durchgeführt, also mit „niedrig“ für heute und mit „mittel“ für 2030.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Auch hier gilt der bezüglich dieses Indikators positive Aspekt der Verbraucher- und Bürgernähe. Die Bewertung lautet damit „mittel“.

3.4.3 Erdöl-KWK-Anlagen

CO₂-Emissionen. Auch bei den Erdöl-Kraftwerken kommt für diesen Indikator die bessere Brennstoffausnutzung zum Tragen.

Toxizität. Obwohl die Brennstoffe besser ausgenutzt werden, vermindern sich die Emissionen toxischer Stoffe nur geringfügig. Dies liegt darin begründet, dass bereits bei den Kondensationsanlagen wenig emittiert wird. Die Bewertung bleibt daher auf dem Niveau der Kondensationsanlage.

Technische Sicherheit. Auch hier verändert sich die Bewertung nicht gegenüber der entsprechenden Kondensationsanlage.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Ebenso wie bei den Kondensationsanlagen sind auch hier die Kosten, verglichen mit den anderen konventionellen Technologien, relativ hoch. Die Einschätzung lautet daher „mittel“ für heute und „hoch“ für 2030.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Wie die Kohle-Anlagen werden auch die Erdöl-KWK-Anlagen mit „mittel“ bewertet.

3.4.4 Erdgas-KWK-Anlagen

CO₂-Emissionen. Ebenso wie bei den zuvor behandelten Technologielinien verbessert sich die Bewertung um eine Stufe. Insbesondere mit Erdgas in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Gas- und Dampfturbinen-Anlagen erreichen sehr hohe Wirkungsgrade und sparen dadurch besonders viele Emissionen ein.

Toxizität. Ähnlich wie bei den Erdöl-KWK-Anlagen werden durch die verbesserte Brennstoffnutzung nicht die Emissionen toxischer Stoffe signifikant vermindert. Die Bewertung erfolgt daher wie bei den Kondensationsanlagen.

Technische Sicherheit. Die technische Sicherheit wird hier ebenfalls mit „mittel“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Auch unter den KWK-Anlagen sind vor allem die hoch-effizienten GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung die kostengünstigsten Kraftwerkstypen. Die Bewertung lautet daher auch hier „sehr niedrig“ für heute und „niedrig“ für 2030.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Die Erdgas-KWK-Anlagen werden ebenfalls wie die anderen fossilen KWK-Anlagen mit „mittel“ bewertet. Allerdings tendiert hier die Bewertung zu „hoch“, da insbesondere Erdgas-Anlagen auch in kleineren Leistungseinheiten (> 50 MW) wirtschaftlich zu bauen sind.

3.5 Kleine Kraft-Wärme-Kopplung

Unter „kleiner“ Kraft-Wärme-Kopplung werden hier dezentrale Anlagen bis zu einer Feuerungswärmeleistung von 25 MW verstanden. Dabei kann es sich um kleine Dampfkreisprozesse, um Gasturbinenprozesse oder um motorisch betriebene Prozesse handeln. Als Energieträger können alle erdenklichen Arten chemisch gespeicherter Energie fungieren, also Diesel, Erdgas, Biomasse, Wasserstoff, Pflanzenöl etc. Der Vorteil dezentraler KWK-Anlagen besteht darin, dass die Auslegung verbrauchsnäher (räumlich wie zeitlich) gestaltet werden kann und die Anlagen damit stärker an den Bedarf angepasst sind. Zudem wird weniger Kapital gebunden, die anfänglichen Investitionskosten und somit auch das absolute Risiko sind geringer.

Am verbreitetsten sind in Deutschland heute motorisch betriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) zwischen 30 kW_{el} und 2 MW_{el}. In den meisten Fällen (> 95 %) wird Erdgas als Energieträger eingesetzt. Darüber hinaus existiert eine geringe Anzahl größerer Gasturbinen sowie mehr als 800 Biogas-BHKW.

Motorisch betriebene BHKW sind, vereinfacht ausgedrückt, stationäre Automobile. Die ersten BHKW waren auch tatsächlich umgebaute Otto- oder Dieselmotoren aus Kraftfahrzeugen. Heute existieren eine Reihe von Firmen, die spezifische BHKW-Aggregate und die entsprechenden Zusatzkomponenten herstellen, so dass die Technologie bezüglich der Energieträger Erdgas und Diesel als ausgereift angesehen werden kann.

Im Bereich der Biomassenutzung ist das Bild uneinheitlicher, denn es bestehen zum Teil noch erhebliche Entwicklungsaufgaben, die sich nicht nur auf das eigentliche KWK-Modul, son-

dern auf die gesamte Systemtechnik beziehen. Beispielsweise kann Biogas heute zwar so problemlos wie Erdgas verfeuert werden, die reibungslose Biogaserzeugung ist oftmals jedoch noch ein Problem. In großen Anlagen ist feste Biomasse heute problemlos verfeuerbar, die Umwandlungswirkungsgrade sind aufgrund thermodynamischer Randbedingungen jedoch relativ gering. Daher wird versucht, feste Biomasse zunächst zu vergasen, um das entstandene wasserstoffreiche Gas dann zu verfeuern. Wie aus systemanalytischer Sicht zu sehen ist (s. auch Kapitel 4), wäre das ein wichtiges technisches Strategieinstrument für den Aufbau eines zukunftsfähigen Energiesystems. Allerdings ist hier weitere Entwicklungsarbeit notwendig. Auch ist die Systemtechnik integrierter Anlagen, die mehrere Verfahren gleichzeitig anwenden, noch nicht ausgereift¹⁵⁴. Ebenso fehlt im ganz kleinen Leistungsbereich (< 30 kW_{el}) ein marktreifes Konzept¹⁵⁵.

Neben der modernen Biomasetechnologie ist die Entwicklung von Brennstoffzellen eine der wichtigsten technischen Neuerungen. Hier wird auf der Basis der elektrochemischen Stromerzeugung ein völlig anderer Weg der Bereitstellung elektrischer Energie beschritten. Brennstoffzellen wandeln in Umkehrung der Elektrolyse die chemische Energie des Einsatzgases (Wasserstoff) direkt in Strom um. Dabei entsteht elektrische Energie, Wärme und als Reaktionsprodukt Wasserdampf. Brennstoffzellen können mit verschiedenen Brennstoffen, Oxidationsmitteln und Elektrolyten arbeiten. Sie haben jedoch alle gemein, dass sie den im Brennstoff enthaltenen Wasserstoff zur Reaktion nutzen müssen. Aus diesem Grund erfolgt vor der eigentlichen „kalten“ Verbrennung die Aufbereitung des Brennstoffs. Je nach Temperaturbereich werden drei Typen unterschieden:

- Niedertemperatur-Brennstoffzellen (alkalische und Membranzellen, PEM) weisen Temperaturen von 60 bis 90°C auf. Ihr Einsatzgebiet wird hauptsächlich im mobilen Bereich gesehen.
- Mitteltemperatur-Brennstoffzellen (phosphorsaure Zellen, PAFC) arbeiten im Bereich zwischen 160 und 220°C und werden bereits in Blockheizkraftwerken in einem Leistungsbereich von 200 bis 250 kW_{el} genutzt. Die Wirkungsgrade liegen bei knapp 40 %.
- Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Karbonat- und Oxidkeramikzellen, MOFC/SOFC) weisen Arbeitstemperaturen von 650 bzw. bis zu 1.000°C auf. Sie sind für den stationären Sektor in Zukunft von größter Bedeutung. Das Wirkungsgradpotenzial liegt bei weit über 60 %¹⁵⁶.

Brennstoffzellen weisen einige Vorteile auf, die sich vor allem bei den Hochtemperaturzellen besonders bemerkbar machen. Sie sind emissionsarm, besitzen hohe Wirkungsgrade, sind flexibel bezüglich des Brennstoffeinsatzes, können modulartig aufgebaut werden, haben ein

¹⁵⁴ z.B. die integrierte Kompostierung und Vergasung oder die Bereitstellung und Nutzung verschiedener Brennstoffe in einer Anlage.

¹⁵⁵ Das aussichtsreichste Konzept ist der Stirling-Motor, der zwar mittlerweile kommerziell angeboten wird, aber erst seine Praxistauglichkeit und Wirtschaftlichkeit beweisen muss.

¹⁵⁶ Theoretisch besteht sogar keine Obergrenze (abgesehen von 100 % Wirkungsgrad) wie z.B. bei den Dampfkraftprozessen (ca. 66 %). Es existiert somit ein sehr großes Entwicklungspotenzial.

weitaus besseres Teillastverhalten als GuD-Anlagen und besitzen sehr hohe Stromkennziffern¹⁵⁷.

Während Nieder- und Mitteltemperaturzellen heute schon für den stationären Markt kommerziell verfügbar sind¹⁵⁸, so erfordert die Einführung der Hochtemperatur-Brennstoffzellen noch Entwicklungsarbeit. Firmen wie Sulzer wollen allerdings bereits in den kommenden Jahren mit entsprechenden Hausaggregaten auf den Markt kommen. Nach den bisherigen Erfahrungen sollte von einem fünf- bis zehnjährigen Zeitraum bis zu einer breiten Markteinführung von Brennstoffzellen ausgegangen werden.

3.5.1 Diesel-BHKW

CO₂-Emissionen. Die Bewertung dieses Technologietyps liegt auf einer Stufe mit den großen Erdöl-KWK-Anlagen, auch wenn die Wirkungsgrade der BHKW in der Regel etwas besser sind. Dieser Unterschied wird jedoch nicht als so substantiell erachtet, dass er eine bessere Einstufung erlaube. Die liegt auch an der Tatsache, dass die Emissionen immer noch eindeutig höher als bei den Erdgas-KWK-Anlagen sind.

Toxizität. Aufgrund der in dieser Hinsicht ähnlichen Charakteristika mit den großen KWK-Anlagen wird auch hier die Toxizität mit „niedrig“ bewertet.

Technische Sicherheit. Auch Blockheizkraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Sicherheit und Verfügbarkeit aus. Als weiteres Risikoelement gegenüber den großen Öl-Anlagen kommt die Verteilung des Diesels zu den einzelnen BHKW hinzu, wird aber nicht als ausschlaggebend erachtet. Daher wird auch hier aufgrund der Vorkette die Sicherheit mit „mittel“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Auch für die kleinen KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Die Stromgestehung aus Diesel-BHKW ist in der Regel Kosten intensiver als in konventionellen Kohle-, Kernenergie- oder Gaskraftwerken und wird daher mit „mittel“ bewertet. Im Jahr 2030 wird sich die Situation aufgrund der bereits genannten Entwicklungen zu „hoch“ verschlechtern.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. BHKW sind aus ihrer Definition heraus dezentrale Anlagen und werden somit mit „hoch“ bewertet. Diese Bewertung findet auch durch die Tatsache Unterstützung, dass BHKW oftmals von Bürgergruppen, zum Teil gegen den Willen der eigentlichen Entscheidungsträger, initiiert und durchgesetzt worden sind.

¹⁵⁷ Damit ist das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gemeint. Je höher die Stromkennziffer, desto mehr Strom und desto weniger Wärme wird pro eingesetzter Einheit Brennstoff hergestellt. Dies ist insbesondere wichtig, da der Anteil von Strom in modernen Energiewirtschaften zunehmend steigt.

¹⁵⁸ Insbesondere PAFC-Zellen werden heute schon in einigen hundert BHKWs weltweit eingesetzt. Die Stromgestehungskosten liegen derzeit grob bei dem doppelten motorisch betriebener BHKWs.

3.5.2 Erdgas-BHKW

CO₂-Emissionen. Die Einstufung von Erdgas-BHKW wird der der Erdgas-KWK-Anlagen gleich gesetzt. Dies gilt allerdings nur unter der Voraussetzung, dass moderne und gut eingesezte große Anlagen unterstellt werden. Ansonsten wären diese schlechter einzuordnen.

Toxizität. Die Einteilung erfolgt auch hier wie beiden großen Erdgas-KWK-Anlagen mit „niedrig“.

Technische Sicherheit. Bei Erdgas-BHKW treffen die Aussagen der Diesel-BHKW ebenfalls zu, die Bewertung liegt ebenfalls bei einer „mittleren“ Sicherheit.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Auch für die kleinen KWK-Anlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. In vielen Fällen ist die Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas-BHKW heute bereits konkurrenzfähig, auch wenn sich die politische Rahmgebung für die KWK im allgemeinen nicht gebessert, sondern eher verschlechtert hat. Trotz dieser Tatsache ist aber weiterhin ein ansteigenden Markt zu beobachten, was auf den mittlerweile hohen Planungs- und Baustandard schließen lässt.

Erdgas-BHKWs werden daher heute mit „niedrigen“ Kosten bewertet, für das Jahr 2030 mit „mittel“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Genau wie Diesel-BHKW werden auch die Erdgas-Anlagen mit „hoch“ bewertet.

3.5.3 Brennstoffzellen

CO₂-Emissionen. Brennstoffzellen (BZ), die zurzeit die größte Marktnähe besitzen (PAFC u.a. Mitteltemperaturtypen) besitzen ähnliche Wirkungsgrade wie Erdgas-BHKW und werden demnach gleich eingeordnet. Dabei wird jedoch unterschlagen, dass BZ bessere Werte bei allen anderen Emissionen aufweisen und in der Regel einen etwas höheren elektrischen Wirkungsgrad besitzen, was wiederum einige energie-systemische und ökonomische Vorteile hat.

Die besten Werte aller Anlagen, die fossile Energieträger nutzen, haben Hochtemperatur-BZ. Sie weisen die geringsten Emissionen auf und besitzen die höchsten Stromwirkungsgrade.

Toxizität. Die Toxizität von Brennstoffzellen wird der der Erdgas-BHKW gleichgesetzt, auch wenn einige wenig-toxische Gase in geringeren Mengen emittiert werden. Andererseits werden bei BZ einige Edelmetalle eingesetzt, bei denen ein Recycling noch nicht sicher gestellt werden kann.

Technische Sicherheit. Über die Anlagensicherheit können zurzeit keine abschließenden Bewertungen vorgenommen werden, da bisher erst wenige Anlagen existieren. Allerdings ist bei der Anlagentechnik und nach den ersten Erfahrungen davon auszugehen, dass diese einen ähnlich hohen Standard haben wird wie bei den anderen BHKW Typen. Insofern spielt wiederum die Vorkette der Erdgas-Erzeugung und des Transports die entscheidende Rolle, da Brennstoffzellen zunächst auf Erdgasbasis betrieben werden. Die gesamte Sicherheit wird daher ebenfalls mit „mittel“ bewertet.

Diese Bewertung könnte sich allerdings zukünftig bei der Verwendung anderer Energieträger wie Wasserstoff verbessern.

Rezirklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Die Brennstoffzelle besitzt den Vorteil, dass sie eine Reihe von Energieträgern in Strom umwandeln kann. Die Energieträger müssen lediglich Wasserstoff beinhalten, was bei allen fossilen Energieträgern wie auch bei Biomasse oder reinem Wasserstoff der Fall ist. Ressourcentechnisch stellt nur Platin ein geringes Hindernis dar, welches relativ selten auf der Erde vorkommt. Daher muss bei einem großtechnischen Einsatz von Brennstoffzellen langfristig ein Ersatzstoff gefunden werden. Unter der Annahme, dass dieser Stoff nicht gefunden wird, erhält die Brennstoffzelle die Wertung „sehr hoch“ für kurzfristig und „hoch“ für langfristig.

Interne Kosten. Brennstoffzellen sind eine in der gebäudetechnischen Anwendung neue Technologie, die erst geringe Stückzahlen aufweisen kann. Daraus resultieren noch „hohe“ Investitions- wie Stromgestehungskosten, die heute nicht konkurrenzfähig sind. Da eine Reihe von Firmen aber für die nächsten Jahre die breite Markteinführung planen, ist davon auszugehen, dass sich die Stückzahlen deutlich erhöhen und Skaleneffekte zum Tragen kommen werden. Da es sich zudem um eine sehr effiziente Art der Energieumwandlung handelt, ein aus ökonomischen und technischen Gründen gutes Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung vorhanden ist, und eine große Brennstoffflexibilität herrscht, werden die Kosten für 2030 mit „niedrig“ bewertet.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Bei Brennstoffzellen verhält sich die Bewertung mit „hoch“ ähnlich wie bei den beiden zuvor behandelten BHKW-Typen. Ohne dass dies in der Bewertung zu erkennen wäre, tendieren Brennstoffzellen jedoch leicht zur besseren Bewertung, da sie in solch kleinen Leistungseinheiten produzierbar sind, dass sogar Einfamilienhäuser versorgt werden können.

3.5.4 Biomasse-KWK-Anlagen

CO₂-Emissionen. Biomasse ist unter der Voraussetzung, dass genau so viel nachwächst wie geerntet wurde, ein fast CO₂-neutraler Energieträger. Daher wird Biomasse mit der besten Bewertung versehen. Die Bilanz wird jedoch umso schlechter, je mehr landwirtschaftliche Biomasse aus konventionellem Anbau stammt. Biomasse, die zudem in gering-effizienten Anlagen umgewandelt wird, könnte dann die gleiche Beurteilung wie Erdgas oder sogar eine schlechtere bekommen.

Toxizität. Die Bewertung der Toxizität von Biomasse-Anlagen hängt entscheidend mit der Herstellung des Energieträgers zusammen. Diese Vorkette ist systemimmanent und kann nicht, wie bei den Erdöl-Anlagen, aus dieser Betrachtung ausgeschlossen werden¹⁵⁹.

Da es sich um einen kohlenstoffhaltigen Energieträger handelt, der ebenso wie alle fossilen eine Reihe weiterer Komponenten beinhaltet, sind auch hier verschiedene gasförmige Emissionen festzustellen. Daher ist die bestmögliche Bewertung unter der Voraussetzung einer we-

¹⁵⁹ Die Leckagen in Pipelines oder die Transportunfälle wären durch bessere Standards weitgehend vermeidbar, die Emissionen und Immissionen beim landwirtschaftlichen Anbau konventioneller Art hingegen nicht – sie sind System oder Technologie immanent.

nig-toxischen Produktion biogener Energieträger die Kategorie „niedrig“. Dies ist beispielsweise der Fall bei der Nutzung von Reststoffen, der schonenden Ernte von Waldhölzern oder beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse innerhalb des ökologischen Landbaus. Deutlich schlechter wird die Bilanz, wenn landwirtschaftliche Biomasse innerhalb des konventionellen Landbaus produziert wird. Aufgrund der erheblichen Schadstoffeinträge in Boden, Wasser und Luft wird die Toxizität dann mit „hoch“ eingeordnet.

Technische Sicherheit. Biomasse-KWK-Anlagen besitzen ebenfalls eine hohe technische Sicherheit, die Anlagenverfügbarkeit stellt sich aufgrund geringer Erfahrungen im Betrieb noch schlechter dar als bei den anderen KWK-Technologien. Allerdings ist hier die Vorkette nicht mit den Problemen von Erdöl und Erdgas behaftet, so dass die Gesamtbewertung auf „hoch“ hinaus läuft.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Biomasse ist ein heimischer Energieträger, der aufgrund der hohen Siedlungsdichte in Deutschland nur ein mittleres Potenzial hat. Zurzeit ist die Verfügbarkeit allerdings als schlecht zu betrachten (s. Abschnitt 2.3), da von Ausnahmen abgesehen noch keine lückenlose und funktionierende Energieträgerkette bzw. -logistik existiert. Zudem sind heute erst geringe Potenziale erschließbar, weil Anbauflächen für die Energieträgerproduktion nicht genutzt werden und die Holzwirtschaft den Markt noch nicht als solchen erkannt hat. Langfristig allerdings wird sich diese Situation aller Wahrscheinlichkeit nach deutlich verbessern. Für den kurzen Zeitraum wird die Ressourcensicherheit daher mit „niedrig“ bewertet, langfristig mit „hoch“.

Interne Kosten. Auch Biomasse-Anlagen besitzen noch deutlich höhere Stromgestehungskosten als konventionelle Technologien und erhalten daher die Bewertung „hoch“. Aufgrund der Ökosteuern, besserer Biomasse-Logistik, verbesserten Planungsverfahren, einer erhöhten Stückzahl und technischen Entwicklungen wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten mindestens auf „mittel“ bis 2030 entwickeln.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Biomasse-KWK-Anlagen lassen sich auf der einen Seite wirtschaftlich nur in größeren Leistungseinheiten betreiben ($> 1 \text{ MW}_{el}$). Auf der anderen Seite handelt es sich gerade bei Biomasse um einen Energieträger mit sehr hohen Rückkopplungen zur Region – also auch mit großen Einflussmöglichkeiten der regionalen Bevölkerung. Diese Effekte gleichen sich in der Bewertung aus, so dass diese mit „hoch“ wie bei der fossilen Klein-KWK erfolgt.

3.6 Dezentrale konventionelle Wärmeanlagen

Erdöl- und Erdgasheizungen sind vergleichsweise einfach aufgebaut. Durch die Verbrennung des Brennstoffs wird das Wärmeträgermedium (i.d.R. Leitungswasser) erhitzt, welches über Wärmeübertrager (Heizkörper) Wärme an die zu beheizenden Räume abgibt. In den letzten 20 Jahren sind deutliche Effizienzverbesserungen erreicht worden, so dass bei den modernsten Anlagen Wirkungsgrade von 95 bis 98 % erreicht werden¹⁶⁰.

¹⁶⁰ Nur bei Brennwertkesseln, also Anlagen, die auch die im Abgas enthaltene Wärme zurückgewinnen und nutzen.

Heizungen können entweder mit reinem Heizbetrieb oder in einer kombinierten Heiz- und Warmwasserausführung ausgelegt werden. Bei der zuletzt genannten Art wird aus technischen Gründen ein Warmwasserspeicher benötigt. Dies bietet wiederum den Vorteil einer besseren Einbindungsmöglichkeit von solarthermischen Anlagen, die ebenfalls einen solchen Speicher benötigen. Dadurch kann zudem weitgehend der im Sommer ineffiziente Teillastbetrieb der Heizungsanlagen entfallen.

In Strom-Direktheizungen wird elektrische Energie direkt in Wärme umgewandelt¹⁶¹. Diese Energieumwandlung geschieht mit einer sehr hohen Effizienz von ca. 99 %, allerdings muss zuvor aus fossilen Energieträgern Strom erzeugt werden. Aus diesem Grund ist der Gesamtwirkungsgrad von Strom-Direktheizungen äußerst gering und die verbundenen Emissionen sind die höchsten aller Wärmeerzeugungsanlagen.

Elektro-Wärmepumpen werden zwar ebenfalls mit Strom betrieben, allerdings wird hier ein thermodynamischer Kreisprozess so verwendet, dass größtenteils Umgebungswärme (s. auch Abschnitt 3.2.10) in Nutzwärme umgewandelt wird. Dadurch ist der Gesamtwirkungsgrad deutlich höher als bei Strom-Direktheizungen und bewegt sich in der Größenordnung von fossilen Heizungen. Über die ökologischen Folgen von Wärmepumpen wird eine sehr emotionale Diskussion geführt, die im Rahmen des Abschnitts 2.5 detailliert aufgegriffen wird.

3.6.1 Erdöl-Heizungen

CO₂-Emissionen. Im Bereich der Beheizung von Räumen oder der Warmwassererzeugung besitzen Erdöl-Heizungen vergleichsweise hohe Emissionen. Daher wird die zweitschlechteste Wertung vorgenommen.

Toxizität. Die Bewertung erfolgt wie bei den zuvor besprochenen Erdöl-Technologien, also mit „niedrig“.

Technische Sicherheit. Auch hier wird analog mit „mittel“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die Heizungsanlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Erdöl-Heizungen stellen wie Erdgas-Heizungen den Standard-Beheizungsfall in Deutschland dar und sind dementsprechend kostengünstig. Diese werden daher für heute mit „niedrig“ beurteilt, im Jahr 2030 allerdings aus den bisher genannten Gründen mit „hoch“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Heizungen sind immer eine sehr dezentrale Technologie und müssen dementsprechend bewertet werden. Allerdings hat nur ein Teil der Bürger, die Vermieter, Einfluss auf deren Verwendung, so dass nur die zweithöchste Bewertung vorgenommen werden kann: „hoch“.

¹⁶¹ Heizlüfter, Nachtspeicheröfen, Strahler etc.

3.6.2 Erdgas-Heizungen

CO₂-Emissionen. Erdgasheizungen haben ebenfalls aufgrund der geringeren spezifischen Emissionen und auch aufgrund des besseren Ausbrandverhaltens geringere Emissionen als Erdöl-Heizungen. Somit wird diese Technologie mit einer Stufe besser bewertet.

Toxizität. Hier lehnt sich die Bewertung an die bisher behandelten Erdgas-Technologien an und wird mit „niedrig“ vorgenommen.

Technische Sicherheit. Auch Erdgas-Heizungen sind mit einer hohen Sicherheit versehen und daher erfolgt auch hier die Bewertung analog zu den bisherigen Erdgas-Technologien mit „mittel“.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Für die Heizungsanlagen gelten die gleichen Aussagen wie für die Kondensationsanlagen.

Interne Kosten. Erdgas-Heizungen sind noch etwas kostengünstiger als Erdöl-Heizungen. Da der Unterschied aber gering ist, werden auch diese mit „niedrig“ bewertet. Im Unterschied zu Erdöl-Heizungen stellt sich die Konkurrenzfähigkeit im Jahr 2030 weniger schlecht dar, sondern erhält die Bewertung „mittel“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Wie bei den Erdöl-Heizungen erfolgt auch hier die Bewertung mit „hoch“.

3.6.3 Strom-Direktheizungen

CO₂-Emissionen. Obwohl der Umwandlungswirkungsgrad von Strom-Direktheizungen sehr gut ist, haben diese die größten CO₂-Emissionen aller hier betrachteten Vergleichstechnologien. Dies liegt an der Vorkette der Stromerzeugung, da diese immer mit hohen Verlusten einher geht.

Toxizität. Stromheizungen emittieren selbst keine toxischen Stoffe¹⁶², Die Bewertung muss aber erneut die Vorkette der Stromerzeugung einbeziehen. Da der Strommix in Deutschland hauptsächlich aus Kohle und Kernenergie und zu geringeren Anteilen aus Öl und Gas besteht, und zusätzlich der Wirkungsgrad der gesamten Umwandlungskette gering ist, wird die Toxizität mit „hoch“ bewertet, liegt also in der Größenordnung von Steinkohle-Kondensationsanlagen.

Technische Sicherheit. Strom-Direktheizungen haben eine sehr hohe Sicherheit, die einzigen Unfälle wurden nur durch fehlerhafte Anschlüsse erzeugt. Aber auch hier ist wieder die Vorkette der Stromerzeugung und der jeweiligen Energieträger zu beachten, es muss also ein Mittelwert der zugrunde liegenden Stromerzeugung gebildet werden. Aus diesem Grund ergibt sich die Einschätzung mit „mittel“.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

¹⁶² Zu den Auswirkungen von Elektromog kann bisher nichts Abschließendes gesagt werden, die wissenschaftlichen Untersuchungen widersprechen sich weitgehend. Aus Risikominimierungsgründen sollte dieser Aspekt aber eigentlich Eingang in die Bewertung finden.

Ressourcensicherheit. Strom kann als heimischer Energieträger betrachtet werden, wenn man davon ausgeht, dass die vorgelagerte Stromerzeugung mit der gleichen Sicherheit versehen ist wie ein tatsächlicher heimischer Prozess. Auch kann davon ausgegangen werden, dass Strom immer in ausreichendem Maße verfügbar ist, das Angebot der Nachfrage also angepasst werden kann. Unter diesen Voraussetzungen erfolgt die Bewertung kurz- wie langfristig mit „sehr hoch“.

Interne Kosten. Stromheizungen sind eine Technologie, die lange durch besondere Tarife der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) gefördert worden sind, mittlerweile aber immer mehr vom Markt verdrängt werden. Die Wärmegestehungskosten werden gegenüber den anderen Möglichkeiten mit „mittel“ bewertet, für das Jahr 2030 mit „hoch“. Diese zweite Bewertung unterstellt, dass auch dann noch ein Großteil der Stromversorgung mittels konventioneller Anlagen gewährleistet wird, so dass auch hier die Ökosteuer zum Tragen kommt. Die Bewertung könnte allerdings besser ausfallen, wenn mit steuerbefreitem Strom geheizt würde.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Aufgrund der eingeschränkten Partizipationsmöglichkeiten aller Bürger erfolgt auch hier die Bewertung mit „hoch“.

3.6.4 Elektro-Wärmepumpen

CO₂-Emissionen. Elektro-Wärmepumpen verwenden zwar ebenso wie Strom-Direktheizungen Elektrizität als Antriebsenergie, hier macht sich allerdings der deutlich verbesserte Wirkungsgrad positiv bemerkbar. Die Einordnung ist damit mit der der Erdöl-Heizungen identisch. Wärmepumpen können ähnliche Emissionen wie Erdgas-Heizungen besitzen, allerdings ist dies noch längst nicht der Regelfall und wird daher zunächst nicht zugrunde gelegt (s. Abschnitt 2.5).

Toxizität. Elektrowärmepumpen werden auch hier aufgrund des besseren Wirkungsgrades eine Stufe besser als die Strom-Direktheizungen eingeordnet.

Technische Sicherheit. Ein besserer Wirkungsgrad spielt hier nur eine untergeordnete Rolle, da es nicht um die Intensität der Nutzung, sondern um die grundsätzlichen Risiken bei einer Nutzung überhaupt geht. Insofern wird die Einordnung in diesem Fall wie bei den Strom-Direktheizungen mit „mittel“ vorgenommen.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. So wie bei den Strom-Direktheizungen wird auch hier die Sicherheit für beide Zeithorizonte mit „sehr hoch“ bewertet.

Interne Kosten. Elektro-Wärmepumpen sind noch immer nicht vollständig konkurrenzfähig bezüglich fossil befeuerter Heizungen und werden daher eine Stufe schlechter mit „mittel“ bewertet – allerdings stehen Wärmepumpen an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit und sind dies in manchen Fällen bereits. Aus den gleichen Gründen wie bei den Strom-Direktheizungen ändert sich die Bewertung für 2030 zu „hoch“, auch wieder unter der Voraussetzung einer vornehmlich konventionellen Stromerzeugung in Deutschland.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Wie bei den anderen Heizungstypen werden auch Wärmepumpen mit „hoch“ bewertet.

3.7 Erneuerbare Energien - Strom

Erneuerbare Energien können in vielfältiger Form auftreten und sind zumeist eine spezielle Form von Sonnenenergie. Einführende Beschreibungen erfolgten bereits in Abschnitt 3.2 in Zusammenhang mit den Potenzialdarstellungen und werden daher nicht erneut aufgenommen.

3.7.1 Wasserkraft-Anlagen

Die nachfolgenden Beschreibungen gelten nur für stromerzeugende, nicht aber für speichernde Systeme wie Pumpspeichieranlagen, bei denen in Überschusszeiten Wasser auf ein höheres Potenzial gepumpt wird, um in Bedarfszeiten dieses durch Röhrensysteme wieder auf ein niedrigeres Potenzial zu bringen und den Unterschied mittels Turbinen zur Stromerzeugung auszunutzen.

CO₂-Emissionen. Wie alle erneuerbaren Energien ist auch die Wasserkraft CO₂-frei und erhält somit die beste Wertung. Allerdings sind eine Reihe weiterer ökologischer Aspekte bei der Wasserkraft zu beachten, die hier nicht weiter betrachtet werden können.

Toxizität. Wasserkraft ist eine in der Regel nicht toxische Form der Stromerzeugung. Allerdings wird hier unterstellt, dass solche Anlagen auch tatsächlich landschaftsverträglich gebaut werden, und nicht, wie in einigen Entwicklungsländern geschehen, durch Staudämme Malaria und andere Krankheiten gefördert werden¹⁶³.

Technische Sicherheit. Die Sicherheit von Wasserkraft-Anlagen ist „sehr hoch“, allerdings müssen aufgrund des zuweilen aggressiven Mediums Wasser und der vorkommenden Verschmutzungen Abstriche bei der Verfügbarkeit gemacht werden. Daher wird die Gesamtbeurteilung mit „hoch“ vorgenommen.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Wasserkraft ist ein heimischer und sicherer Energieträger mit allerdings beschränkten Potenzialen. Daher wird dieser jeweils mit „mittel“ bewertet.

Interne Kosten. Bestehende große Wasserkraftwerke sind zwar konkurrenzfähig, kleine Neuanlagen benötigen jedoch staatliche Unterstützung über das Erneuerbare Energien Gesetz. Daher wird die Wasserkraft insgesamt mit „mittel“ beurteilt, woran sich auch nichts grundlegend bis 2030 ändert. Dies liegt trotz Ökosteuer daran, dass die Technik ausgereift ist und die Stückzahlen in Deutschland auch in Zukunft klein bleiben werden. In anderen Ländern kann sich die Beurteilung allerdings deutlich besser darstellen.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Große Wasserkraftwerke sind mit sehr hohen Investitionen verbunden, nur bei kleineren Laufwasserkraftwerken sind auch die absoluten Gesamtkosten niedrig. Daraus resultierend wird die gesellschaftliche Verträglichkeit mit „mittel“ bewertet, wobei dies einen Durchschnitt aus „niedrig“ bis „sehr niedrig“ bei großen Anlagen und „hoch“ bei dezentralen Anlagen darstellt.

¹⁶³ So wurden beispielsweise in Staudämmen des brasilianischen Regenwaldes Gebiete einfach überflutet, ohne sie vorher zu entwalden. Das Wasser versauerte, wurde ungenießbar und stellt nun einen Nährteich für Malariaerreger dar (Bermann und Martins 2000; Siqueira 2000).

3.7.2 Windenergie-Anlagen

CO₂-Emissionen. Auch hier erfolgt die bestmögliche Bewertung. Ähnlich wie bei der Wasserkraft müssen jedoch andere ökologische (wie Vogelflug) oder landschaftsplanerische Aspekte (Stichwort „Verschandelung“) Beachtung finden.

Toxizität. Windenergieanlagen wirken in keiner Weise toxisch und werden daher mit der Kategorie „sehr niedrig“ bewertet.

Technische Sicherheit. Windenergie-Anlagen zeichnen sich mittlerweile in der Regel mit einer sehr hohen Verfügbarkeit von 98 % und einer sehr hohen Sicherheit aus. Die sogenannten Kinderkrankheiten der ersten Generator-Generationen sind somit überwunden und das Urteil fällt mit „sehr hoch“ positiv aus.

Rezyklierfähigkeit. Der Großteil einer WEA, die Flügel, besteht aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Diese Duroplaste finden in verschiedenen Bereichen (wie im Bootsbau) Anwendung, ein Recyclingkonzept wird bisher jedoch nicht verfolgt. Die Rezyklierung ist auch nur mit hohem Aufwand zu erreichen, da Glasfasern und Duroplast eine formschlüssige Verbindung eingegangen sind, und es handelt sich dabei aufgrund einer wahrscheinlichen verbleibenden Verschmutzung um ein down-cycling. Die vorläufige Bewertung¹⁶⁴ lautet daher „niedrig“.

Ressourcensicherheit. Die Windenergie ist ebenfalls eine heimische und sichere Energiequelle, wobei die Potenziale eine Größenordnung höher liegen als bei der Wasserkraft. Aus diesem Grund wird jeweils die Bewertung „hoch“ vorgenommen.

Interne Kosten. Windenergie ist trotz der dynamischen Entwicklung der letzten 10 Jahre noch immer teurer als die konventionelle Stromerzeugung und erhält daher die Bewertung „hoch“. Allerdings wird sich dies in den nächsten Jahren deutlich angleichen: die Investitionskosten werden weiter abnehmen, gute, aber von alten und kleinen Anlagen besetzte Standorte werden frei für größere, hoch-effiziente, die Ökosteuern werden die Konkurrenztechnologien verteuern und Offshore-Anlagen werden die Gestehungskosten weiter senken. Aus diesen Gründen werden die Kosten 2030 mit „niedrig“ eingeschätzt (allerdings unter Vorbehalt der geschilderten positiven Entwicklung).

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Auf die Errichtung von Windenergieanlagen können Bürger sehr direkt Einfluss nehmen, da Beteiligungsmodelle ein sehr übliches Finanzierungsverfahren sind. Bei großen Anlagen z.B. im Offshore-Bereich werden die Entscheidungen allerdings wieder in kapitalkräftigen Unternehmen fallen müssen. Bürgerbeteiligungsmodelle dürften hier weitgehend an der Größe der Investition scheitern. Aus diesen Gründen erfolgt die Gesamtbewertung mit „hoch“.

3.7.3 Photovoltaik-Anlagen

Zurzeit existieren eine kleine Anzahl miteinander konkurrierender Zellentypen. Bei den nachfolgenden Bewertungen werden daher Differenzierungen vorgenommen, die sich aus der detaillierten Teilstudie ergeben haben (s. Abschnitt 2.1).

¹⁶⁴ „Vorläufig“ deshalb, da bisher noch keine Erfahrungen vorliegen und evtl. ein Verfahren entwickelt wird, das mit weniger Aufwand ein gutes Resultat erzeugt.

CO₂-Emissionen. Wie bei den zuerst genannten Formen erneuerbarer Energien werden Photovoltaik-Anlagen unter CO₂-Gesichtspunkten mit der Bestnote bewertet. Auch die relativ langen energetischen Amortisationszeiten ändern nichts an dieser Tatsache, da auf jeden Fall ein deutlicher Energieüberschuss produziert wird.

Toxizität. Photovoltaik-Anlagen sind bei Anwendung von Silizium-Technologien ebenfalls nicht toxisch. Werden allerdings Technologien wie Cadmium-Tellurid-Zellen betrachtet, ergeben sich sehr wohl toxische Probleme. Die Bewertung reicht daher von „sehr niedrig“ bis „mittel“. Im Weiteren wird jedoch nur von den auch langfristig unter Ressourcengesichtspunkten besser verfügbaren siliziumbasierten Zellen ausgegangen.

Technische Sicherheit. Die Sicherheit von PV-Anlagen ist sehr hoch, da die Anlagentechnik einfach ist, keine beweglichen Teile vorhanden sind und der größte Teil der Anlage im 12 Volt-Spannungsbereich läuft. Auch ist die Anlagenverfügbarkeit bei richtiger Installation sehr hoch, Hersteller wie Siemens geben sogar 25 Jahre Garantie auf ihre Module. Die Herstellung der Module wiederum ist mit keinen negativen sozialen Implikationen behaftet und aus dieser Sicht risikolos. Insgesamt ergibt sich damit eine „sehr hohe“ technische Sicherheit.

Rezyklierfähigkeit. Auch die Rezyklierfähigkeit von PV-Modulen ist begrenzt, so dass diese Technologie mit „niedrig“ bewertet wird.

Ressourcensicherheit. Solarenergie ist wie Wasser- und Windkraft eine heimische und sichere Energiequelle. Die Einzelpotenziale sind in diesem Fall die höchsten, je nach Technologie treten allerdings Ressourcenprobleme bei der Herstellung der Zellen auf. Durch Verwendung von siliziumbasierten Modulen ist dieses Problem allerdings beseitigt, so dass auch hier jeweils die Bewertung „hoch“ erfolgt.

Interne Kosten. PV ist die mit Abstand teuerste Stromerzeugung, die heute im Einsatz ist¹⁶⁵. Daher wird sie mit „sehr hoch“ bewertet. Bis 2030 ist mit deutlichen Verbesserungen zu rechnen, allerdings müssten die Stromgestehungskosten unter 15 Pfennig pro Kilowattstunde fallen, um ungefähr auf das Niveau von beispielsweise Biomasse-Anlagen zu kommen. Trotz einer rasanten Entwicklung der Preise in den letzten 5 Jahren ist damit nicht zu rechnen, so dass auch für das Jahr 2030 nicht davon ausgegangen wird, dass PV-Anlagen ohne Unterstützung konkurrenzfähig sind¹⁶⁶. Die Bewertung erfolgt daher mit „hoch“.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Photovoltaik ist die Stromerzeugungstechnologie, die im Energiebereich den Anforderungen der Lokalen Agenda 21 am nächsten kommt. Jeder Bürger kann dort investieren, sie unmittelbar in der direkten Umgebung wahrnehmen und im Rahmen lokaler Prozesse deren Verbreitung beeinflussen. Daher fällt die Beurteilung mit „sehr hoch“ aus.

3.7.4 Parabolrinnen-Kraftwerke

CO₂-Emissionen. Je nach Auslegung der Anlagen, also v.a. je nach Anteil des konventionellen Teils der Anlage, kann von einer CO₂-neutralen oder zumindest von einer CO₂-armen Anlage gesprochen werden. Üblicherweise liegt der Erdgas-Anteil bei rund 30 % der gesam-

¹⁶⁵ Der Strom aus Pumpspeicherwerken ist zum Teil noch kostenintensiver. Allerdings handelt es sich hierbei um eine Speichertechnologie und nicht eine Erzeugungstechnologie.

¹⁶⁶ Diese Aussage steht allerdings im Gegensatz zur Shell AG, die davon ausgeht, dass alle Formen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2020 konkurrenzfähig sind (Shell 1996b).

ten Stromerzeugung, so dass hier eine um eine Stufe bessere Bewertung gegenüber Erdgas-Anlagen erfolgt.

Toxizität. Ebenso bezüglich der Toxizität von Parabolrinnen-Anlagen erfolgt die Einstufung einen Punkt besser als bei den vergleichbaren Erdgas-Anlagen. Damit ergibt sich auch hier die Bewertung „sehr niedrig“, wie bei den drei zuvor besprochenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Dies setzt allerdings voraus, dass der Erdgas-Anteil nicht über 30 % hinaus geht und das wasserschädigende Wärmeträgeröl nicht in die Umgebung gelangt.

Technische Sicherheit. Parabolrinnen-Anlagen sind durch eine komplexe Technik gekennzeichnet, wie sie im Anlagenbau häufig zu finden ist. Abgesehen vom eigentlichen Spiegel-feld wird allerdings auf übliche Kraftwerkstechnik mit entsprechend hohen Sicherheitsstandards zurück gegriffen. Auch die langjährigen Erfahrungen mit den SEGS-Anlagen in Kalifornien zeigen hohe Sicherheiten und hohe Verfügbarkeiten. Damit erfolgt die Einordnung entsprechend der Anlagenstandards mit „hoch“.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Zurzeit kann nicht auf Parabolrinnen-Anlagen zurück gegriffen werden, da neben den Anlagen notwendige Infrastrukturen fehlen, die eine Planungs- und Bauzeit von mehreren Jahren in Anspruch nehmen. Nichtsdestotrotz sind im südlichen Europa oder im nördlichen Afrika große Potenziale vorhanden, um solarthermisch Strom zu produzieren. Allerdings befinden sich die entsprechenden Standorte zum Teil in politisch instabilen Regionen.

Da die Potenziale im Falle einer Umsetzung auf alle europäischen und nordafrikanischen Länder aufzuteilen wären, wird die Ressourcensicherheit hier grundsätzlich mit „mittel“ bewertet, im Falle der kurzfristigen Betrachtung aufgrund der fehlenden Infrastruktur jedoch nur mit „niedrig“.

Interne Kosten. Die Kosten von Parabolrinnen-Anlagen liegen im „hohen“ Bereich, allerdings besitzen sie eine Reihe von Einsparpotenzialen. Bei genügender Stückzahl, also unter Ausnutzung von Skaleneffekten könnte diese Technologie in vielen Ländern zu „niedrigen“ Kosten Strom erzeugen. Für Deutschland wird jedoch von „mittleren“ Kosten im Jahr 2030 ausgegangen, da ein langer Transportweg gewährleistet sein muss.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Parabolrinnen-Anlagen erfordern einen großen Finanzierungsaufwand, der sich zudem im Falle eines mitteleuropäischen Landes weit entfernt von den Verbraucherzentren auswirkt. Die Einflussmöglichkeiten der Bürger beispielsweise in Deutschland sind dadurch äußerst gering. In den Ländern, in denen sich potenzielle Standorte befinden, können die Bürger je nach politischen Verhältnissen mehr oder weniger Einfluss auf solche Anlagen nehmen. Nichtsdestotrotz wird die gesellschaftliche Verträglichkeit dieser Technologie mit „niedrig“ bewertet.

Werden die ungleichen Machtverhältnisse in einem Entwicklungsland durch diese Technologie verfestigt (s. Kapitel 5, Akteure und Kooperationen), würde die Bewertung mit „sehr niedrig“ noch schlechter ausfallen. Allerdings kann sie auch besser ausfallen, wenn im Rahmen einer partnerschaftlichen Kooperation Entwicklungsimpulse für arme Regionen aus einem solchen Engagement heraus entstünden.

3.8 Erneuerbare Energien - Wärme

3.8.1 Solarthermische Anlagen

CO₂-Emissionen. Solarthermische Anlagen zur Erzeugung von Warmwasser oder zur Heizungsunterstützung sind ebenfalls nicht mit einem Emissionsüberschuss verbunden und erhalten daher die bestmögliche Bewertung.

Toxizität. Solarthermische Anlagen bestehen aus den typischen Materialien des Anlagenbaus. Betrieb und Entsorgung sind daher nicht mit toxischen Emissionen verbunden, weshalb die Bewertung demnach „sehr niedrig“ ist.

Technische Sicherheit. Auch hier sind sehr hohe Sicherheiten gegeben, da erstens die Anlagentechnik relativ einfach ist und zweitens im Falle von Defekten nur geringe bis keine Schäden außerhalb der Anlage zu verzeichnen sind. Trotzdem liegt die Verfügbarkeit nicht auf dem Niveau von PV-Anlagen, da bewegliche, defektanfällige Teile (Pumpen) vorhanden sind, die Installation komplizierter ist und nicht immer mit Sorgfalt ausgeführt wird. Daher wird insgesamt nur das Urteil „hoch“ vergeben.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Genau wie bei Photovoltaik wird auch hier jeweils die Bewertung „hoch“ vorgenommen.

Interne Kosten. Solarthermische Anlagen stellen zurzeit noch eine relativ teure Art der Wärmeerzeugung dar und sind ohne staatliche Unterstützung nicht oder nur selten am Markt zu platzieren. Die Bewertung erfolgt damit für heute mit „hoch“. Aufgrund von Skaleneffekten, Ökosteuern und höheren Energiepreisen bei Öl und Gas werden sie für das Jahr 2030 allerdings eine Stufe besser mit „mittel“ bewertet.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Auch bei solarthermischen Anlagen sind die Einflussmöglichkeiten eines Teils der Bevölkerung sehr groß, so dass auch hier wie bei den Heizungsanlagen die Bewertung „hoch“ vorgenommen wird.

3.8.2 Biomasse Heizungen

CO₂-Emissionen. Hier gelten die gleichen Aussagen wie schon bei den Biomasse-KWK-Anlagen, die Bewertung ist auch hier die bestmögliche.

Toxizität. Auch hier gelten die gleichen Argumente wie bei den Biomasse-KWK-Anlagen, die Bewertung reicht erneut von „hoch“ bis „niedrig“.

Technische Sicherheit. Biomasse-Heizungen liegen sicherheitstechnisch über denen vergleichbarer Heizungen mit fossilen Brennstoffen, die Verfügbarkeit ist aufgrund der schwierigeren Handhabung des Brennstoffes hingegen niedriger. Da sich allerdings auch hier keine Probleme in der Vorkette des Energieträgers ergeben, wird dieser Heizungstyp mit „hoch“ bewertet.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Wie bei den Biomasse-KWK-Anlagen erfolgt auch hier die kurzfristige Einschätzung mit „niedrig“ und die langfristige mit „hoch“.

Interne Kosten. Biomasse-Heizungen können bereits heute mit Stromheizungen, in manchen Fällen auch mit Ölheizungen konkurrieren und werden daher bei „mittel“ eingestuft. Auch hier sind für 2030 Verbesserungen zu erwarten, so dass dann die Bewertung „niedrig“ erfolgt.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Analog zu den konventionellen Heizungsanlagen werden auch Biomasse-Heizungen mit „hoch“ bewertet.

3.8.3 Geothermie

CO₂-Emissionen. Auch hier handelt es sich um eine Form erneuerbarer Energien und somit sind erneut keine CO₂-Emissionen vorhanden.

Toxizität. Die toxischen Emissionen können bei Geothermie-Anlagen je nach Anlagentechnik sehr unterschiedlich sein. Neuseeländische Anlagen mit offenem Primärkreislauf haben Emissionen, die in der Größenordnung von Kohlekraftwerken liegen (Korte 1997a). Geschlossene Anlagen hingegen, wie sie in Deutschland Verwendung finden sollen, weisen diese Emissionen jedoch nicht auf – allerdings könnten die angebohrten Schichten leicht radioaktiv belastetes Wasser tragen.

Im besten Fall sind die toxischen Emissionen daher „sehr niedrig“, im schlechtesten Fall „hoch“.

Technische Sicherheit. Auch hier handelt es sich weitgehend um marktübliche Anlagentechnik, so dass diese Technik die Wertung „hoch“ erhält.

Rezyklierfähigkeit. Analog zur Begründung bei den Braunkohle-Kraftwerken wird auch hier die Bewertung „hoch“ gegeben.

Ressourcensicherheit. Geothermie ist zwar auch eine heimische und sichere Energiequelle, hat aber nur äußerst begrenzte Potenziale. Die Gesamtbewertung ist daher jeweils „niedrig“.

Interne Kosten. Die Nutzung von Geothermie steckt in Deutschland sehr in den Anfängen und ist noch dementsprechend teuer. Daher wird hier die Bewertung „hoch“ vorgenommen und bis 202 auf „mittel“ modifiziert.

Gesellschaftliche Verträglichkeit. Geothermische Anlagen erfordern einen großen Finanzierungsaufwand, der von Beteiligungsmodellen nur im Ausnahmefall in der nötigen Schnelligkeit aufgebracht werden könnte. Da diese Technik aber nur verbrauchernah genutzt werden kann, wird auch diese Technologie wie die konventionellen Groß-KWK-Anlagen mit „mittel“ bewertet.

3.9 Bewertungen im Überblick

In Tabelle 3.11 sind alle Einzelbewertungen und vor allem die Gesamtbewertung im Überblick dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass einige der Bewertungen nur für bestimmte, zuvor beschriebene Fälle gelten. Anhand dieses ganzheitlichen Bewertungsversuchs ergeben sich eine Reihe neuer Erkenntnisse, die einerseits für die nachfolgende Szenarioanalyse zu verwenden sind und andererseits unmittelbare Schlussfolgerungen bezüglich Technologiepolitik und Markteinführungsmaßnahmen zulassen.

Allerdings unterliegen die Aussagemöglichkeiten dieser Sichtweise ebenfalls Beschränkungen. Trotz des Ansatzes der Einbeziehung unterschiedlicher Kriterien, die sich an ökologischen, ökonomischen und sozialen Gesichtspunkten orientieren, können mit dieser Methodik keine systemischen Effekte nachvollzogen werden. An folgendem Beispiel sei dies näher erläutert: Elektrische Wärmepumpen haben kurz- wie langfristig deutlich schlechtere Bewertungen als konkurrierende Techniken wie beispielsweise Brennstoffzellen. Die im nächsten Kapitel beschriebene Systemanalyse zeigt jedoch, dass in einem System, in dem Strom zu großen Teilen aus erneuerbaren Energien generiert wird, Elektrowärmepumpen durchaus eine sehr wichtige Rolle im Energiesystem übernehmen und dabei deutliche Vorteile aufweisen können. Die unten dargestellte Bewertung kann demnach in Teilen durch energiesystemische Analysen negiert werden.

Auch wenn lediglich rein ökologische Bewertungen vorgenommen werden sollen, kann die Tabelle irreführend sein. So wird beispielsweise Kernenergie, als eine CO₂-freie Erzeugungsoption, mit der besten Wertung versehen. Ob sich aus der Nutzung einer solchen Großtechnologie jedoch eventuell Strukturen herausbilden, die Stromeinsparungen und der Nutzung dezentraler, erneuerbarer Energien entgegenstehen, kann damit nicht betrachtet werden. Insofern besteht die Möglichkeit, dass eine Einzeltechnik zwar durchaus klimaneutral ist, in ihrer systemischen Gesamtwirkung allerdings kontraproduktiv wirkt.

Zudem sollten Technologien nicht nur jeweils für sich alleine betrachtet werden, sondern immer im Kontext „ähnlicher“ Typen. Vor allem erneuerbare Energien erfüllen ihren Zweck letztlich erst aus einem kombinierten Einsatz mit anderen Technologien. So wirken beispielsweise die Ressourcen der einzelnen erneuerbaren Energien vergleichsweise klein, zusammengekommen ergeben sie jedoch in etwa den heutigen Endenergieverbrauch Deutschlands.

Abschließend ist zu beachten, dass nicht alle Technologien ausgewiesen und explizit behandelt worden sind. So fehlen beispielsweise spezielle Technologien, die in Entwicklungsländern zum Einsatz kommen können. Zum Teil stellen sie jedoch lediglich abgewandelte Formen der oben genannten Typen dar. So bestehen beispielsweise hybride Anlagen aus einer, je nach Region unterschiedlichen, Kombination von Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Speichern (Batterien) und sind vor allem für den Aufbau kleiner Netze prädestiniert¹⁶⁷.

¹⁶⁷ Anlehnend an *Solar Home Systems* (SHS; Photovoltaik und Batterie), die für die Grundversorgung eines Haushaltes konzipiert werden, könnten diese hybriden Anlagen mit *Solar Village Systems* (SVS) bezeichnet werden. SVS haben gegenüber SHS den Vorteil, dass sich damit nicht nur die Grundversorgung realisieren lässt, sondern auch eine darauf aufbauende wirtschaftliche Entwicklung (vgl. Lovins und Hennicke 1999).

Tabelle 3.11: Bewertungen der Technologielinien im Überblick

	CO ₂ -Emissionen	Toxizität	Technische Sicherheit	Rezyklierfähigkeit	Ressourcensicherheit	- kurzfristig	- langfristig	Interne Kosten	- heute	- 2030 voraussichtlich	Gesellschaftliche Verträglichkeit	Gesamtbewertung – kurzfristig	Gesamtbewertung - langfristig
Kondensationsanlagen													
Braunkohle-Kraftwerke	-2	0	+1	+1	+2	+1	+1	+1	0	-1		+2	0
Steinkohle-Kraftwerke	-2	-1	+1	+1	+2	0	+1	0	-1	-1		+1	-2
Kernkraftwerke	+2	-2	(-1)	0	+1	0	+1	-1	-2	(-1)		(-1)	(-4)
Erdöl-Kraftwerke	-1	+1	0	+1	+1	-2	0	-1	-1	-1		+1	-3
Erdgas- Kraftwerke	0	+1	0	+1	+1	(-1)	+2	+1	-1	(+4)		(+4)	(+1)
Große KWK													
Braunkohle-KWK-Anlagen	-1	+1	+1	+1	+2	+1	+1	0	0	+5		+5	+3
Steinkohle-KWK-Anlagen	-1	0	+1	+1	+2	0	+1	0	0	+4		+4	+1
Erdöl-KWK-Anlagen	0	+1	0	+1	+1	-2	0	-1	0	+3		+3	-1
Erdgas-KWK-Anlagen	+1	+1	0	+1	+1	(-1)	+2	+1	(0)	(+6)		(+6)	(+3)
Kleine KWK													
Diesel-BHKWs	0	+1	0	+1	+1	-2	0	-1	+1	+4		+4	0
Erdgas-BHKWs	+1	+1	0	+1	+1	(-1)	+1	0	+1	(+6)		(+6)	(+3)
Brennstoffzellen	+1	+1	0	+1	+2	+1	-1	+1	(+1)	(+5)		(+5)	(+6)
Biomasse-KWK-Anlagen	+2	(+1)	0	+1	-1	+1	-1	0	+1	(+3)		(+3)	(+6)
Dez. konv. Wärmeanlagen													
Erdöl-Heizungen	-1	+1	0	+1	+1	-2	+1	-1	+1	+4		+4	-1
Erdgas-Heizungen	0	+1	0	+1	+1	(-1)	+1	0	+1	(+5)		(+5)	(+2)
Strom-Direktheizungen	-2	+1	0	+1	+2	+2	0	(-1)	+1	(+3)		(+3)	(+2)
Elektrowärmepumpen	-1	0	0	+1	+2	+2	(0)	(-1)	+1	(+3)		(+3)	(+2)
REG – Strom													
Wasserkraft-Anlagen	+2	(+2)	+1	+1	0	0	0	(0)	(0)	(+6)		(+6)	(+6)
Windenergie-Anlagen	+2	+2	+2	-1	+1	+1	-1	(+1)	+1	(+6)		(+6)	(+8)
Photovoltaik-Anlagen	+2	(+2)	+2	-1	+1	+1	-2	-1	+2	(+6)		(+6)	(+7)
Parabolrinnen-Anlagen	(+2)	(+2)	+1	+1	-1	0	-1	(0)	(-1)	(+3)		(+3)	(+5)
REG – Wärme													
Solarthermische Anlagen	+2	+2	+1	+1	+1	+1	-1	0	+1	+7		+7	+8
Biomasse-Heizungen	+2	(+1)	+1	+1	+1	+1	0	+1	+1	(+7)		(+7)	(+8)
Geothermie	+2	-0,5	+1	+1	-1	-1	-1	0	0	+1,5		+1,5	+2,5

Anm.: Die mit (...) versehenen Ziffern verdeutlichen, dass diese Bewertung nur unter bestimmten Voraussetzungen gilt (s. entsprechenden Abschnitt). Quelle: eig. Bewertungen

4 Szenarienbetrachtung

Um die Bedeutung von einzelnen Szenariountersuchungen einschätzen zu können, wird zunächst die Methodik dargestellt. Zudem werden die Unterschiede der verschiedenen Ansätze herausgearbeitet und daraus eine Begründung für die Verwendung des eigenen Ansatzes abgeleitet (siehe Abschnitt 4.1). Im Anschluss daran erfolgt die Konkretisierung für die bundesdeutsche Ebene (s. Abschnitt 4.2). Da sich das deutsche Energiesystem allerdings einer zunehmenden Internationalisierung ausgesetzt sieht, wird auch auf der globalen Ebene gezeigt, welche Möglichkeiten dort bestehen und in welchem Verhältnis diese zu der bundesdeutschen Sichtweise stehen (s. Abschnitt 4.3).

4.1 Szenariomethodik

Szenarien und vor allem ihre zugrundeliegenden Modelle sind unterschiedlich aufgebaut, haben unterschiedliche Zielsetzungen, besitzen unterschiedliche Bilanzgrenzen (räumlich wie technisch) und weisen letztlich unterschiedliche Qualitäten in der Darstellung auf. Dies hat zur Folge, dass nur wenige Szenarien und Modelle bzw. deren Ergebnisse tatsächlich miteinander zu vergleichen sind.

Solche Vergleiche sind nur dann aussagefähig, wenn Annahmen, Zielsetzungen und Paradigmen von Szenarien gleichzeitig dargestellt werden. Dafür wiederum ist es bei der Analyse und Bewertung von Szenarien notwendig, eine gleiche und gemeinsame Informationsbasis über die entscheidend beeinflussenden Parameter zu erarbeiten. Aus diesem Grund wird im Folgenden ein einheitliches Raster erstellt, nach dem die ausgewählten Szenarien analysiert und ausgewertet werden¹⁶⁸. Dieses Raster stellt zugleich die Erläuterung der Szenariomethodik dar.

Ziel ist es insbesondere, das Analyseraster so zu erstellen, dass es Entscheidungsträgern leichter fällt, die grundsätzlichen Unterschiede, Annahmen und Rahmenbedingungen der Szenarien zu erkennen, um die Belastbarkeit der herausgearbeiteten Ergebnisse besser einschätzen zu können. Eine solche prinzipielle Darstellung scheint in Fach- wie in öffentlichen Debatten zu fehlen, da oftmals Äußerungen zu vernehmen sind, die ein Fehlen des methodischen Hintergrunds vermuten lassen. Auch stellt bisher keine Veröffentlichung die nachfolgenden Prinzipien und Kriterien in ihrer Gesamtheit näher dar.

Anhand folgender Kriterien lassen sich Szenarien kategorisieren:

- Szenariotyp
- Ziele der Szenariountersuchung
- Modelltyp
- Modellumfang
- Untersuchte Regionen und Sektoren
- Betrachtungszeitraum
- Verlauf der Treibergrößen
- Annahmen/Rahmenbedingungen

¹⁶⁸ Wie in Abschnitt 4.3 noch zu erkennen sein wird, ist das Ziel, eine für alle Szenarien und Modelle gleichlautende Informationsbasis zu generieren, nicht immer bzw. nur in wenigen Fällen tatsächlich erreichbar.

Die oben genannten allgemeinen Kriterien werden im Folgenden näher beschrieben. Zudem erfolgt eine erste Bewertung der entsprechenden Modelltypen.

4.1.1 Szenariotyp

Szenarioanalysen bauen auf Wenn-dann-Zusammenhängen auf. Mit ihnen sollen verschiedene Zukünfte möglichst konsistent beschrieben werden. Sie lassen sich in die Haupttypen *deskriptive* und in *normative* Szenarien einteilen.

Deskriptive Szenarien haben zum Ziel, verschiedene mögliche Entwicklungen unter unterschiedlichen oder gleichen Rahmenbedingungen zu beschreiben. Daraus können Schlussfolgerungen für staatliches Handeln oder auch für eine Unternehmenspolitik gezogen werden. So ist ein Unternehmen beispielsweise an der möglichen Entwicklung der von ihm belieferten Märkte interessiert, um sichere, oder auch „robuste“ Entscheidungen treffen zu können. Diese Entscheidungen haben dann Einfluss auf die Produktionsmittel oder die Einführung neuer Produkte selber. Waren die Entscheidungen richtig, dann bleibt der Marktanteil der gleiche, weitet sich aus oder bringt dem Unternehmen mehr Gewinn und somit ein besseres Geschäftsergebnis ein. Unternehmen versuchen daher in der Regel in solchen Szenarien möglichst alle Pfade zu beschreiben, in die sich ein Markt bewegen kann. Eine sichere Entscheidung ist eine, die für alle Pfade eine bessere Marktposition verspricht - allerdings sind solche Ergebnisse eher selten. Das berühmteste Beispiel für ein solches Vorgehen ist das „Blue Book“ von Shell. Shell hatte Anfang der 70er Jahre eine Arbeitsgruppe gegründet, die szenariengestützt Unternehmensstrategien entwickeln sollte. Daraus resultierte kurz vor Ausbruch der ersten Erdölkrise die Maßnahme, einen Großteil der firmeneigenen Tankerflotte zu verkaufen. Bei Ausbruch der Ölkrise war Shell daher in der zu seinen Konkurrenten vergleichsweise guten Lage, Tankerkapazitäten nicht ungenutzt liegen lassen zu müssen. Somit wurde weniger Kapital gebunden und das Unternehmen hat Kosten eingespart (Lovins, Hennicke 1999).

Ein spezieller Typ eines deskriptiven Szenarios ist die *Prognose*. Bei einer solchen wird die Entwicklung beschrieben, wie sie unter heute bestehenden Rahmenbedingungen wahrscheinlich ablaufen wird. Dabei ist zu beachten, dass es sich nicht um die wahrscheinlichste Entwicklung im allgemeinen handelt, sondern nur um die wahrscheinlichste unter gewissen, nämlich den zurzeit gültigen, Rahmenbedingungen. Tatsächliche Entwicklungen weichen in der Realität zumeist deutlich von der prognostizierten Entwicklung ab¹⁶⁹.

Normative Szenarien hingegen werden von einer Zielvorstellung her aufgebaut und entwickelt. Im Energiebereich werden beispielsweise häufig Zielvorstellungen wie CO₂-Verminderung um x % bis zum Jahr y abgebildet. Vor dem Bekanntwerden und dem Beachten ökologischer Aspekte spielten hauptsächlich ökonomische Faktoren eine Rolle. Das Ziel lautete dann beispielsweise „kostengünstigste Energieversorgung“ oder „hohe Versorgungssicherheit“. Häufig besteht die Möglichkeit, Nebenziele zu definieren. So wäre es beispielsweise sinnvoll, die oben genannte CO₂-Minderung möglichst kostengünstig zu erreichen. Unter allen technischen Optionen, die eine definierte CO₂-Minderung erreichen, soll demnach die mit den geringsten Kosten ermittelt werden. Die gesamte Szenarioentwicklung wird also von vorher definierten Zielen aufgebaut.

¹⁶⁹ So lagen die Energiebedarfsprognosen des World Energy Council in den 80er Jahren weit oberhalb der tatsächlich eingetretenen Entwicklung (Lovins, Hennicke 1999). Die Projektionen wurde daher kontinuierlich nach unten korrigiert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass alle klimaschutzorientierten Szenarien normative, und alle Prognosen deskriptive Szenarien sind.

4.1.2 Ziel der Szenariountersuchung

Um ein Szenario entsprechend seiner Zielsetzung einordnen und bewerten zu können, müssen die Ziele der Untersuchung in transparenter Weise klargestellt werden. Ansonsten könnten Bewertungen vorgenommen werden, die unzulässig sind, da sie den von den Modellierern selbst definierten Zielen womöglich widersprechen.

Aus einem klimaschutzorientierten Szenario, welches sich aber nur mit den Sektoren Industrie und Verkehr beschäftigt, darf beispielsweise nicht abgelesen werden, dass der Haushaltssektor keinen signifikanten Beitrag zur CO₂-Minderung leisten kann. Auch müssen Szenarioergebnisse unter Berücksichtigung ihrer gestellten Ziele gesehen werden. Wird beispielsweise das Ziel vorgegeben, dass ein Klimaschutzpfad nur dann einzuhalten ist, wenn bis zum Jahr 2010 10 % CO₂-Minderung erreicht ist, so bedeutet dies keineswegs, dass auf erneuerbare Energien verzichtet werden kann, da diese für das 2010er Ziel nicht notwendig wären. Über die längerfristigen Konsequenzen kann ein solches Szenario keine Schlussfolgerungen zulassen und somit würden dementsprechende Bewertungen dem Ziel der Untersuchung nicht gerecht.

4.1.3 Modelltyp

Szenarien lassen sich auf unterschiedliche Weisen, also mit unterschiedlichen Modellen erstellen. Bisher existiert keine Methode, die allen Anforderungen gerecht werden könnte. Je nach Anwendungsfall und Zielorientierung müssen die Methode, der Modelltyp und die Art der Expertenbeteiligung ausgewählt werden.

Es lassen sich zum einen qualitative von quantitativen Szenarien abgrenzen. Bei qualitativen Szenarien werden in der Regel in einer Gruppe mit der Hilfe von Moderationstechniken oder in Zukunftswerkstätten verschiedene mögliche Zukünfte erarbeitet, beschrieben, analysiert und interpretiert. Komplexe mathematische Verfahren werden dabei nicht benötigt, denn es interessiert weniger die Punktgenauigkeit als mehr die Richtungssicherheit in komplexen, realitätsnahen Gedankengebäuden (Modellen).

Bei den hier zu besprechenden Ausarbeitungen handelt es sich im Gegensatz dazu um quantitative Szenarien. Dabei werden mit einem mathematischen Modell, in der Regel rechnergestützt, quantitative Aussagen zu bestimmten Entwicklungen gemacht. Umfang und Komplexität dieser Modelle können beliebig sein, angefangen bei einfachen Modellen per Taschenrechner, bis hin zu komplexen dynamischen Gleichgewichtsmodellen. Dabei ist zu beachten, dass eine hohe Komplexität eines Modells nicht zwingend bessere Ergebnisse zur Folge hat. Entscheidend ist, dass das Modell den Zielanforderungen des Modellierers angepasst ist und die entscheidenden Wirkungszusammenhänge wiedergibt. Wie bei jeder wissenschaftlichen Untersuchung müssen starke, aber in Bezug auf die zu erwartenden Ergebnisse sinnvolle, Vereinfachungen gemacht werden. Bei der Modellierung des Energiesystems handelt es sich um eine hochkomplexe Aufgabe, da Energie alle Lebens- und Arbeitsbereiche des Menschen betrifft. Insofern kommt es insbesondere bei diesem Thema darauf an, dass der Modellierer geeignete Vereinfachungen findet.

Die den quantitativen Szenarien zugrunde liegenden Modelle lassen sich auf der einen Seite wiederum in Top-down und Bottom-up Modelle unterteilen sowie auf der anderen Seite in

Optimierungs- und Simulationsmodelle. *Top-down Modelle* erlauben sozusagen den „Blick von oben“. Mit Hilfe ökonomischer Modelle oder Input/Output-Analysen wird der Untersuchungsraum als Ganzes betrachtet. Die Entwicklung von Wirtschaftssektoren und deren Energieverbräuchen werden aus Daten und Zeitreihenentwicklungen abgeleitet. Treibende Größen sind häufig die Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, zudem werden eine Reihe von Randbedingungen zu den einzelnen Sektoren und dem monetären Austausch untereinander definiert. Ein Beispiel solcher Top-down Modelle sind die den Untersuchungen der sogenannten „Fünf Weisen“ des Deutschen Bundestages zugrundeliegenden Modelle.

Der Nachteil von Top-down Untersuchungen ist evident: Einzelne Technologien und Strategien können nicht erfasst werden, da diese Methode dafür zu unscharf ist. Daraus resultiert die Tatsache, dass technologieorientierte Untersuchungen, wie sie die vorliegende Ausarbeitung darstellt, mit solchen Modellen nicht durchführbar sind. Für diese Vorhaben werden *Bottom-up Modelle* benötigt, die Sektoren, Unternehmen oder auch gesamte Wirtschaftssysteme „von unten“ betrachten. Dies bedeutet, dass die Wirklichkeit aktivitätsorientiert abgebildet wird und von der Nachfrage kommend (Energie-) Systeme untersucht werden können.

Beide zuvor genannten Typen können als Optimierungs- oder als Simulationsmodelle ausgelegt werden. *Optimierungsmodelle* werden linear programmiert, die Berechnung einer Zielfunktion wird durch eine oder mehrere Nebenfunktionen gesteuert. So kann beispielsweise eine CO₂-Minderung zu einem bestimmten Jahr als Ziel vorgegeben werden, das Programm errechnet dann den kostengünstigsten Weg (Nebenfunktion) zur Erreichung dieses Ziels. Zunächst scheint es sich dabei um einen eleganten und zielführenden Weg der Szenarienerstellung zu handeln. Allerdings ist bei solchen Modellen immer Vorsicht bei der Interpretation der Ergebnisse geboten. Es ist zum einen in der Regel nicht mehr nachvollziehbar, wie die Ergebnisse im Einzelnen entstanden sind („Black-box Problem“) und zum anderen ergeben sich oftmals bei kleinen Veränderungen der Eingabewerte große Veränderungen der Ergebnisse. Diese Verschiebungen könnten zwar manchmal auf Systemeffekten beruhen, dies ist aber aufgrund der „Black-box“ nur schwer zu erkennen. Zumeist treten so genannte „Knife-edge Effekte“ auf, weil durch den inkrementellen Aufbau des Modells Entscheidungen nur „0“ oder „1“ lauten können. Dies hat zur Folge, dass die Modellergebnisse plötzlich und ohne erkennbaren fachlichen Hintergrund „abkippen“. Zudem besteht ein weiteres grundsätzliches Problem: die mathematische Verknüpfung der Technologienutzungen mit den spezifischen Kosten einzelner Technologien führt dazu, dass Technologien, die durchschnittlich (!) nur geringfügig teurer sind als andere, komplett von dem Modell ignoriert werden, obwohl diese in der Praxis aus anderen Gründen deutliche Anteile erreichen könnten.

Demgegenüber bestimmt bei *Simulationsmodellen* nicht die mathematische Programmierung die Ergebnisse, sondern der Modellierer selbst nimmt direkten Einfluss auf Technologieanteile etc. Die Eingangsdaten sind die gleichen wie bei den Optimierungsmodellen, die Optimierungen, oder besser Quasi-Optimierungen, erfolgen jedoch nicht durch das Programm, sondern durch den Bediener. So ist es in einem iterativen Verfahren möglich, der besten Alternative nahe zu kommen¹⁷⁰. Allerdings zeigt die Praxis, dass die Optimierung vom Modellierer selten ausgereizt wird, da der Aufwand relativ hoch ist. Somit stellen die Ergebnisse nicht die beste, aber im Vergleich mit anderen Pfaden eine gute Alternative dar. Auch sind Simulationsmodelle oftmals weniger komplex, damit der Bediener noch den Überblick bewahren

¹⁷⁰ Je nach definiertem Ziel der Untersuchung.

kann. Aus diesem vermeintlichen Nachteil resultiert direkt ein Vorteil: der Bediener kann sein Modell „kennlernen“. Das Problem der Black-box taucht nicht auf, ebenso wenig kommen Knife-edge Effekte vor. Mit zunehmender Beschäftigung entwickelt der Bediener ein Gefühl für mögliche Systemeffekte, so dass ein Lerneffekt auftritt.

4.1.4 Modellumfang

Die Größe eines Modells (Anzahl der Prozesse und Güter¹⁷¹) lässt für sich genommen noch keine Rückschlüsse auf dessen Qualität und Aussagefähigkeit zu. Allerdings sind gewisse Grenzen einzuhalten, außerhalb derer die Belastbarkeit der Ergebnisse zu bezweifeln ist. Eine Unterschreitung einer Untergrenze ist auf jeden Fall dann gegeben, wenn in einem Bottom-up Modell weniger Technologien eingebunden wurden als untersuchte Sektoren vorliegen oder wenn in einem Top-down Modell nicht alle Wirtschaftssektoren integriert wurden, obwohl eine gesamtwirtschaftliche Aussage zu treffen war. Solche extremen Fälle liegen allerdings selten vor. Häufiger ist festzustellen, dass keine Aussagen über den Modellumfang zu erhalten sind. Dies lässt zumindest Vermutungen bezüglich der Differenzierung des Modells zu, ist aber auf jeden Fall wissenschaftlich nicht korrekt, da die notwendige Transparenz nicht gegeben ist.

Bei sehr umfangreichen Modellen sind die Modellierer in der Regel daran interessiert, die entsprechenden Informationen auch zu veröffentlichen. Aber auch dabei ist zu beachten, dass sehr komplexe Modelle mit einer hohen Anzahl an unabhängigen Variablen nur schwer zu handhaben sind. Daher müssen solche Modelle nicht unbedingt für eine höhere Qualität sprechen. Allerdings sollten in einem Bottom-up Modell alle wichtigen Technologielinien enthalten sein, eine Reihe von Schlüsseltechnologien sollten ebenfalls in definierter Weise in das Modell integriert sein. In der Modellierpraxis hat sich gezeigt, dass ein Modell, welches ein komplettes Energiesystem abbilden und quantitative Ergebnisse produzieren soll, zumindest mehrere hundert Prozesse pro Untersuchungsregion beinhalten muss, wovon aber nur ein kleiner Teil mathematisch unabhängig zu sein braucht¹⁷². Auch ist es nicht notwendig, dass alle Prozesse in den eigentlichen Szenariogenerator integriert sind. Es ist durchaus zu vertreten, Untermodelle zu entwickeln, deren Ergebnisse in den Generator eingespeist werden. Ein relativ einfaches, gut überschaubares Gesamtmodell kann dann als „Spielmodell“ genutzt werden.

Somit kann die Information über die Anzahl von Prozessen und Gütern wichtige Hinweise zur Belastbarkeit der Ergebnisse geben. Liegen die Modellumfänge verschiedener Szenarien innerhalb gewisser, von dem jeweiligen Anliegen abhängigen Grenzen, kann allerdings mit dem Indikator der Modellgröße alleine keine qualitativ begründete Rangliste erstellt werden. Dies ergibt sich erst aus der gemeinsamen Betrachtung aller hier vorgestellten Kriterien.

4.1.5 Untersuchte Regionen und Sektoren

Das Regionen-Kriterium dient dazu, zu ermitteln, ob ein Szenario für Fragen herangezogen werden kann, die nur Teilregionen des gesamten Untersuchungsraumes umfassen. So befassen sich viele Szenarien mit möglichen Zukünften einer Weltenergieversorgung, lassen aber oft-

¹⁷¹ In der Szenariosprache als „Process“ und „Commodity“ bezeichnet.

¹⁷² Dieser Wert kann allerdings nicht als wissenschaftlich abgesichert gelten, sondern stellt lediglich die wissenschaftliche Praxis dar.

mals eine regionale Differenzierung vermissen. Liegt nun das Interesse darin, Informationen zu einzelnen Weltregionen zu erhalten, ist dies bei vielen Untersuchungen nicht möglich, da

- eine Disaggregation nicht vorliegt oder
- die vorliegende Disaggregation nicht mit den Zielregionen übereinstimmt.

Daher kann durch das Regionen-Kriterium schnell ermittelt werden, ob eine bestimmte Szenarioanalyse bezüglich der eigenen Fragestellungen aussagefähig ist.

In energiewirtschaftlichen Modellen wird zur besseren Übersichtlichkeit zumeist eine sektorale Unterteilung in

- Haushalte (residential),
- Kleinverbrauch (commercial),
- Industrie (industry) und
- Verkehr (transport)

für den Nachfragesektor und in den

- Umwandlungsbereich

für den Angebotssektor vorgenommen. Diese Unterteilungen erfolgen so, dass sich möglichst homogene Bereiche ergeben, die jeweils für sich genommen mit einheitlichen Methoden zu bearbeiten sind. Die größten Überschneidungen ergeben sich dabei zwischen Kleinverbrauch und Industrie oder, im englischen Sprachraum, zwischen commercial und industry. Einerseits sind die Abgrenzungen aus Modellsicht zum Teil relativ willkürlich und zum anderen werden sie in verschiedenen Ländern unterschiedlich gehandhabt.

Das Kriterium „Untersuchte Sektoren“ ist aus drei Gründen wichtig. Erstens kann damit nachvollzogen werden, analog zum vorhergehenden Kriterium, ob sich ein Modell bei Fragestellungen, die sich auf bestimmte Sektoren beschränken, überhaupt zur näheren Betrachtung eignet. Zweitens können solche Szenarien nicht für eine Gesamtbetrachtung von Energiezukünften herangezogen werden, die sie sich nur auf einzelne Sektoren beziehen. Selbst die Aussagefähigkeit in Bezug auf diese Sektoren ist dann eingeschränkt, da Wechselwirkungen zu den nicht betrachteten außer Acht gelassen worden sind.

Drittens fällt bei den meisten Szenarien auf, dass zwischen den sogenannten *Treibergrößen* (s.u.) Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung und der ausgewiesenen Entwicklung des Endenergieverbrauchs eine große Lücke vorhanden ist. Die Verknüpfung wird in fast allen Fällen durch das Einführen spezifischer Werte erstellt. Diese besagen beispielsweise, dass ein Mensch im Durchschnitt x Einheiten Strom, y Einheiten Erdgas, z Einheiten Diesel etc. verbraucht. Wofür diese Energieeinheiten jedoch verbraucht werden, welche Tätigkeiten (Bier kühlen, Raum beheizen etc.) er damit ausübt, wie er am Verkehr teilnimmt usw. bleibt unbeachtet. Dies bedeutet, dass in vielen Bottom-up Szenarien die oben genannten Nachfragesektoren nicht aktivitäts- und bedürfnisorientiert, sondern Top-down modelliert werden. Die Nachfrageseite bleibt dann weiterhin eine Black-box. Solche Modelle sind somit nicht unmittelbar an den Bedürfnissen und Aktivitäten der Menschen orientiert und die Einflüsse beispielsweise von energiesparenden Nachfragetechnologien können nicht ausreichend abgeschätzt werden.

4.1.6 Betrachtungszeitraum

Szenarien gehen zumeist von unterschiedlichen Basisjahren aus und es werden unterschiedliche Zeiträume betrachtet. Vergleiche zwischen solchen Szenarien müssen diesen Aspekt beachten, ansonsten können, wie oben beschrieben, keine adäquaten Schlussfolgerungen gezogen werden. Trotzdem können Vergleiche zwischen Langfristszenarien, die häufig weniger disaggregiert sind und aufgrund der langen Laufzeit sinnvollerweise nur die wichtigen Technologielinien betrachten können, und Kurzfristszenarien, die Informationen geben können, die sich näher an der aktuellen Situation befinden, wertvolle Hinweise für eine Gesamtstrategie geben und aufzeigen, welche kurz- wie langfristigen Aspekte gleichzeitig beachtet werden sollten.

4.1.7 Verlauf der Treibergrößen

In der Szenariotechnik werden in der Regel zwei Zeitreihen als Treibergrößen bezeichnet: Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftswachstum. Beide Größen werden extern vorgegeben, entwickeln sich also nicht aus dem Modell heraus. Da diese beiden Größen entscheidend für den Energieverbrauch sind, an dem sich das gesamte Energiesystem ausrichtet, werden sie mit dem Zusatz „Treiber“ versehen.

Woher die Zeitreihen stammen, ist zunächst nicht relevant. Sie können wiederum aus makroökonomischen oder anderen Modellen hervorgegangen sein oder auch einfach gesetzt werden. Äußerst wichtig bei der Interpretation einzelner Ergebnisse oder bei einem Vergleich verschiedener Szenarien ist allerdings die Beachtung der aus diesen Grundannahmen resultierenden Werte. Auch spiegeln insbesondere die unterstellten Entwicklungen der Wirtschaft dahinter liegende Gesellschaftsmodelle wider¹⁷³.

4.1.8 Annahmen/Rahmenbedingungen

Neben den Treibergrößen existiert eine Reihe weiterer externer Größen. Dies können Annahmen bezüglich technischer Charakteristika von Anlagen, bezüglich deren Kosten oder bezüglich der politischen Rahmenbedingungen, gesellschaftlichen Entwicklungen oder Unternehmensphilosophien sein. Externe Größen können extrem vielfältig sein und sind gleichzeitig schwer zu fassen, da sich dahinter weltanschauliche Einstellungen verbergen. Zudem sind viele dieser Größen nicht bekannt, weil sie entweder nicht veröffentlicht werden oder es den Modellierern selber nicht klar ist, dass es sich um externe Größen oder Vorstellungen handelt und nicht um Modellergebnisse.

Wichtig zur Herstellung der notwendigen Transparenz ist daher die Selbstreflektion, um herauszufinden, von welchen Paradigmen der Szenarioentwickler selber ausgeht. Auch dies sollte, soweit möglich, dargestellt werden.

4.1.9 Kategorisierung der eigenen Szenarien

Für die folgenden Betrachtungen werden zwei Bottom-up Modelle verwendet, das eine für die globale Ebene (WES) und das andere für Deutschland (DES). Es handelt sich um Simulationsmodelle, die im Überblick in den Abschnitten 4.3 und 4.2 vorgestellt werden. Der Betrachtungs-

¹⁷³ Dies ist deutlich bei Weltenergieszenarien zu erkennen, in denen zumeist vom Paradigma der „nachholenden Entwicklung“ armer Länder ausgegangen wird.

tungszeitraum liegt zwischen 1995 (Basisjahr) und 2050. Dargestellt wird im Folgenden der Umwandlungsbereich. Der komplette Nachfragesektor wird in den Arbeiten von Stefan Pfahl und Carsten Polenz bearbeitet. Im Umwandlungsbereich findet allerdings die Kopplung aller Sektoren statt, so dass im Folgenden auch immer wieder auf die Ergebnisse der Nachfrageseite hingewiesen wird¹⁷⁴.

4.2 Deutschlandszenarien

Im Zentrum der Szenarienbetrachtung stehen die Abschätzungen zur möglichen und zukunftsfähigen Energieversorgung Deutschlands. Im Gegensatz zu der großräumlichen Betrachtung beim Weltszenario ist hier die Möglichkeit gegeben, sehr viel genauer und treffsicherer zu arbeiten. So sind beispielsweise die Technologien in Deutschland ebenso gut bekannt wie die Potenziale und Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energien.

Aus diesem Grund ist das Deutschlandmodell auch um einiges detaillierter als das Weltmodell (s.u.). Mit dem Modell DES¹⁷⁵ lassen sich Aspekte betrachten, die in dieser Form kaum in einem Weltmodell zu untersuchen sind. Zum einen betrifft dies die länderspezifische und zum anderen die technologische Ebene.

Zunächst wird ein Referenzpfad beschrieben, der die Basis für die weiteren Klimaschutzmaßnahmen darstellt (s. Abschnitt 4.2.2). Dafür werden bestehende Trendabschätzungen nachgebildet und bis 2050 entsprechend fortgeschrieben. Dem Referenzpfad werden Nachhaltigkeits-szenarien gegenüber gestellt (s. Abschnitt 4.2.4). Ziel dieser Untersuchung ist, unter Beachtung mehrerer Kriterien, die Beschreibung eines Weges zur Erreichung des 80 %-Minderungsziels gegenüber 1987¹⁷⁶.

Bevor allerdings das vollständige Nachhaltigkeitsszenario ermittelt wird, werden einzelne Strategieelemente szenariotechnisch untersucht und damit auf ihre „Klimatauglichkeit“ hin untersucht und bewertet (s. Abschnitt 4.2.3). Die daraus resultierenden Erkenntnisse gehen dann in die Gesamtsystem-Untersuchung ein.

4.2.1 Modellbeschreibung

Für die Deutschlandszenarien wurde, wie auch im Weltmodell WES¹⁷⁷, ein nachfrageorientiertes Bottom-up System modelliert (DES). Das Gesamtmodell besteht aus 496 Prozessen, 410 Gütern, 1.409 Gleichungssystemen, 1.819 zu berechnenden Variablen pro Stützjahr und insgesamt 14.552 Datenpunkten. Die Struktur der Versorgungsseite steht in direkter Beziehung zu den Arbeiten von Pfahl und Polenz, die die Nachfrageseite erarbeiteten und deren Einzelergebnisse schließlich in der vorliegenden Arbeit zusammengeführt werden. Darauf aufbauend wird für die verschiedenen Nachfragefälle das jeweilige Versorgungskonzept erstellt. Die Abgrenzung der einzelnen Arbeiten erfolgt nach folgendem Schema:

¹⁷⁴ Die Ziel der Untersuchung und die zugrunde liegenden Paradigmen wurden bereits in der Einführung erläutert.

¹⁷⁵ „Deutsches Energie System“.

¹⁷⁶ In diesem Jahr betragen die CO₂-Emissionen in Gesamtdeutschland 1.061 Mio. t.

¹⁷⁷ „World Energy System“, s. Abschnitt 4.3.

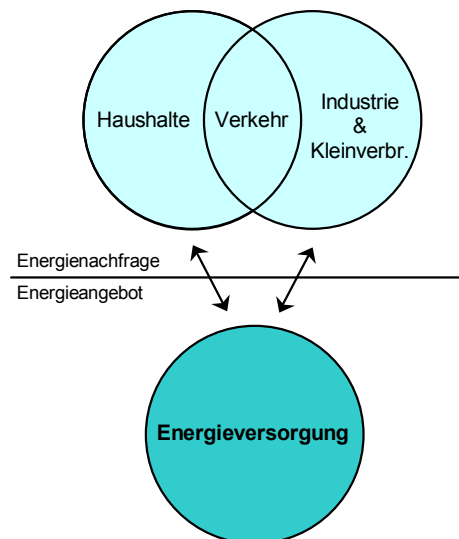


Abbildung 4.1: Sektorale Aufteilung des Energiesystems innerhalb der Arbeitsgruppe des Wuppertal Instituts. Die dunklere Schattierung kennzeichnet den in dieser Arbeit untersuchten Bereich.

Der Handlungsrahmen privater Konsumenten, also die Nachfragesektoren Haushalte und Personenverkehr, werden in der Dissertation von Stefan Pfahl behandelt, Industrie, Kleinverbrauch und gewerblicher Verkehr sind der Gegenstand der Arbeit von Carsten Polenz. Als Treibergrößen finden eine unterstellte *Bevölkerungsentwicklung* und eine angenommene *Wirtschaftsentwicklung* Eingang in die Nachfrageseite, die sich beide an denen von Prognos (1995) bzw. Prognos/EWI (1998) und der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ (1995) orientieren. Auf diesen Treibergrößen und einer Vielzahl von Input-Output-Verhältnissen aufbauend werden alle weiteren Daten und Ergebnisse generiert.

Insbesondere im Bereich der **Industrie** und des **Kleinverbrauchs** handelt es sich dabei tatsächlich um klassische, aus der Ökonomie bekannte Input-Output-Größen, die von Polenz anhand von Zeitreihenanalysen und vor allem technischen Branchenanalysen in die Zukunft fortgeschrieben werden. Zudem hat Polenz einzelne Branchen bzw. Produkte und deren Vorketten detailliert betrachtet (z.B. Stahlherstellung) um einzelne Gesamtstrategien und deren Auswirkungen abbilden zu können (z.B. Wechsel zu Hypercars mit Kunststoffkarosserien oder intensiver Einsatz von Passivhäusern).

Zusammengefasst wurde der Bereich der Industrie in die 19 Hauptbranchen, die in der folgenden Abbildung aufgeführt sind. Als Eingangsgrößen besitzen diese Branchen im Modell DES die heutigen bzw. unterstellten *Nettoproduktionswerte*. Mittels entsprechender Verhältnisse werden daraus direkt alle wichtigen Endenergieträger¹⁷⁸ im Modell errechnet und an die Versorgungsseite übertragen.

¹⁷⁸ Erdgas, Erdöl (leicht und schwer), Kohle, Strom und Wärme

Chemische Industrie
Ernährungsgewerbe und Tabakv.
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden
Herstellung v. Büromaschinen
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren
Herstellung v. Kraftwagen
Herstellung v. Metallerzeugnissen
Herstellung v. Möbeln etc.
Holzgewerbe
Maschinenbau
Medizintechnik
Metallerzeugung und erste Bearbeitung
Papier- und Verlagsgewerbe
Recycling
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik
Sonstiger Fahrzeugbau
Textil-, Bekleidungs- und Ledergewerbe

Abbildung 4.2: Betrachtete Hauptbranchen der Industrie im Modell DES

Im Bereich des Kleinverbrauchs wurde von Polenz folgende Unterteilung gewählt:

Banken u. Versicherungen
Baugewerbe
Dienstleistungen
Gastgewerbe
Gebietskörperschaften
Handel
Industrie und Handwerk
Krankenhäuser
Landwirtschaft
Org. o. Erwerbscharakter
Post
Schulen
Sportanlagen
Verlage

Abbildung 4.3: Betrachtete Hauptbranchen im Kleinverbrauch im Modell DES

Als Treibergröße wird hier die Wirtschaftsentwicklung nicht unmittelbar verwendet, sondern als mittelbare Größe über die *Anzahl der Beschäftigten*. Mit diesen Zahlen wird über die *Nettogeschossfläche pro Beschäftigtem* die Gesamtnettogeschossfläche aufgeteilt nach den o.g. Branchen/Sektoren berechnet. Zusammen mit einem *spezifischen Energieverbrauch pro Nettogeschossfläche* ergibt sich letztlich der Energieverbrauch der einzelnen Sektoren getrennt nach Energieträgern, welcher an die Versorgungsseite übergeben wird.

Der **Güterverkehr** wiederum ist in ähnlicher Disaggregation wie der Personenverkehr (s.u.) abgebildet worden. Ausgehend von den Verkehrsleistungen für Straße, Schiene, Luft und Wasser wird die weitere Kette detailliert nachgebildet. Dabei werden die *Anteile* der transportierten Güter und *Traktionen* ebenso betrachtet wie *Leer- oder Frachtfahrten* und *Auslastungsgrade*. Jeweils verbunden mit den spezifischen Energieverbräuchen der Verkehrsträger ergeben sich daraus Endenergiebedarfe, die erneut an die Versorgungsseite übermittelt wer-

den. Rückkopplungen durch veränderte industrielle oder gewerbliche Strukturen können in diesem Schema durch Veränderungen der Verkehrsleistungen integriert werden. Die Entwicklungen der jeweiligen Verhältnisse (wie *spezifischer Energieverbrauch*) zwischen einzelnen Commodities orientieren sich im Güterverkehr an den Annahmen der Technologien des Personenverkehrs.

Der Handlungsrahmen **privater Konsumenten** wurden von Pfahl in drei Hauptbereiche unterteilt: Raumwärme, Elektrogeräte/Warmwasser und Personenverkehr¹⁷⁹. Bei allen Bereichen ist die Bevölkerungsentwicklung die ursächliche Treibergröße. Im Bereich der **Raumwärme** wird der deutsche Gebäudebestand nach alten und neuen Bundesländern detailliert modelliert und fortgeschrieben. Berücksichtigung finden dabei unter anderem die Entwicklung der Wohnraumfläche sowie die der Energiekennzahlen des Neubaus und des Altbaus¹⁸⁰. Daraus ergeben sich erneut Endenergiebedarfe, die der Versorgungsseite übergeben werden.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs der wichtigsten 27 **Elektrogeräte** und zur Erzeugung von **Warmwasser** wird durch die beiden Kennziffern *Ausstattungsquote* und *spezifischer Verbrauch* bestimmt und beeinflusst. Im Bereich der Elektrogeräte ergeben alle Berechnungen einen Strombedarf, der durch die Versorgungsseite gedeckt werden muss. Bezüglich Warmwasser wird lediglich die Nutzenergie *Wärme* ausgewiesen, so dass die Bereitstellung modelltechnisch wiederum in den Händen der Versorgungsseite bleibt¹⁸¹.

Zur Beschreibung der Entwicklung des **Personenverkehrs** werden zunächst spezifische Kenngrößen verwendet, die sich auf die Bevölkerungszahl beziehen. Ausgehend von der Bevölkerung wird berechnet, wie hoch die Verkehrsleistungen für die Nutzungszwecke Ausbildung, Beruf, Einkauf, Freizeit, Geschäft und Urlaub sind. Darauf aufbauend wird für jeden dieser Nutzungszwecke eine Trennung nach den verschiedenen Verkehrsträgern Eisenbahn, Fahrrad, Flugzeug, motorisierter Individualverkehr (als Fahrer bzw. Mitfahrer), öffentlicher Personennahverkehr und zu Fuß vorgenommen. Diese Personenverkehrsleistungen werden wiederum mit spezifischen Energieverbräuchen getrennt nach Energieträgern gekoppelt und zusätzlich durch von Pfahl unterstellte Änderungen des Modal Split überlagert. Die sich daraus ergebenden Endenergieverbräuche werden im Modell ebenfalls an die Versorgungsseite übergeben.

Zwischen Nachfrage- und Versorgungsseite existieren eine Vielzahl von Rückkopplungen, die weitreichende Folgen haben können. Mit dem verwendeten Modellierungstool lassen sich solche Rückkopplungen jedoch nicht so implementieren, dass sie automatisch beachtet werden. Dieser vermeintliche Nachteil kehrt sich jedoch eher zu einem Vorteil um, da die Bearbeiter der jeweiligen Teilbereiche gezwungen sind, über Annahmen, Strategien und Zusammenhänge mit den anderen zu diskutieren und Rückkopplungen „per Hand“ einzubauen. Wie sich herausgestellt hat, bedeutet dieses zwar mehr Aufwand, erhöht jedoch das Verständnis des Systems.

¹⁷⁹ Zwecks ausführlicher Erläuterungen siehe Pfahl (2000)

¹⁸⁰ Stoffstromanalysen oder Life-Cycle-Analysis wurden von Polenz und Pfahl nicht in das Modell integriert.

¹⁸¹ Diese strikte Trennung wurde vorgenommen, da sich Versorgungs- und Nachfragetechnologien deutlich voneinander unterscheiden und somit die jeweiligen Kompetenzen der Arbeitsgruppenmitglieder Pfahl, Polenz und Wolters effizienter genutzt werden konnten. Zudem gibt es einen direkten technischen Zusammenhang zwischen Raumwärme und Warmwasser, der auch in dieser Art beachtet werden sollte. Daraus ergab sich allerdings die Notwendigkeit, Strategien eng miteinander abzustimmen und die Daten entsprechend im zeitlichen Verlauf zu verändern.

Die **Versorgungsseite**, also der Gegenstand der vorliegenden Arbeit, beinhaltet 121 Prozesse¹⁸², 57 Gütern und 353 einzugebende Daten pro Stützjahr. Die folgende Abbildung gibt die Grundstruktur sehr vereinfacht wieder. Hinter jedem der Kästen befindet sich eine Reihe weiterer Prozesse, hinter denen wiederum einige Submodelle liegen¹⁸³. Die Linien zwischen den Kästen symbolisieren Energie- und Stoffflüsse, ausgehend von der Nachfrageseite über eigens definierte Schnittstellen bis zur Gewinnung von Energieträgern. Die gesamte Vorkette einzelner Energieträger ist damit erfasst worden¹⁸⁴.

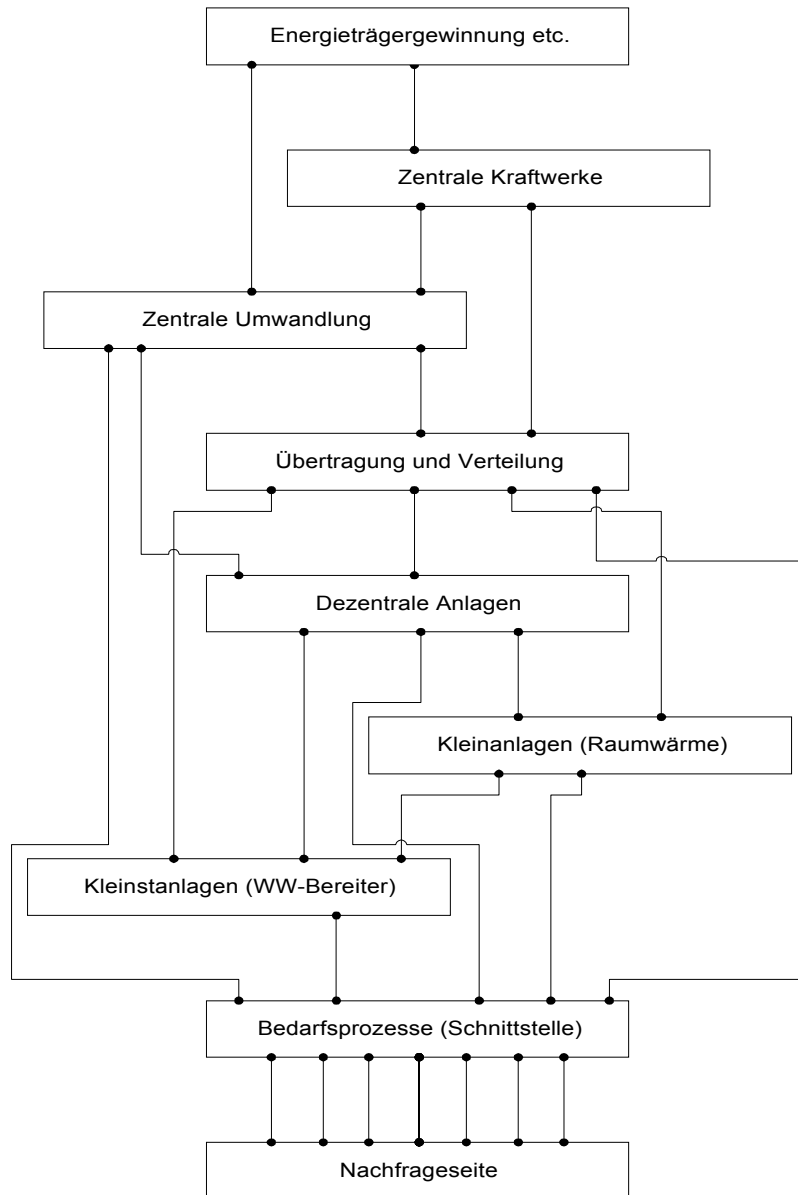


Abbildung 4.4: Vereinfachtes Schaubild der Versorgungsseite im DES-Modell

Aufgrund dieser Struktur werden die gesamten Emissionen erfasst, die eine Aktivität in Deutschland hervorruft. Dadurch ergeben sich geringe Unterschiede gegenüber klassischen

¹⁸² 69 davon sind tatsächlich vollkommen unabhängig.

¹⁸³ Die zum Teil im Modell implementiert, zum Teil aber auch außerhalb des eigentlichen, rechnergestützten Modells sind.

¹⁸⁴ Also z.B. von der Produktion von Erdöl in den verschiedenen Förderländern über den internationalen Transport bis zur Verwendung in einem Heizkessel.

Emissionsbilanzen, bei denen die Bilanzierungs- und die Staatsgrenzen übereinstimmen. Diese Bilanzierungsform wurde gewählt, um die tatsächlichen Emissionen Deutschlands zu bestimmen, die ansonsten fälschlicherweise Staaten zugeschlagen werden, die die Energie nicht nutzen, sondern nur als Lieferant auftreten.

4.2.2 Referenz-Szenario

Das Referenz-Szenario wird, wie auch in den Arbeiten von Pfahl und Polenz, aus den Prognosen von Prognos (1995) und Prognos/EWI (1999) abgeleitet. Dafür war es zunächst nötig, die Struktur des Prognos-Modells so weit nachzubilden, dass mit dem DES-Modell die gleichen Ergebnisse zu generieren sind.

Da die Prognos Trendentwicklung nur bis zum Jahr 2020 gilt, muss sie in ähnlicher Weise bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben werden. Auch hier gelten die gleichen Voraussetzungen und politischen Rahmenbedingungen. Klimaschutz ist demnach nicht festgelegtes und handlungsleitendes Ziel, allerdings geht der Trend zu höheren Wirkungsgraden und einer moderaten Nutzung erneuerbarer Energien.

4.2.2.1 Ausgangssituation

Der Einfluss der Treibergrößen auf das Ergebnis einer Szenarioberechnung wurde bereits dargelegt. Aus diesem Grund werden neben einer Trend-Variante für die Entwicklung der beiden Treibergrößen Bevölkerung und Wirtschaftswachstum zwei Varianten bzw. Sensitivitäten einbezogen¹⁸⁵. Die folgenden Tabellen geben den Verlauf der Treibergrößen wieder¹⁸⁶.

Tabelle 4.1: Unterstellte Bevölkerungsentwicklungen für die BRD (in Mio.)

Pfad	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Hohe Bevölkerung	81,82	82,30	82,08	81,83	80,85	79,81	79,81	79,81
Geringe Bevölkerung	81,82	81,73	81,35	80,99	79,06	75,88	71,35	66,82
Geringes Wachstum	81,82	81,73	81,35	80,99	79,06	75,88	71,35	66,82

Quellen: (Wuppertal Institut 1998; Birg, Flöthmann 1995; Pfahl 2000), eig. Berechnungen

Als Trend-Variante gilt der Fall „Geringe Bevölkerung“, wie er auch bei den Enquete-Szenarien (1995) unterstellt worden ist. Eine Sensitivität besteht daher in der Annahme einer höheren Bevölkerung im Jahr 2050, die in etwa der heutigen entspräche (der Fall „Hohe Bevölkerung“). Dafür wurden die Daten für 2030 einer Studie des Wuppertal Instituts entnommen und bis zum Betrachtungsende konstant gehalten (Wuppertal Institut 1998).

Beim Trendfall „Geringe Bevölkerung“ wird ein moderates durchschnittliches Wirtschaftswachstum von etwa 1,8 %/a unterstellt, was den Entwicklungen der letzten 20 Jahre entspricht (Polenz 1998). Die Sensitivitätsrechnung (der Fall „Geringes Wachstum“) hingegen geht von etwas kleineren Wachstumszahlen aus (durchschnittlich 1,4 %/a) und wird damit eher den

¹⁸⁵ Aufgrund der modelltechnisch umfangreichen Anpassungen erfolgen diese Sensitivitätsbetrachtungen jedoch nur in ausgesuchten Fällen. Welche dies sind, wird anhand des möglichen Erkenntnisgewinns abgeleitet.

¹⁸⁶ Diese Verläufe sind so mit Stefan Pfahl und Carsten Polenz abgestimmt worden.

Anforderungen gerecht, die an eine zukunftsfähige Wirtschaft gestellt werden¹⁸⁷, liegt aber noch weit oberhalb der Steady-state Ökonomie eines Herman E. Daly (1996).

Tabelle 4.2: Unterstellte Wirtschaftsentwicklung (Nettoproduktionswerte) für die BRD

Sektor	1995	2050			
	[Mio. DM/a]	Hohe/Geringe Bevölkerung [Mio. DM/a]	2050/1995	Geringes Wachstum [Mio. DM/a]	2050/1995
Bergbau, Steine und Erden	7.189	7.329	1,9%	5.900	-17,9%
Ernährung	87.053	191.771	120,3%	154.374	77,3%
Tabakverarbeitung	22.449	17.101	-23,8%	13.766	-38,7%
Bekleidung	14.076	23.208	64,9%	18.682	32,7%
Textilien	9.463	9.772	3,3%	7.866	-16,9%
Ledergewerbe	2.990	3.909	30,7%	3.146	5,2%
Holz und Holzwaren	14.413	30.537	111,9%	24.582	70,6%
Papier- und Verlagsgewerbe	23.287	59.119	153,9%	47.590	104,4%
Verlagsgewerbe	44.653	109.199	144,6%	87.904	96,9%
Chemische Industrie	120.365	351.783	192,3%	283.182	135,3%
Gummi und Kunststoffe	44.156	139.248	215,4%	112.093	153,9%
Glas, Keramik und Steine	42.733	92.832	117,2%	74.729	74,9%
Metallerzeugung	44.554	85.503	91,9%	68.829	54,5%
Metallerzeugnisse	68.023	163.677	140,6%	131.758	93,7%
Maschinenbau	131.596	337.126	156,2%	271.383	106,2%
Büromaschinen	12.503	95.275	662,0%	76.695	513,4%
Energieerzeugung	73.794	171.006	131,7%	137.658	86,5%
Rundfunktechnik	20.892	73.288	250,8%	58.996	182,4%
Medizintechnik	25.314	80.617	218,5%	64.896	156,4%
Kraftwagen	111.245	219.865	97,6%	176.989	59,1%
sonst. Fahrzeugbau	12.564	58.631	366,7%	47.197	275,7%
Möbel	26.379	54.966	108,4%	44.247	67,7%
Recycling	1.034	24.429	2262,6%	19.665	1801,9%
Summe	960.725	2.400.191	149,8%	1.932.127	101,1%

Quelle: (Polenz 1998), eig. Berechnungen

Abschließend werden in den folgenden Tabellen noch einige Umwandlungsnutzungsgrade¹⁸⁸ dargestellt. Dabei wird nicht auf alle Umwandlungsketten detailliert eingegangen, sondern eine Auswahl der wichtigsten „Kettenglieder“ vorgenommen.

Tabelle 4.3 gibt die Entwicklung der Umwandlungsnutzungsgrade im Referenzfall wieder. Hier wird bereits bei einigen Technologien von einer deutlichen Verbesserung ausgegangen. Dort, wo es kaum oder gar nicht zu Veränderungen kommt, zeigt der Trendfall keine Weiterentwicklung, da diese Technologien nicht oder nur sehr wenig genutzt werden (z.B. Gas-

¹⁸⁷ Die prozentualen Effizienzsteigerungen müssen deutlich über dem Wirtschaftswachstum liegen, s. dazu Omann (2000).

¹⁸⁸ Als über das Jahr gemittelter Wirkungsgrad.

Wärmepumpe). Wärme und Strom kann in dezentralen und in zentralen Anlagen erzeugt werden. Für die dezentralen Anlagen zeigt Tabelle 4.4 die unterstellten Nutzungsgrade¹⁸⁹.

Tabelle 4.3: Nutzungsgrade und Strombedarf der Heizungsanlagen (in PJ/PJ)

Heizungstyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Biomasseheizung	0,780	0,785	0,789	0,794	0,803	0,812	0,821	0,830
Gasheizung	0,750	0,803	0,857	0,910	0,970	0,973	0,977	0,980
Kohleheizung	0,620	0,630	0,640	0,650	0,690	0,690	0,690	0,690
Ölheizung	0,730	0,758	0,786	0,814	0,870	0,877	0,883	0,890
Elektrische Heizung	0,970	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
Elektro-Wärmepumpe	1,860	1,860	1,860	1,860	1,860	1,860	1,860	1,860
Gas-Wärmepumpe	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Kompressionskältemaschine	1,860	1,905	1,949	1,994	2,083	2,172	2,261	2,350
Nahwärmespeicherung und -verteilung	0,903	0,907	0,911	0,914	0,922	0,928	0,935	0,941
Nahwärmeverteilung	0,903	0,907	0,911	0,914	0,922	0,928	0,935	0,941
Solarthermische Anlagen Mittel	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Biomasseheizung - Strom	0,034	0,034	0,033	0,033	0,032	0,031	0,031	0,030
Gas-Wärmepumpe – Strom	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Gasheizung – Strom	0,010	0,011	0,012	0,013	0,015	0,016	0,018	0,020
Nahwärmespeicherung und -verteilung - Strom	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Strombedarfe dargestellt.
Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

Tabelle 4.4: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen von dezentralen Anlagen, Referenzfall

Anlagentyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Blockheizkraftwerk Biogas	0,33	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38
Blockheizkraftwerk Erdgas	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40
Blockheizkraftwerk Schwachgas	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35
Brennstoffzelle Gas	0,38	0,39	0,40	0,41	0,43	0,45	0,48	0,50
Brennstoffzelle H ₂	0,45	0,46	0,47	0,48	0,51	0,53	0,55	0,58
Geothermische Anlagen	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
H ₂ O dezentral	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Organic Rankine Cycle	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Photovoltaik-Anlagen	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Solarthermische Anlagen Groß	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Stromverteilung	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98

¹⁸⁹ Dabei ist folgendes zu beachten: Im oberen Bereich der Tabelle sind bei den KWK-Anlagen nur die Stromwirkungsgrade angegeben. Im unteren Bereich (unterhalb der Linie) finden sich die Stromkennzahlen¹⁸⁹ der KWK-Anlagen. Zu erkennen ist das höhere Verhältnis von Strom zu Wärme bei Brennstoffzellen. Alle Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien haben definitionsgemäß einen Nutzungsgrad von 1.

Windkraftanlage dezentral	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Absorptionskältemaschine	0,64	0,65	0,67	0,68	0,71	0,74	0,77	0,80
Blockheizkraftwerk Biogas	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,68	0,71	0,73
Blockheizkraftwerk Erdgas	0,62	0,63	0,64	0,65	0,68	0,70	0,72	0,75
Blockheizkraftwerk Schwachgas	0,57	0,58	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,65
Brennstoffzelle Gas	0,81	0,84	0,88	0,91	0,99	1,07	1,16	1,25
Brennstoffzelle H2	1,00	1,05	1,10	1,16	1,27	1,40	1,55	1,71

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Stromkennzahlen dargestellt.
Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

Als letztes sind in Tabelle 4.5 die Nutzungsgrade und Stromkennzahlen der zentralen Kraft-, Heiz- und Heizkraftwerke dargestellt.

Tabelle 4.5: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen zentraler Anlagen, Referenzfall

Anlagentyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Atomkraftwerk	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
Erdgas-Heizkraftwerk	0,27	0,28	0,29	0,30	0,33	0,35	0,38	0,41
Gaskraftwerk (Kond.)	0,425	0,428	0,431	0,434	0,440	0,447	0,453	0,460
GuD Gas (KWK)	0,400	0,405	0,409	0,414	0,423	0,432	0,441	0,450
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	0,420	0,430	0,440	0,450	0,470	0,480	0,490	0,500
Heizwerk gasgefeuert	0,870	0,874	0,878	0,882	0,890	0,897	0,903	0,910
Heizwerk Hybrid festgefeuert	0,830	0,834	0,838	0,842	0,850	0,860	0,870	0,880
Heizwerk Öl	0,800	0,810	0,820	0,830	0,850	0,867	0,883	0,900
Kohleheizkraftwerk (KWK)	0,170	0,182	0,194	0,205	0,229	0,253	0,276	0,300
Kohlekraftwerk (Kondensation)	0,390	0,394	0,398	0,402	0,410	0,413	0,417	0,420
Müllverbrennungsanlage	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14
Öl-Heizkraftwerk	0,20	0,21	0,22	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35
Schweröl-Kraftwerk	0,390	0,396	0,402	0,409	0,421	0,421	0,421	0,421
Verbund-Kraftwerk (Kondensation)	0,42	0,42	0,43	0,43	0,44	0,45	0,45	0,46
Stromimport	0,860	0,864	0,867	0,871	0,878	0,885	0,893	0,900
Windkraftanlage Zentral	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Erdgas-Heizkraftwerk	0,50	0,52	0,54	0,55	0,59	0,64	0,68	0,73
GuD Gas (KWK)	0,890	0,900	0,910	0,920	0,940	0,960	0,980	1,000
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	0,980	1,011	1,041	1,072	1,133	1,194	1,255	1,316

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Stromkennzahlen dargestellt.
Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

4.2.2.2 Szenarienergebnisse

Mit den dargestellten Treibergrößenentwicklungen ergeben sich mehrere Trendvarianten. Die Nachfrageseite wurde von Pfahl und Polenz entwickelt und beschrieben, daher wird hier nicht näher darauf eingegangen; grundsätzlich entspricht sie der Prognose von Prognos¹⁹⁰. In Bezug auf die Bevölkerungsprojektion wird hier wie bereits erläutert die geringe Variante gewählt. Diese entspricht bis zum Ende des Betrachtungszeitraums von Prognos (2020) weitgehend diesen Werten, sinkt dann aber kontinuierlich entsprechend den Enquete-Szenarien.

Die Struktur der Versorgungsseite sowie die Anteile der einzelnen Technologien entsprechen in den Referenzszenarien ebenfalls den Prognosen von Prognos und wurden in entsprechendem Maße bis 2050 fortgeschrieben. Daraus resultieren für den Referenzpfad folgende Endenergieverbräuche¹⁹¹.

Tabelle 4.6: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Haushalte	2.453,3	2.379,0	2.350,8	2.269,5	2.115,9	1.954,9	1.845,4	1.725,9
Kleinverbraucher	1.536,6	1.417,8	1.370,7	1.260,6	1.100,6	1.070,7	1.044,5	1.022,1
Industrie	2.202,4	2.213,5	2.185,5	2.300,9	2.463,4	2.458,4	2.363,9	2.194,4
Verkehr	2.603,6	2.834,5	2.950,1	2.910,9	2.801,3	3.068,1	3.334,9	3.601,4
Summe	8.795,9	8.844,7	8.857,1	8.742,0	8.481,3	8.552,1	8.588,8	8.543,9
Veränderung ggb. 1995		0,6%	0,7%	-0,6%	-3,6%	-2,8%	-2,4%	-2,9%

Quelle: eig. Berechnungen aufbauend auf (Pfahl 2000; Polenz 1998; Prognos 1995; Prognos/EWI 1999)

Der gesamte Endenergieverbrauch bleibt danach bis 2050 in etwa konstant, wobei sich die Anteile der Sektoren deutlich verschieben. Bei den Haushalten sinkt der Anteil von 28 % im Jahr 1995 auf 20 % in 2050. Bei den Kleinverbrauchern sinkt er von 18 auf 12 %, während er bei der Industrie in etwa bei 25 % konstant bleibt. Der Verkehr hat allerdings eine deutliche Zunahme von 30 auf 42 % zu verzeichnen. Wird der Endenergieverbrauch nach Energieträgern dargestellt, ergibt sich folgendes Bild.

Tabelle 4.7: Endenergieverbrauch nach Energieträgern (ET) im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	697,2	695,5	694,0	686,3	661,7	654,6	626,3	585,1
Flüssige ET	3.924,5	4.083,5	4.134,0	4.023,2	3.810,0	3.988,4	4.175,3	4.351,4
Gasförmige ET	1.717,8	1.786,7	1.774,0	1.753,1	1.667,0	1.560,6	1.461,1	1.333,8
Feste ET	701,8	598,8	535,5	522,0	535,5	523,9	497,6	457,5
Strom	1.754,6	1.680,2	1.719,6	1.757,3	1.806,7	1.824,6	1.828,5	1.816,0
Summe	8.795,9	8.844,7	8.857,1	8.742,0	8.481,3	8.552,1	8.588,8	8.543,9
Veränderung ggb. 1995		0,6%	0,7%	-0,6%	-3,6%	-2,8%	-2,4%	-2,9%

Quelle: eig. Berechnungen aufbauend auf (Pfahl 2000; Polenz 1998; Prognos 1995; Prognos/EWI 1999)

¹⁹⁰ Siehe (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999).

¹⁹¹ Die Aufwendungen für den internationalen Transport sind hier nicht enthalten, es handelt sich somit nur um die direkten bundesdeutschen Verbräuche.

Wie zu sehen ist, bleibt die Struktur im Referenzfall weitgehend konstant. Fernwärme, Gas und Kohleverbrauch werden leicht sinken, während Strom und Öl etwas größere Anteile erhalten. Insgesamt kann von einer Fortführung der aktuellen Nachfragesituation ausgegangen werden.

Der weitaus größte Teil des Stroms wird auch im Jahr 2050 weiterhin in zentralen Anlagen produziert wird, nur rund 8 % kommen aus dezentralen Anlagen. Der größte Teil davon wird Windkraftanlagen generiert, die nicht in Parks zusammengefasst sind (rund 55 %). Insgesamt ergibt sich ein moderater Anstieg des Stromverbrauchs um 5 % (s. Tabelle 4.8). Die größte Veränderung resultiert aus dem beschlossenen Atomausstieg, der sich zwischen 2030 und 2040 endgültig einstellen wird. Da Kernenergie zuvor einen Anteil von knapp 30 % hatte, muss dieser durch andere Kraftwerkstypen aufgefangen werden. Dies geschieht unter Trendbedingungen größtenteils durch Gas- und Kohlekraftwerke, wenn auch mit deutlich verbesserten Wirkungsgraden gegenüber heute.

Somit wird unter den zugrundegelegten Annahmen (keine effizienzsteigernden Maßnahmen etc.) die Hypothese bestätigt, dass der Ausstieg aus der Atomenergie zu einer intensiveren Nutzung fossiler Brennstoffe und somit zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen führt¹⁹².

Tabelle 4.8: Stromerzeugung (netto) auf der zentralen Ebene im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)¹⁹³

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050	Anteile	
									1995	2050
Atomkraftwerk	472,3	413,9	351,4	289,6	163,6	82,4	0,0	0,0	26,6%	0
Gas-HKW	128,9	118,4	108,9	99,1	81,0	71,2	60,6	50,5	7,3%	2,7%
Gas-Kond.	0,2	36,1	69,0	105,3	173,2	206,0	227,6	151,3	0,0%	8,1%
GuD Gas-HKW	4,4	19,0	33,6	48,3	77,2	107,1	136,0	163,3	0,2%	8,8%
GuD-Kohle-HKW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0%	0,0%
Wasserkraft	26,6	27,0	27,2	27,5	27,7	28,2	28,4	28,4	1,5%	1,5%
Kohle-HKW	82,6	80,1	76,2	70,0	52,9	56,3	57,4	56,5	4,6%	3,0%
Kohle-Kond.	786,6	825,5	857,6	891,8	952,9	959,8	956,6	945,5	44,3%	50,7%
MVA	21,6	23,8	26,0	27,2	29,5	26,4	23,4	20,6	1,2%	1,1%
Öl-HKW	16,3	15,2	14,2	13,2	10,3	8,1	6,2	4,6	0,9%	0,2%
Schweröl-Kond.	15,8	13,9	12,1	10,4	8,7	7,9	7,0	6,0	0,9%	0,3%
Stromimport	142,5	132,4	120,9	109,7	86,5	87,1	86,9	86,0	8,0%	4,6%
Verbund-Kond.	19,6	24,0	29,1	35,4	52,0	75,5	108,5	154,7	1,1%	8,3%
Windenergiepark	0,0	3,5	6,9	10,4	17,3	29,1	40,6	51,6	0,0%	2,8%
Summe zentral	1.717	1.733	1.733	1.738	1.733	1.745	1.739	1.719	96,6%	92,3%
Summe gesamt	1.777	1.805	1.818	1.835	1.856	1.877	1.878	1.863	100	100
Veränderung ggb. 95		1,6%	2,3%	3,3%	4,4%	5,6%	5,7%	4,8%		

Quelle: eig. Berechnungen aufbauend auf (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999)

¹⁹² Für andere Pfade, die weitere Notwendigkeiten mit einbeziehen (s. Abschnitt 4.2.4) gilt diese Aussage allerdings nicht mehr.

¹⁹³ Modellbedingt ist die Einheit für Elektrizität PJ/a. Diese nicht normgerechte Einheit erlaubt jedoch, da alle Energieflüsse diese Einheit haben, besser den Vergleich zwischen den Energieträgern auf den verschiedenen Ebenen. Aus diesem Grund erfolgte keine Umrechnung in TWh/a.

Die nächste Tabelle zeigt eine klassische Strombilanz für die Bundesrepublik. Zu erkennen ist vor allem, dass die Netzverluste aufgrund verbesserter Technik und aufgrund der leichten Dezentralisierungstendenz um mehr als 50 % sinken.

Tabelle 4.9: Strombilanz im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in Mrd. kWh)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Netto-Erzeugung	452,5	424,0	430,5	439,7	454,1	460,4	461,7	458,8
+ Einfuhr	39,6	36,8	33,6	30,5	24,0	24,2	24,1	23,9
Aufkommen	492,1	460,7	464,1	470,1	478,1	484,6	485,8	482,7
- Ausfuhr	34,8	28,9	24,1	20,0	13,9	13,8	13,8	13,8
Inlands-Aufkommen	457,3	431,8	440,1	450,1	464,3	470,8	472,0	468,9
- Pumpstromverbrauch	5,5	5,7	5,8	5,9	6,1	6,1	6,2	6,1
Gesamt-Stromverbrauch	451,9	426,1	434,3	444,2	458,2	464,6	465,8	462,8
- Netzverluste	21,8	21,0	20,0	18,8	16,4	14,0	11,6	9,1
Netto-Stromverbrauch	430,0	405,1	414,3	425,4	441,8	450,6	454,3	453,6

Quelle: eig. Berechnungen aufbauend auf (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999)

Aufbauend auf den zuvor genannten Werten ergibt sich die in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** dargestellte Primärenergie- und die in Tabelle 4.11 dargestellte CO₂-Emissionsbilanz.

Tabelle 4.10: Primärenergiebilanz im Referenzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
a) Fossile ET	13.138	13.227	13.117	12.843	12.273	12.209	12.096	11.967
davon:								
Erdgas	2.776,4	2.928,1	2.995,9	3.052,0	3.116,7	3.081,8	3.037,6	2.763,1
Kohle	3.297,9	3.244,4	3.209,9	3.226,3	3.275,8	3.271,8	3.213,3	3.117,4
Erdöl	5.581,7	5.757,5	5.810,6	5.658,9	5.369,4	5.598,9	5.844,8	6.086,3
Uran	1.481,6	1.297,4	1.100,5	906,1	510,9	256,9	0,0	0,0
b) Erneuerbare ET	352	416	475	519	592	618	636	645
davon:								
Abfall	202,6	219,7	236,1	243,1	255,5	219,6	186,9	157,8
Bioenergie	65,6	94,9	121,2	141,4	167,3	187,6	200,7	204,6
Geothermische Energie	0,0	0,2	0,3	0,4	0,7	0,8	0,9	0,9
Solarstrahlung Inland	0,0	1,5	3,0	4,5	7,5	31,6	53,6	73,4
Wasserkraft Inland	73,6	75,5	76,6	77,9	79,6	79,7	78,9	77,5
Windenergie Inland	10,2	23,8	37,7	52,1	81,3	98,7	115,2	130,5
c) Ausland	369	338	305	274	210	207	201	194
davon:								
Ausland: PE-Mischung	312,6	286,2	257,8	230,7	176,7	173,2	168,0	161,6
Ausland: Solarstrahlung	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ausland: Wasserkraft	56,2	52,0	47,3	42,7	33,4	33,4	33,0	32,4
Ausland: Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

d) Gesamt ohne Ausland	13.490	13.643	13.592	13.363	12.865	12.827	12.732	12.612
davon REG-Anteil	2,7%	3,1%	3,6%	4,0%	4,8%	5,1%	5,3%	5,4%
e) Gesamt mit Ausland	13.858	13.981	13.897	13.636	13.075	13.034	12.933	12.806
davon REG-Anteil	2,9%	3,3%	3,8%	4,1%	4,8%	5,0%	5,2%	5,3%

Quelle: eig. Berechnungen

Der Gesamtprimärenergieverbrauch sinkt um rund 7 %, wobei auch hier der größte Unterschied im Wegfall von Uran besteht. Erneuerbare Energien verdoppeln ihre absolute Erzeugung und erhöhen entsprechend ihren prozentualen Anteil. Alle Veränderungen bewegen sich allerdings in einem relativ kleinen Rahmen, so dass kaum strukturelle Unterschiede zu erkennen sind.

Dies zeigt sich auch in den resultierenden CO₂-Emissionen. Tabelle 4.11 stellt diese nicht nur für den Referenzfall dar, sondern auch für die beiden zuvor genannten Sensitivitäten. Wie zu ersehen ist, steigen die jährlichen Emissionen im Referenzfall („Geringe Bevölkerung“ bei moderatem Wachstum) bis 2050 um rund 5 % an. Bei quasi konstanter Bevölkerung und gleichem Wirtschaftswachstum (Fall „Hoch“) ergibt sich eine Erhöhung um 9 % und im Fall des geringen Wachstums (Bevölkerung und Wirtschaftswachstum sind niedrig) stagnieren die Gesamtemissionen.

Tabelle 4.11: CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) für verschiedene Trendszenarien

Trendfall	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Hoch	948,5	975,7	986,4	982,4	974,3	998,5	1.024,2	1.036,2
Veränderung ggb. 1995		+2,9%	+4,0%	+3,6%	+2,7%	+5,3%	+8,0%	9,2%
Referenz	948,5	973,9	984,0	979,8	968,8	986,9	999,0	997,9
Veränderung ggb. 1995		+2,7%	+3,7%	+3,3%	+2,1%	+4,0%	+5,3%	+5,2%
Geringes Wachstum	948,5	968,8	974,7	964,9	942,1	949,3	951,8	944,6
Veränderung ggb. 1995		+2,1%	+2,8%	+1,7%	-0,7%	+0,1%	+0,3%	-0,4%

Quelle: eig. Berechnungen

Im Referenzfall ist demnach ein Anstieg der CO₂-Emissionen festzustellen. Dies liegt einerseits daran, dass der Ausstieg aus der Kernenergie zu Teilen durch einen höheren Verbrauch von Erdgas und Kohle kompensiert wird. Andererseits gründet sich der Anstieg auf den höheren Erdöl-Verbrauch im Verkehrssektor.

Unabhängig vom betrachteten Fall ist abschließend festzuhalten, dass im Trend eine Entwicklung beschränkt wird, die den Klimaschutznotwendigkeiten nicht annähernd gerecht. Anstatt einer geforderten Senkung um 80 % bleiben die CO₂-Emissionen auf etwa dem Niveau des Basisjahres.

Allerdings ist eine Fortführung der Entkopplung des Wachstums von Wirtschaft und Energieverbrauch zu beobachten. Wie der folgenden Abbildung zu entnehmen ist, steigt der Nettoproduktionswert (NPW) für den Referenzfall im Betrachtungszeitraum um den zweieinhalbfachen Wert, während der Primärenergieverbrauch (PE) und die Emissionen (CO₂) annähernd konstant bleiben.

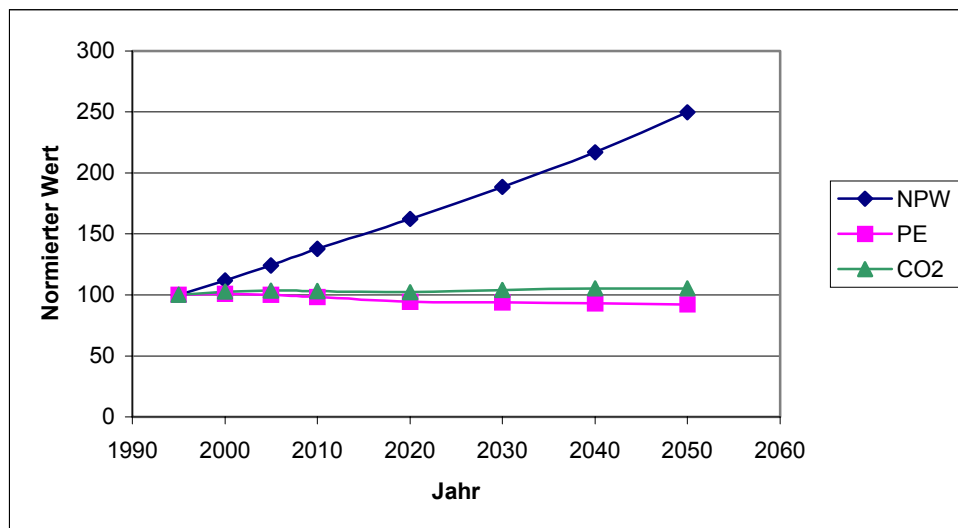


Abbildung 4.5: Entwicklung wichtiger Größen im Vergleich, Referenzfall „Geringe Bevölkerung“

4.2.3 Einzelstrategien und -analysen

Diese Analysen sind notwendig, um aus systemischer Sicht Einzelstrategien oder grundlegende Zusammenhänge beurteilen zu können. Erst damit sind, in Zusammenhang mit den zuvor vorgenommen Einzelanalysen, die eigentlichen Gesamtsystemanalysen umfassend möglich.

4.2.3.1 Erdgas oder Erdöl?

Der Ausgangspunkt dieser Fragestellung ist die zuweilen in der Öffentlichkeit zu vernehmende Diskussion um Leckagen bei Erdgas-Pipelines in Russland. Die Grundaussage ist dabei, dass die Leckagen so hoch seien, dass durch das austretende Methan (CH_4) der Klimaeffekt trotz des geringeren Kohlenstoff-Gehalts höher als bei Erdöl wäre¹⁹⁴. Mit Hilfe des Modells wird daher nachgeprüft, ab welcher Leckrate diese Äußerung stimmen könnte. Anschließend erfolgt ein Vergleich dieses Wertes mit existierenden Untersuchungen.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, diese Überprüfung im Modell vorzunehmen. Ein Weg wäre, Erdgas aus dem gesamten Energiesystem gedanklich zu entfernen und dafür Rohöl einzusetzen und im Gegenzug im Rahmen einer zweiten Untersuchung Erdöl zu entfernen und komplett durch Erdgas zu ersetzen. Durch einen Vergleich der resultierenden Emissionen (bei Variation der Leckraten) kann dann abgeleitet werden, ab welcher Leckrate Erdöl weniger klimaschädlich ist. Zur Erledigung der oben gestellten Aufgabe ist der modelltechnische Aufwand dafür jedoch nicht angemessen.

Hingegen ergibt eine Untersuchung, die zwar die Prozessketten auf allen Ebenen einschließt, sich jedoch auf eine Linie beschränkt, eine Antwort gleicher Qualität. Daher wird folgendermaßen vorgegangen: Zur Bereitstellung von Raumwärme werden, abgesehen von einer Reihe weiterer Umwandlungstechniken, Erdgas- und Erdölheizungen verwendet. Die Raumwärmepreparierung steht am Ende der Energieversorgungsseite, alle Leckagen und Transporte sind bis zu diesem Punkt abgeschlossen. Somit werden alle einflussnehmenden Ebenen eingeschlos-

¹⁹⁴ Methan hat einen 21-fach höheren Klimaeffekt als Kohlendioxid. Anzumerken ist, dass Leckagen immer auftreten. Auch bei Einhaltung höchster technischer Standards diffundiert Methan durch Rohrwände, Dichtungen und Pumpen.

sen, das Modell muss jedoch nicht vollständig geändert werden. Die absolute Höhe der unten angegebenen Emissionen spielt dabei keine Rolle, lediglich die Richtung ist entscheidend zur Beantwortung der oben genannten Frage.

Öl- und Gasheizungen werden nun, wie zuvor für das gesamte Energiesystem beschrieben, entsprechend vollständig eingesetzt bzw. herausgenommen. Der Vergleich der resultierenden Emissionen in Abhängigkeit verschiedener Leckraten ergibt die geforderte Antwort.

Die Untersuchung findet im Rahmen des Referenz-Szenarios statt, da hier im Gegensatz zu den Effizienzzenarien mit den größten Leckraten zu rechnen ist. Die Leckraten werden für russisches Gas zwischen 0 und 30 % gestaffelt, darüber hinaus gehende Werte sind nicht zu erwarten. Alle anderen Leckraten von Erdgas (also in den sonstigen Zulieferländern und innerhalb Deutschlands) sind gut dokumentiert und brauchen nicht variiert zu werden.

Nicht nur das Szenario hat Einfluss auf das Ergebnis, sondern auch der betrachtete Zeitpunkt. 1995 hatte russisches Erdgas einen Anteil von rund 36 % am Gesamt-Erdgasaufkommen in Deutschland. Dieser Anteil wird jedoch deutlich steigen (Prognos/EWI 1999), so dass im Jahr 2050 die Leckagen in Russland größeren Einfluss auf das Ergebnis besitzen. Abhängig von den unterstellten Leckraten muss somit die Empfehlung bzgl. einer Höchstgrenze für Erdgas aus Sibirien erfolgen. Tabelle 4.12 zeigt die Emissionen (und unterstellten Wirkungsgrade von Gewinnung, Verarbeitung und Ferntransport) für das Ausgangsjahr 1995, Tabelle 4.13 zeigt die Werte für 2050.

Tabelle 4.12: Vergleichende Betrachtung der CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems 1995 bei Variation der Leckraten von Erdgas

	Leckrate in %							
	0	1,5	2,5	5	10	15	20	30
η -GVT _{Erdgas} in %	95,9	95,4	95,0	94,1	92,4	90,7	88,9	85,5
CO ₂ -Äqui. in Mt/PJ	0,004	0,011	0,015	0,025	0,046	0,067	0,087	0,129
Raumwärme mit	Gesamt-Emissionen in Mt/a							
Erdöl	965,1							
Erdgas	909	936	953	994	1.081	1.262		

Vergleichswert für tatsächlichen Mix: 949 Mt/a CO₂

Quelle: eig. Berechnungen

Die Modell-Ergebnisse sind folgendermaßen zu lesen:

1. Der Vergleichswert von 949 Mt/a CO₂-Emissionen gibt den Wert an, der einerseits dem tatsächlichen Energiemix bei Raumwärme entspricht und andererseits von einer russischen Leckrate von 1,5 % ausgeht. Dies ist der Wert, wie er von den meisten Experten als wahrscheinlich angesehen wird (z.B. Öko-Institut 1997)¹⁹⁵.
2. Für diese Leckrate ergibt sich bei einer reinen Gas-Strategie ein Emissionswert von 936 Mt/a, bei einer Öl-Strategie hingegen 965 Mt/a. Dies bedeutet, dass eine Gas-Strategie zu geringeren Emissionen führt, eine Öl-Strategie zu höheren.

¹⁹⁵ Ein internationales Expertenteam hatte 1999 sogar nur einen Wert von 1 % ermittelt (Schroeter 2000).

3. Bei einer Leckrate von rund 3,5 % „kippt“ das Ergebnis jedoch, dann wird bei einer Gas-Strategie das Ergebnis von Öl (965 Mt/a) erreicht. Bei noch höheren Leckraten hätte Erdgas ein höheres Treibhauspotenzial als Erdöl, so ergeben sich beispielsweise bei einer Leckrate von 5 % Emissionen von 994 Mt/a.

Tabelle 4.13: Vergleichende Betrachtung der CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems 2050 bei Variation der Leckraten von Erdgas

	Leckrate in %							
	0	1,5	2,5	5	10	15	20	30
η -GVT _{Erdgas} in %	96,1	94,9	94,1	92,2	88,4	84,5	80,7	73,0
CO ₂ -Äqui. in Mt/PJ	0,004	0,018	0,027	0,050	0,097	0,143	0,189	0,281
Raumwärme mit	Gesamt-Emissionen in Mt/a							
Erdöl	1.058							
Erdgas	974	1.025	1.059	1.147	1.339	1.769		

Vergleichswert für tatsächlichen Mix: 1.036 Mt/a CO₂,

Quelle: eig. Berechnungen

Die Ergebnisse sind für das Jahr 2050 ähnlich. Der Vergleichswert für den tatsächlichen Energiemix liegt hier bei 1.036 Mt/a, bei Durchführung einer Gas-Strategie ergibt sich ein niedrigerer (1.025 Mt/a), bei einer Öl-Strategie ein höherer Wert (1.058 Mt/a). Abhängig von der Leckrate ändert sich aber auch hier die Bewertung ab einem bestimmten Punkt. Auf Grund des im Jahr 2050 höheren Anteils¹⁹⁶ russischen Gases liegt dieser Punkt aber schon bei einer Leckrate von 2,5 %.

Die Bewertung bezüglich des Treibhauspotenzials von Erdgas und Erdöl hängt, wie häufig formuliert, von der Gas-Leckrate in Russland ab. Geht man von den zumeist anerkannten Werten von 1,5 % aus, dann muss anhand der oben durchgeführten Bilanzen konstatiert werden, dass eine Gas-Strategie tatsächlich zu besseren Emissionswerten führt. Aufgrund nicht vollständig abgesicherter Ergebnisse sollte jedoch beachtet werden, dass nur knapp oberhalb dieser Werte die Bewertung aus Klimagesichtspunkten anders lauten muss. Bei dem heutigen russischen Anteil wäre ab einer Leckrate von 3,5 % eine Gas-Strategie kontraproduktiv, bei dem unterstellten höheren Anteil im Jahr 2050 schon bei 2,5 %.

In aktuellen Diskussionen über geeignete Emissionsminderungs-Strategien wird dieser Tatbestand oftmals nicht beachtet. Im Rahmen einer Klimaschutzpolitik sollte aber ein deutliches Augenmerk auf geeignete Instrumente zur Steigerung der Effizienz im russischen Erdgas-transport gelegt werden, ansonsten kann eine konsequente Erdgas-Strategie leicht zu steigenden und nicht zu sinkenden Treibhausgas-Emissionen führen.

Allerdings muss dazu einschränkend erwähnt werden, dass die ökologischen Folgen von Leckagen im Erdöl-Sektor hier nur marginal betrachtet werden konnten. Diese sind zwar bekanntermaßen äußerst schwerwiegend, besitzen aber kein direktes Treibhauspotenzial¹⁹⁷. Um

¹⁹⁶ Importquote aus außereuropäischen Ländern für 1995 beträgt 36 %, für 2050 80 % (ehem. GUS und Algerien).

¹⁹⁷ Welche indirekten Auswirkungen beispielsweise Tankerhavarien auf das Klima habe, kann mit heutigen Methoden nicht quantifiziert werden.

diesem Tatbestand ansatzweise gerecht zu werden, werden im DES-Modell die offiziell bilanzierten Öl-Leckagen (ohne Havarien) entsprechend ihres Kohlenstoff-Gehalts in CO₂-Emissionen umgerechnet.

4.2.3.2 Erdgas-Strategie

Wie im vorher gehenden Abschnitt zu sehen war, ist es aus klimapolitischer Sicht prinzipiell sinnvoll, auf Erdgas zu setzen. Aus diesem Grund soll im Folgenden geprüft werden, was eine konsequent verfolgte Erdgas-Strategie insgesamt für positive Folgen hätte¹⁹⁸. Die untersuchungsleitende Frage ist dabei, mit welcher Intensität es lohnenswert ist, auf eine solche Strategie zu setzen. Zur Beantwortung dieser Frage muss jedoch zunächst geklärt werden, welchen Beitrag Erdgas zum Klimaschutz überhaupt leisten kann. Würden sich beispielsweise die CO₂-Reduktionsziele mit einer Umstellung aller denkbaren Prozesse auf den Energieträger Erdgas erreichen lassen, wären darüber hinaus gehende Aktivitäten, die heute in der Regel mit höheren direkten Kosten verbunden sind (s. Kapitel 2), ökonomisch ineffizient.

Ist dies nicht der Fall, muss in weiteren Analysen untersucht werden, wie ein geeigneter Mix aus Maßnahmen und Technologien gebildet sein müsste, um das Reduktionsziel kostenoptimal erschließen zu können.

Modelltechnisch wird die Beantwortung der Frage folgendermaßen umgesetzt: Alle fossilen Energieträger werden weitgehend durch Erdgas ersetzt, lediglich Strom und Uran bleiben auf dem Niveau des Referenzszenarios. Dies liegt zum einen daran, dass Strom ein leicht zu handhabender Energieträger, sehr effizient umwandelbar und in Gas-Kraftwerken generierbar ist (somit also ursprünglich Erdgas sein kann). Zum anderen würde bei der hier unterstellten Strategie die heute bestehende Struktur der Energieversorgung unverändert bleiben können. Die Struktur bräuchte somit nicht im Verlauf eines schnellen Ausstieg aus der Kernenergie notwendigerweise verändert zu werden¹⁹⁹. Es müssten lediglich Anstrengungen unternommen werden, Kohle und Erdöl durch Erdgas zu substituieren.

Modelltechnisch sind die benötigten Energieträger in der Industrie mit den Nettoproduktionswerten (NPW) der jeweiligen Branchen verknüpft. Beispielhaft ist dies in der folgenden Tabelle für die Branche Bekleidungs- und Ledergewerbe gezeigt. Es ist zu sehen, dass sich im Referenzfall (gemäß Polenz 2000) die sechs benötigten Energieträger spezifisch von 1995 bis 2050 reduzieren. Dies liegt begründet in der zunehmenden Effizienz der Produktion. In der hier zu untersuchenden Erdgas-Strategie werden alle fossilen Energieträger nach folgendem Muster verändert: überall dort, wo es technisch möglich ist, werden die Energieträger Heizöl EL, S und Kohle komplett durch Erdgas ersetzt. In Tabelle 4.14 ist dies daran zu erkennen, dass Öl und Kohle in der Erdgas-Strategie auf Null gesetzt worden sind und im Gegenzug der Erdgasbeitrag genau die ursprüngliche Summe von Gas, Öl und Kohle ausmacht. Um auch hier eine mögliche Spannweite abzuschätzen, wird diese Berechnung nicht nur für das Jahr 2050, sondern auch für 1995 durchgeführt. Eine kleine Ungenauigkeit ergibt sich hier, da der Erdgaseinsatz eine in der Regel höhere Effizienz besitzt, die Summe also eigentlich abnehmen

¹⁹⁸ Dabei wird an dieser Stelle nicht thematisiert, dass bei einer Ausschöpfung der Erdgas-Ressourcen den Entwicklungsländern eine preiswerte Option auf einen relativ klimaschonenden Energieträger vorenthalten wird. Auch wird hier noch nicht auf das Ressourcenproblem insgesamt eingegangen.

¹⁹⁹ Aus diesem Grunde wird im nächsten Abschnitt eine Großkraftwerksstrategie hauptsächlich auf der Basis von Erdgas und Kernenergie untersucht.

müsste. Der Fehler kann aber für die gesamte Erdgas-Strategie, d.h. einschließlich aller weiteren Maßnahmen, in erster Näherung vernachlässigt werden. Die industriespezifischen Strom- und KWK-Wärmebedarfe werden hingegen nicht verändert, da der Energieträgereinsatz in den KWK-Anlagen modelltechnisch im Angebotsbereich entsprechend der Erdgas-Strategie modifiziert wird.

Tabelle 4.14: Eingabe-Parameter für Branche WZ27, Bekleidungs- und Ledergewerbe, bezogen auf NPW

Energieträger	Einheit	Referenzfall		Erdgas-Strategie	
		1995	2050	1995	2050
Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,35E-09	6,00E-10	1,99E-09	8,80E-10
Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-10	1,30E-10	0	0
Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,30E-10	6,00E-11	0	0
Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,10E-10	9,00E-11	0	0
Strom Industrie	PJ / DM[91]	9,3E-10	7,4E-10	9,3E-10	7,4E-10
Wärmeverbrauch KWK	PJ / DM[91]	1,1E-10	5E-11	1,1E-10	5E-11

Quelle: eig. Berechnungen

Nicht in allen Branchen können die Energieträger-Veränderungen so radikal angenommen werden, da bspw. die Metallerzeugung auf Kohle als Produktionsmittel angewiesen ist. Restriktionen solcher Art wurden weitgehend beachtet. Die vollständigen und detaillierten Veränderungen sind dem Anhang zu entnehmen.

Im Bereich der kleinen Wärme-Versorgungsanlagen (Raumwärme und Warmwasser) wird die Umsetzung der Erdgas-Strategie modelltechnisch über die Veränderung der Anteile der Technologien vorgenommen (s. Tabelle 4.15).

Tabelle 4.15: Anteile der Wärme-Versorgungsanlagen

Technologie	Referenzfall		Erdgas-Strategie	
	1995	2050	1995	2050
Therme-Öl	0,31	0,23	0	0
Therme-Gas	0,36	0,41	0,67	0,64
Ölheizung	0,37	0,31	0	0
Kohleheizung	0,06	0,001	0	0
Gasheizung	0,38	0,46	0,81	0,77

Quelle: eig. Berechnungen

Der Bereich der Wärme-Versorgungsanlagen besteht zwar aus einer größeren Vielzahl von Technologien, als in der vorhergehenden Tabelle zu sehen waren. Allerdings sind die weiteren Technologien entweder gar nicht (wie Solaranlagen, Biomasse) oder nur bedingt über die Vorkette (Stromheizungen oder Nahwärme) von einer Erdgas-Strategie tangiert. Aus diesem Grund sind auch hier wieder nur die Öl- und Kohletechnologien in die Betrachtung eingeschlossen worden.

Im Bereich der zentralen Heiz- und Kraftwerke sind die Verschiebungen komplexer, auch wenn hier wiederum nur die Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle betrachtet werden. Das Szenario kann somit folgendermaßen beschrieben werden: Die gesamte Kraftwerksstruktur bleibt bestehen, Kernkraft und Erneuerbare Energien werden wie im Referenzfall genutzt.

Lediglich alle Öl- und Kohlekraftwerke werden weitgehend durch erdgasbefeuerte ersetzt (s. Anhang).

Überall dort, wo Kohle eingesetzt wird, geht der jeweilige Anteil auf ein Zehntel des ursprünglichen zurück. Dies kann entweder, wie bei einem hybrid befeuerten Verbundkraftwerk²⁰⁰, so sein, dass der Gasanteil im Kraftwerk entsprechend hoch geht und der Kraftwerksanteil an der Stromproduktion gleich bleibt, oder so, dass das Kraftwerk insgesamt weniger Strom produziert. Auf Grund des höheren Erdgaseinsatzes wird zudem davon ausgegangen, dass die Wirkungsgrade bei diesen Technologien schneller steigen.

Ausgehend von den oben beschriebenen Änderungen der Eingabe-Parameter ergeben sich die in Tabelle 4.16 gezeigten Ergebnisse.

Tabelle 4.16: Emissionen und Primärenergie-Verbrauch im Referenzfall sowie bei einer Erdgasstrategie

	1995			2050		
	Referenz-Fall	Erdgas-Strategie	Minderung	Referenz-Fall	Erdgas-Strategie	Minderung
CO ₂ -Äqui. in Mt/a	949	838	11,7 %	1036	916	11,6 %
PE in PJ	13.858	13.264	4,3 %	13.293	12.283	7,6 %

Quelle: eig. Berechnungen

Gegenüber der Referenz-Entwicklung ist eine Emissionsminderung im Rahmen einer konsequenten, auf allen Ebenen stattfindenden Erdgas-Strategie lediglich um knapp 12 % möglich, was keinesfalls zur Erreichung der Minderungsziele ausreicht²⁰¹. Zudem gehen nur knapp 10 % der Minderungen auf Maßnahmen in der Industrie zurück, 90 % auf Änderungen des Energiemix' im Versorgungssektor – der oben diskutierte Fehler bei der Berechnung für die Industrie ist somit vernachlässigbar.

4.2.3.3 Moderne Kohletechnologien

„Green Coal“ oder „Clean Coal“ sind häufig auftauchende Begriffe in der Energiewirtschaft²⁰². Wie sie bereits suggerieren, handelt es sich um Kohletechnologien, die weitgehend „sauber“ sind, also nur geringe Emissionen im Vergleich zu konventionellen Kohletechnologien aufweisen. Wichtig zur Einschätzung der Gesamtbedeutung ist die Verdeutlichung, dass dabei ein Vergleich von modernen Kohletechnologien mit denen stattfindet, die sich heute weitgehend im Einsatz befinden. Die Bezeichnung „Green Coal“ bezieht sich also nicht auf den Vergleich mit anderen fossilen Energieträgern.

Zur Abschätzung der Gesamtbedeutung von modernen Kohletechnologien wird daher folgende Szenarienberechnung durchgeführt: Die Technologien, die in moderner Form Kohle nutzen, also vor allem GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (inkl. Auskopplung von Wärme), bekommen deutlich höhere Marktanteile. Im Gegenzug dazu werden die konventionellen Kohlekraftwerke nahezu vollständig aus dem Markt herausgefahren. Gleichzeitig werden die unterstellten Wirkungsgrade nochmals erhöht, so dass sie sich im Jahr 2050 am obe-

²⁰⁰ Hybrid = mit mehreren Energieträger zu betreiben.

²⁰¹ auch wenn die Effizienz-Steigerungen im Prozess ‚Erdgas-Gewinnung/Aufbereitung/Transport‘ noch nicht vollständig ausgeschöpft sind.

²⁰² In fast jeder Ausgabe der Zeitschrift Brennstoff-Wärme-Kraft ist dieser zu finden.

ren Level des wahrscheinlich Möglichen bewegen. Auch das Verhältnis zwischen Wärme und Stromauskopplung wird verbessert. Diese optimistischen Annahmen lassen sich mit der schnelleren Marktdurchdringung und der früheren Ausnutzung von Lerneffekten begründen.

Abgesehen von diesen Änderungen werden alle weiteren Eingangswerte gleich belassen. Somit ergibt sich ein Fall, der zeigt, welche Emissionsreduktionen sich durch eine konsequente Green Coal-Strategie erreichen lassen. In der folgenden Tabelle sind die Eingabewerte für den Referenz- und den Green Coal-Fall dargestellt.

Tabelle 4.17: Eingabewerte beim Vergleich Referenz und Green Coal-Strategie

Typ	Bezugsgröße	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz									
GuD-KWK Kunungsgrad	Wir- Kohle-sekundär	0,420	0,430	0,440	0,450	0,470	0,480	0,490	0,500
GuD-KWK Stromkennzahl	Strom/FW	0,980	1,011	1,041	1,072	1,133	1,194	1,255	1,316
GuD-KWK Markt- anteil	Elektrizität zentral	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Kohle-KWK Marktanteil	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,157	0,153	0,150
Kohle-Kond Marktanteil	Elektrizität zentral	0,458	0,476	0,495	0,513	0,550	0,550	0,550	0,550
Green Coal-Fall									
GuD-KWK Kunungsgrad	Wir- Kohle-sekundär	0,420	0,436	0,452	0,468	0,500	0,517	0,533	0,550
GuD-KWK Stromkennzahl	Strom/FW	0,980	1,418	1,856	2,295	3,171	4,047	4,924	5,800
GuD-KWK Markt- anteil	Elektrizität zentral	0,000	0,024	0,048	0,072	0,120	0,162	0,204	0,246
Kohle-KWK Marktanteil	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,107	0,053	0,000
Kohle-Kond Marktanteil	Elektrizität zentral	0,458	0,416	0,375	0,333	0,250	0,167	0,083	0,000

Quelle: eig. Berechnungen

Die oben genannten Werte sind im Modell soweit verändert worden, dass innerhalb der bestehenden Strukturen möglichst viel Kohle aus konventionellen Anlagen herausgenommen und dafür in modernen Anlagen genutzt wird. Dies führt zu der sehr hohen Stromkennzahl der GuD-Anlagen, die lediglich zum Ausdruck bringt, dass ein großer Teil des Stroms nicht in KWK-Anlagen, sondern in GuD-Kondensationsanlagen produziert wird²⁰³. Aus diesen Werten ergeben sich die Verläufe der CO₂-Emissionen gemäß Tabelle 4.18.

Anhand dieser Werte ist zu erkennen, dass eine Strategie mit modernen Kohletechnologien in der Lage sein wird, im Jahr 2050 rund 6,5 % der CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzpfad einsparen zu können. Gegenüber dem Wert von 1995 ergibt sich allerdings eine leichte

²⁰³ Dieser Zusammenhang liegt an einer modellspezifischen Besonderheit. Im Hauptmodell werden GuD-Kondensationsanlagen und –KWK-Anlagen zusammen geführt und besitzen somit zum Teil etwas unübliche Kennzahlen. Die Gesamtnutzungsgrade und die jeweiligen Stromkennzahlen ergeben sich durch ein Untermodell, welches bei Anlagentypen getrennt bilanziert und dann gemeinsam ausweist.

Steigerung. Beides bedeutet auf der einen Seite, dass die Klimaschutzmöglichkeiten von Green Coal-Technologien überschätzt werden. Auf der anderen Seite sind immerhin etwas mehr als 50 % der Emissionseinsparungen der Erdgasstrategie mit der hier dargelegten Option zu erreichen. Somit können moderne Kohletechnologien durchaus einen Beitrag zu einer Klimaschutzstrategie leisten. Aufgrund der Kosten- und abzusehenden Marktsituation wird es sich in Deutschland allerdings um eine Randstrategie handeln²⁰⁴.

Tabelle 4.18: Emissionen im Referenz- und im Green Coal-Pfad

in Mt/a	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	949	976	986	982	974	999	1024	1036
Green Coal	949	966	968	956	933	948	965	969

Quelle: eig. Berechnungen

4.2.3.4 Emissionsarme Großkraftwerke

Von Seiten der Energiewirtschaft wird oftmals eine weitere Möglichkeit der Senkung von CO₂-Emissionen genannt: die intensive Nutzung von Kernkraftwerken. In dieser Strategiebewertung sollen jedoch nicht nur die Möglichkeiten dieser einzelnen Option abgeschätzt werden, sondern zugleich eine damit verbundene Erdgasstrategie, wie sie bereits gesondert betrachtet worden ist (vgl. Abschnitt 4.2.3.2).

Damit kann vornehmlich geklärt werden, ob es unter klimapolitischen Gesichtspunkten ausreicht, Strategien zu verfolgen, die weitgehend auf den Einsatz spezieller Typen von Großkraftwerken setzen. Der Vorteil einer solchen Strategie ist die Tatsache, dass sie vollständig mit der bestehenden Versorgungsstruktur übereinstimmt und daher viele potenzielle Hemmnisse, die bei infrastrukturellen Ansätzen auftauchen, ausschließt. Der große Nachteil wiederum liegt darin, dass es in einer zentralen Struktur, die auf sehr großen Einzelanlagen basiert, kaum möglich ist, nachfrageorientierte Maßnahmen wie Energieeinsparung effizient und wirtschaftlich durchzuführen (vgl. Henricke, Seifried 1996: 60; ISI/DIW 1995).

Damit stellt dieser Fall eine Strategie dar, die vornehmlich auf der zentralen Energieversorgungsseite Auswirkungen hätte. Auch kann eine Atomstrategie nicht alleine untersucht werden, da aus technischen Gründen im gesamten Kraftwerkspark Veränderungen vorzunehmen sind, die insbesondere Erdgas einbeziehen²⁰⁵.

Die einzelnen Änderungen in den Eingangsdaten setzen sich folgendermaßen zusammen: einerseits wird die Versorgung der Industrie mit Erdgas entsprechend Abschnitt 4.2.3.2 hochgefahren. Andererseits werden im Versorgungsbereich konsequent Erdgas und Kernenergie genutzt. Dabei wird der Kernenergieanteil so weit wie möglich erhöht, ohne dass gesamtsystemische Probleme auftreten. Tabelle 4.19 enthält die wichtigsten Änderungen des Kraftwerksbereichs²⁰⁶.

²⁰⁴ In Ländern wie China, die hohe Kohlevorkommen besitzen, könnten diese Technologien allerdings größere Anwendung finden.

²⁰⁵ Aufgrund der schlechten Regelbarkeit von Kernkraftwerken sind Ausgleichsmechanismen unter Einbeziehung fossiler Energieträger zu schaffen.

²⁰⁶ Insgesamt wurden neben der industriellen Gasverlagerung 10 Zeitreihen auf der Versorgungsseite geändert.

Der Kernkraftwerksanteil ist bei dieser bewusst extremen Betrachtung sehr hoch gewählt. Ob er in dieser Höhe tatsächlich realistisch sein kann, ist hier nicht zu klären. Als Anhaltswert kann jedoch der französische Kernenergieanteil an der Stromerzeugung gelten, der bei 70 % liegt. Wie weiterhin zu sehen ist, werden die Anteile der Kohle-KWK wie die der Erdgas-HKW im Vergleich zu 1995 kleiner, wobei die zuletzt genannten auf einem weitaus höheren Niveau verharren.

Tabelle 4.19: Wichtige und ausgewählte Eingangsdaten (Marktanteile) zur Atom-/Gasstrategie-Bewertung

Typ	Bezugsgröße	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz									
Kernkraftwerk	Elek.-zentral	0,275	0,239	0,203	0,167	0,094	0,047	0	0
Erdgas-HKW	Fernwärme	0,317	0,283	0,253	0,226	0,180	0,153	0,130	0,110
Kohle-KWK	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,157	0,153	0,150
Atom-/Gasstrategie									
Kernkraftwerk	Elek.-zentral	0,275	0,280	0,300	0,400	0,500	0,600	0,700	0,800
Erdgas-HKW	Fernwärme	0,317	0,283	0,253	0,226	0,180	0,194	0,209	0,225
Kohle-KWK	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,112	0,063	0,015

Quelle: eig. Berechnungen

Somit ergibt sich eine Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber 1995 um 25 % und gegenüber dem Referenzpfad um 31 % (s. nachfolgende Tabelle). Durch die kohlendioxidarme Stromproduktion sind also deutliche Emissionsminderungen zu erreichen, allerdings reichen auch diese bei weitem nicht aus, den Klimaschutzanforderungen gerecht zu werden.

Tabelle 4.20: Emissionen im Referenz- und im Atom-/Gaspfad

in Mt/a	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	949	976	986	982	974	999	1024	1036
Atom-/Gas	949	936	933	887	823	784	747	712

Quelle: eig. Berechnungen

Aufgrund dieser Tatsache und den Erkenntnissen der ganzheitlichen Technologiebewertung (Kapitel 3) folgt daraus, dass die Kernenergie auch im Klimaschutzpfad entsprechend dem Referenzfall auslaufen wird.

4.2.3.5 Effiziente Versorgung

Wie bereits in der Technologielinesbewertung zum Ausdruck kam, sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine Möglichkeit der effizienten Erzeugung von Strom und Wärme. Ausgehend von dieser Option wird der Fall betrachtet, dass die gesamte Versorgungsseite unter Effizienzgesichtspunkten optimiert wird. Dies bedeutet einerseits, dass sämtliche relevanten Wirkungsgrade an ihre obere Grenze gesetzt werden²⁰⁷. Andererseits wird eine weitaus stärkere KWK-Nutzung im Bereich der öffentlichen Versorgung unterstellt²⁰⁸.

²⁰⁷ Dies sind insgesamt Veränderungen bei 87 Prozessen.

²⁰⁸ Die verstärkte Nutzung der industriellen KWK, die einen zusätzlichen Effekt besäße, ist aufgrund der damit zusammenhängenden modelltechnischen Komplexität an dieser Stelle (wohl aber bei den folgenden Gesamt-

Damit lassen sich Aussagen über die Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen auf der Versorgungsseite treffen, ohne dass die Nachfrageseite verändert wird oder sich der Mix von Energieträgern grundsätzlich ändert²⁰⁹. Ein solcher Eingriff erfordert eine Reihe von Anpassungsmaßnahmen im Modell, da durch die gekoppelte Erzeugung bei KWK viele Systemeffekte auftreten. Die nächste Tabelle enthält die wichtigsten veränderten Werte, die bei der Berechnung Eingang gefunden haben.

Tabelle 4.21: Wichtige und ausgewählte Eingangsdaten (Marktanteile) zur Strategie der effizienten Versorgung

Typ	Bezugsgröße	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz									
Nahwärmeverteilung	Raumwärmebedarf	0,089	0,086	0,085	0,084	0,082	0,087	0,088	0,088
Ölheizung	Raumwärmebedarf	0,372	0,354	0,343	0,333	0,330	0,323	0,317	0,310
Erdgas-HKW	Fernwärme	0,317	0,283	0,253	0,226	0,180	0,153	0,130	0,110
GuD-KWK	Elektrizität	0,003	0,011	0,019	0,028	0,045	0,061	0,078	0,095
GuD-KWK mit Kohleverg.	Elektrizität	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
HW Gas	Fernwärme	0,100	0,108	0,116	0,124	0,140	0,120	0,100	0,080
HW Öl	Fernwärme	0,059	0,053	0,047	0,042	0,030	0,023	0,017	0,010
Kohle-KWK	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,157	0,153	0,150
Kohle-Kond.	Elektrizität	0,458	0,476	0,495	0,513	0,550	0,550	0,550	0,550
Effiziente Versorgung									
Nahwärmeverteilung	Raumwärmebedarf	0,089	0,086	0,100	0,130	0,180	0,215	0,240	0,500
Ölheizung	Raumwärmebedarf	0,372	0,354	0,340	0,300	0,230	0,190	0,160	0,148
Erdgas-HKW	Fernwärme	0,317	0,300	0,283	0,268	0,240	0,326	0,442	0,600
GuD-KWK	Elektrizität	0,003	0,019	0,036	0,053	0,087	0,121	0,154	0,188
GuD-KWK mit Kohleverg.	Elektrizität	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,040	0,080	0,120
HW Gas	Fernwärme	0,100	0,096	0,092	0,088	0,080	0,057	0,033	0,010
HW Öl	Fernwärme	0,059	0,053	0,047	0,042	0,030	0,020	0,010	0,000
Kohle-KWK	Fernwärme	0,338	0,302	0,267	0,231	0,160	0,157	0,153	0,150
Kohle-Kond.	Elektrizität	0,458	0,416	0,375	0,333	0,250	0,167	0,083	0,000

Quelle: eig. Berechnungen

Die Zeilen „Nahwärmeverteilung“ und „Ölheizung“ sind, von der Bedarfsseite kommend, die ersten Stellgrößen für die Nutzung von KWK-Anlagen. Zu sehen ist, dass der Anteil der

szenarien) der Einfachheit halber nicht betrachtet worden. Da die genaue Höhe der Ergebnisse weniger interessant als die grundsätzliche Richtung ist, ergeben sich keine Unterschiede bei der Auswertung.

²⁰⁹ z.B. durch die Nutzung von erneuerbaren Energien

Nahwärmeverteilung deutlich zunimmt, während der Anteil der Ölheizung an der Raumwärmebereitstellung abnimmt. Der Anteil der Nahwärme wird auf 50 % festgesetzt. Dies entspricht in etwa den anerkannten Abschätzungen zum technischen Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung, liegt allerdings um 10 bis 15 Prozentpunkte oberhalb des wirtschaftlichen Potenzials (z.B. DLR 1994; DLR/ZSW 1997). Unterstellt wird somit eine konsequente KWK-Strategie mit entsprechend weitgehender rahmenpolitischer Unterstützung.

Ansonsten ist zu beobachten, dass die Anteile der ausschließlich wärmeerzeugenden Anlagen (Heizwerke) sowie des rein stromerzeugenden Kohle-Kondensationskraftwerks zu Null tendieren, während die großen KWK-Anlagen deutlich höhere Anteile zu verzeichnen haben. Die zuvor genannte Nahwärme wird somit weitgehend durch zentrale Anlagen, die Fernwärme und Strom gleichzeitig bereitstellen, erzeugt. Es handelt sich somit nicht um eine Dezentralisierungsstrategie.

Der Verlauf der CO₂-Emissionen ist aus der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 4.22: Emissionen im Referenz- und im Pfad der effizienten Versorgung

in Mt/a	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	949	976	986	982	974	999	1024	1036
Effiziente Versorgung	949	960	958	942	914	901	892	851

Quelle: eig. Berechnungen

Durch die konsequente Nutzung von großen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen lassen sich die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1995 um rund 10 % und gegenüber dem Referenzfall um knapp 18 % senken. Dieses Ergebnis ist umso bedeutsamer, da einerseits der prozentuale Anteil dezentraler Anlagen, die oftmals noch höhere Wirkungsgrade haben und an die Nachfrage angepasster betrieben werden können, nicht erhöht worden ist. Andererseits wurde auch keine Veränderung der industriellen KWK-Nutzung unterstellt, bei der ebenfalls erhebliche Potenziale zu verzeichnen sind.

Daraus ergibt sich auch aus systemischer Sicht, dass die Verfolgung einer KWK-Strategie aus Klimaschutz Gesichtspunkten positiv zu bewerten ist. In welcher Höhe Kraft-Wärme-Kopplung zu welchem Zeitpunkt eingesetzt werden sollte, kann allerdings erst in der Gesamtszenarienberechnung ermittelt werden.

4.2.3.6 Einsatz von Brennstoffzellen

Einige Brennstoffzellentypen zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade und einen relativ emissionsarmen Betrieb aus (s. Kapitel 3). Zudem besitzen sie hohe Stromwirkungsgrade und haben darüber hinaus den Vorteil, für den Einsatz von Wasserstoff prädestiniert zu sein.

Aus diesen Gründen liegt es nahe, Abschätzungen bezüglich der systemischen Möglichkeiten und Folgen eines intensiven Brennstoffzelleneinsatzes zu prüfen. Dabei werden nur die Hochtemperaturzellen näher betrachtet, da nur diese deutliche Vorteile gegenüber klassischen Blockheizkraftwerken besitzen. Ein Wasserstoffeinsatz ist zunächst nicht Gegenstand der Untersuchung.

Da Brennstoffzellen ihre Wärme im Modell ebenfalls in die Nahwärmeschiene einspeisen, wird der Anteil der Nahwärme am Raumwärmebedarf wie im vorhergehenden Fall auf 50 %

angehoben und der Ölanteil entsprechend gesenkt. Zudem wird diese Nahwärme nun weitgehend, d.h. zu 80 % durch kleine, dezentrale BZ-Einheiten gedeckt. Da es sich auch hier um eine Strategie handelt, die auf Effizienzgewinn setzt, werden wie im letzten Fall auch die wichtigsten Wirkungsgrade am oberen möglichen Ende angesiedelt. Weitere Veränderungen mussten nicht vorgenommen werden²¹⁰.

Bevor auf die Emissionsbilanz eingegangen wird, ist in der nächsten Tabelle ein Überblick über die Auswirkungen auf die zentrale Stromerzeugung zu sehen. Deutlich zu erkennen ist, dass aufgrund des hohen Brennstoffzellen-Einsatzes (bei hohen Stromkennzahlen) im Jahr 2050 mit 257 PJ/a nur noch deutlich weniger Strom aus zentralen Anlagen kommt als im Referenzfall (1.794 PJ/a); es handelt sich demnach um eine starke Dezentralisierungsstrategie. Die Auswirkungen auf die Energiewirtschaft wären immens, ganz neue Anforderungen an Technik, Vertrieb, Marketing etc. würden sich heraus kristallisieren.

Tabelle 4.23: Stromerzeugung der zentralen Kraftwerksebene (Werte in PJ/a)

Typ	1995	2050	
		Referenz	BZ-Strategie
Atomkraftwerk	472,30	0,00	0,00
Erdgas-Heizkraftwerk	128,94	52,65	24,05
Gaskraftwerk (Kond.)	0,16	816,11	0,07
GuD Gas (KWK)	4,40	170,40	24,39
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	0,00	0,18	0,03
H2O-Speicherkraftwerk Zentral	26,62	29,60	4,24
Kohleheizkraftwerk (KWK)	82,59	59,01	26,95
Kohlekraftwerk (Kondensation)	786,59	328,25	127,20
Müllverbrennungsanlage	21,64	21,52	3,08
Öl-Heizkraftwerk	16,29	4,79	2,19
Schweröl-Kraftwerk	15,80	6,28	0,90
Stromimport	142,55	89,69	12,84
Verbund-Kraftwerk (Kondensation)	19,58	161,44	23,10
Windkraftanlage Zentral	0,00	53,81	7,70
Summe	1717,46	1793,73	256,74

Quelle: eig. Berechnungen

Die nächste Tabelle zeigt, dass sich die hohen Wirkungsgrade und auch die geringeren Leitungsverluste (da die Brennstoffzellen verbrauchsnäher einspeisen) starke Auswirkungen auf die resultierenden Emissionen haben. Gegenüber 1995 sinken die CO₂-Emissionen um 13 %, und im Vergleich zum Referenzfall im Jahr 2050 um 21 %.

²¹⁰ Abgesehen von kleineren Änderungen, um keine negativen Werte zu erhalten. Diese Veränderungen stellen daher Anpassungen des Gesamtsystems an die Brennstoffzellen-Strategie dar.

Allerdings ist auch hier erneut zu sehen, dass die Werte weit von den Klimaschutzzielen entfernt liegen. Dies bestätigt u.a. die Hypothese, dass es nicht *die* Einzeltechnologie geben kann, die alle Energieprobleme löst, sondern ein Mix vieler Maßnahmen notwendig ist.

Tabelle 4.24: Emissionen im Referenz- und im Brennstoffzellen-Pfad

in Mt/a	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	949	976	986	982	974	999	1024	1036
Brennstoffzellen-Pfad	949	971	980	974	964	942	916	823

Quelle: eig. Berechnungen

4.2.4 Nachhaltigkeitsszenarien

Ein Betrachtungszeitraum von über 50 Jahren erlaubt keine Ermittlung eines „Königsweges“, also des einzig möglichen und effizientesten Weges zu einem zukunftsfähigen Versorgungssystem. Wichtig ist aus heutiger Sicht, einen Pfad zu beschreiben, der flexibel genug auf vorhersehbare und nicht vorhersehbare Änderungen reagieren kann. Er muss also eine Flexibilität bezüglich veränderter Nachfragestrukturen aufweisen und trotzdem die Ziele einhalten können. Die Fehlerfreundlichkeit des Systems ist somit ein wichtiges Kriterium. Dies bedeutet vor allem, dass Alternativmöglichkeiten nicht bereits strukturell behindert werden und bestehende Potenziale auf keinen Fall ausgeschöpft werden dürfen. Als Paradigma wird festgelegt, dass die Potenziale erneuerbarer Energien nur zu maximal 75 % ausgeschöpft werden sollen. Damit ist u.a. gesichert, dass eventuelle Fehler in den Potenzialerhebungen nicht dazu führen können, dass das Gesamtkonzept nicht durchführbar ist. Zudem ist die Ausnutzung der letzten Potenzialprozentage meistens mit nicht annehmbar hohen Kosten verbunden.

In der folgenden Betrachtung werden mehrere Varianten vorgestellt, die jeweils aufeinander aufbauen. Die untersuchungsleitenden Indikatoren sind die Klimaschutzzerfüllung, die in Kapitel 3 benannten Aspekte sowie Plausibilitätsbetrachtungen bezüglich des Abgleichs zwischen Nachfrage und Angebot. Die verschiedenen Varianten sind jeweils so gestaltet, dass von Variante zu Variante möglichst wenig strukturelle Veränderungen vorgenommen werden müssen, da diese zumeist neue Paradigmen und manchmal auch zusätzliche Kosten verursachen. Insofern erfolgt ein langsames „Heranarbeiten“ an das 80 %-Ziel. Ermittelt werden soll der Fall, in dem das Ziel mit möglichst wenig systemfremden Technologien erreicht wird²¹¹.

Neben den in Abschnitt 4.2.2 dargestellten Referenzfällen muss für die weitere Analyse zwischen den Maßnahmen der Angebots- und der Nachfrageseite unterschieden werden. Um die jeweilige Wirkung abzuschätzen, ist es daher notwendig, zunächst den Ausgangsfall für die Strategieelemente der Versorgungsseite zu ermitteln. Dies bedeutet, dass ausgehend von den

²¹¹ An einem Beispiel soll diese Vorgehensweise verdeutlicht werden: Prinzipiell könnte ganz Europa durch in der Sahara stationierte Solar- und Aufwindkraftwerke mit Strom versorgt werden. Abgesehen von offenen technischen Fragestellungen wäre die baldige Umsetzung jedoch kaum durchsetzbar, denn es ergäbe sich beispielsweise eine vollständige Abhängigkeit – die wiederum dem Energiewirtschaftsgesetz widerspricht. Das deutsche Energiesystem würde komplett umstrukturiert, heimische Energieträger würden nicht genutzt und die Wertschöpfung des Energiebereichs verlagerte sich ins Ausland. Die Inpraktikabilität dieses Lösungsansatzes zeigt sich vor allem in der nachteiligen Kostensituation. Strukturbrüche erfolgen nur bei deutlichen Vorteilen oder in langsamen Übergängen. Insofern ist jede Strategie, die auf ein plötzliches Umschwenken setzt, kaum durchzusetzen.

Trendszenarien errechnet werden soll, welche Auswirkungen alle auf der Nachfrageseite vorgesehenen Maßnahmen besitzen. Auf diesen aufbauend können dann die versorgungsseitigen Optionen betrachtet werden²¹².

Die folgende Tabelle zeigt daher einerseits noch einmal die Trendfälle aus Abschnitt 4.2.2 und zum anderen das Ergebnis bezüglich der resultierenden Emissionen nach Zusammenfügen der beiden Teile der Nachfrageseite²¹³. Dafür wurden in dieser Arbeit keine neuen Berechnungen der Nachfrageseite durchgeführt, sondern lediglich die Modellergebnisse in seiner Gesamtheit ausgewertet.

Tabelle 4.25: CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) für verschiedene Trend- und Nachfrage-Effizienzszenarioszenarien

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Trendszenario								
Hoch	948,5	975,7	986,4	982,4	974,3	998,5	1.024,2	1.036,2
Referenz	948,5	973,9	984,0	979,8	968,8	986,9	999,0	997,9
Geringes Wachstum	948,5	968,8	974,7	964,9	942,1	949,3	951,8	944,6
Nachfrage-Effizienzszenario								
Hoch (N-Effizienz)	948,5	944,4	931,5	907,7	856,5	815,7	776,8	724,4
Veränderung ggb. 1995		-0,4%	-1,8%	-4,3%	-9,7%	-14,0%	-18,1%	-23,6%
Veränderung ggb. Trend		-3,2%	-5,6%	-7,6%	-12,1%	-18,3%	-24,2%	-30,1%
Referenz (N-Effizienz)	948,5	942,8	929,5	905,5	852,3	806,7	757,2	694,0
Veränderung ggb. 1995		-0,6%	-2,0%	-4,5%	-10,1%	-14,9%	-20,2%	-26,8%
Veränderung ggb. Trend		-3,2%	-5,5%	-7,6%	-12,0%	-18,3%	-24,2%	-30,5%
GW (N-Effizienz)	948,5	937,8	920,5	891,6	828,9	774,9	719,4	654,4
Veränderung ggb. 1995		-1,1%	-2,9%	-6,0%	-12,6%	-18,3%	-24,2%	-31,0%
Veränderung ggb. Trend		-3,2%	-5,6%	-7,6%	-12,0%	-18,4%	-24,4%	-30,7%

Quelle: eig. Berechnungen

Demnach sinken die Emissionen, nach Ausnutzen verschiedener Potenziale auf der Nachfrageseite, zwischen 24 und 31 % gegenüber 1995 und um knapp 31 % gegenüber den Referenz-Werten des Jahres 2050. Auch damit wird die Bedeutung des Ausschöpfens nachfrageseitiger Optionen deutlich.

Hinter diesen Ergebnissen steht für den Fall „Geringe Bevölkerung“ folgender sektoraler Endenergieverbrauch:

²¹² Es handelt sich somit um die modell- und rechentechnische Umsetzung einer streng nachfrageorientierten Sichtweise.

²¹³ Diese sind wiederum getrennt von Pfahl und Polenz erstellt worden.

Tabelle 4.26: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Effizienzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Haushalte	2.452,9	2.105,8	1.884,6	1.746,3	1.502,7	1.416,5	1.357,9	1.317,4
Kleinverbraucher	1.536,6	1.397,1	1.325,8	1.186,8	978,4	861,2	762,4	678,6
Industrie	2.202,4	2.179,5	2.111,6	2.161,9	2.165,9	2.093,3	1.921,5	1.658,5
Verkehr	2.603,6	2.832,7	2.945,7	2.874,7	2.687,2	2.483,6	2.335,4	2.153,2
Summe	8.795,5	8.515,2	8.267,7	7.969,7	7.334,1	6.854,6	6.377,2	5.807,6
Veränderung ggb. 1995		-3,2%	-6,0%	-9,4%	-16,6%	-22,1%	-27,5%	-34,0%

Quelle: eig. Berechnungen

Insgesamt sinkt der um 34 %, wobei die Anteile der Haushalte und der Kleinverbraucher gegenüber 1995 sinken werden.

Tabelle 4.27 stellt ebenfalls den Endenergieverbrauch dar, nur in diesem Fall nach Energieträgern aufgeteilt.

Tabelle 4.27: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Effizienzfall „Geringe Bevölkerung“ (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	697,2	670,4	648,6	637,9	616,2	592,3	550,8	501,6
Flüssige ET*	3.924,5	3.975,6	3.953,9	3.775,6	3.403,3	3.100,4	2.867,1	2.606,2
Gasförmige ET*	1.717,8	1.666,3	1.562,2	1.513,1	1.385,4	1.259,5	1.131,5	987,0
Feste ET*	701,8	575,1	499,4	467,6	429,5	411,6	380,6	337,5
Strom	1.754,2	1.627,7	1.603,5	1.575,4	1.499,6	1.490,7	1.447,1	1.375,3
Summe	8.795,5	8.515,2	8.267,7	7.969,7	7.334,1	6.854,6	6.377,2	5.807,6
Veränderung ggb. 1995		-3,2%	-6,0%	-9,4%	-16,6%	-22,1%	-27,5%	-34,0%

* ET - Energieträger

Quelle: eig. Berechnungen

Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden die nun folgenden Versorgungsvarianten gerechnet und beschrieben. Die Eingriffstiefe wird dabei schrittweise gesteigert, bis schließlich die geforderte Emissionsreduzierung erreicht ist. Somit kann erkannt werden, welche Strategien unbedingt notwendig sind, um das formulierte Ziel zu erreichen und bei welchen Strategien noch Handlungsspielräume (Freiheitsgrade) bestehen.

4.2.4.1 1. Versorgungsvariante

Die erste Variante ist neben den nachfrageseitigen Maßnahmen durch eine weitgehende Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen auf der Versorgungsseite und einer moderaten Nutzung heimischer erneuerbarer Energien geprägt. Dieses Szenario spiegelt damit die Erkenntnis wider, dass die Durchführung von Effizienzmaßnahmen auf der Nachfrage- wie auf der Angebotsseite volkswirtschaftlich im ersten Teil des Betrachtungszeitraums am günstigsten ist. Erst wenn die Effizienzpotenziale weitgehend ausgeschöpft sind, übernehmen die erneuerbaren Energien denn größeren Teil des Klimaschutzes.

Diese erste Betrachtung ist auf das Gebiet bzw. Festland der Bundesrepublik beschränkt. Stromimporte aus Nordafrika, Offshore-Windkraftanlagen, Biomasseimporte aus Osteuropa sind zunächst ausgeschlossen. Auch wird eine Wasserstoffstrategie erst später betrachtet.

Durch diese enge Begrenzung ist es möglich, die Auswirkungen einer moderaten Nutzung erneuerbarer Energien zu eruieren.

„Moderat“ bedeutet hier vor allem, dass stromseitig keine Maßnahmen wie Stromspeicherung etc. unterstellt werden, die ausgleichend auf Nachfrage und Angebot wirken. Dieses würde einen weitaus stärkeren Eingriff in die Netzstruktur darstellen, als es im Rahmen einer eher konventionell geprägten Strategie denkbar wäre.

Die nächsten drei Tabellen stellen die wichtigsten unterstellten Nutzungsgrade für die Effizienzverbesserung auf der Versorgungsseite dar. Diese unterscheiden sich von denen des Referenzpfades allerdings nur in kleineren Bereichen. Der größere Unterschied in den Ergebnissen kommt durch den intensiven Einsatz der effizienten Technologien zustande (bspw. von dezentralen KWK-Anlagen).

Tabelle 4.28: Nutzungsgrade und Strombedarf von Heizungen, Effizienzfall (in PJ/PJ)

Heizungstyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Biomasseheizung	0,780	0,789	0,798	0,807	0,825	0,844	0,862	0,880
Gasheizung	0,750	0,803	0,857	0,910	0,970	0,973	0,977	0,980
Kohleheizung	0,620	0,630	0,640	0,650	0,690	0,690	0,690	0,690
Ölheizung	0,730	0,758	0,786	0,814	0,870	0,897	0,923	0,950
Elektrische Heizung	0,970	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
Elektro-Wärmepumpe	1,860	1,905	1,949	1,994	2,083	2,172	2,261	2,350
Gas-Wärmepumpe	1,400	1,418	1,436	1,455	1,491	1,527	1,564	1,600
Kompressionskältemaschine	1,860	1,905	1,949	1,994	2,083	2,172	2,261	2,350
Nahwärmespeicherung und -verteilung	0,903	0,907	0,911	0,914	0,922	0,930	0,938	0,946
Nahwärmeverteilung	0,903	0,907	0,911	0,914	0,922	0,930	0,938	0,946
Solarthermische Anlagen Mittel	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Biomasseheizung	0,034	0,034	0,033	0,033	0,032	0,031	0,031	0,030
Gas-Wärmepumpe	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Gasheizung	0,010	0,011	0,012	0,013	0,015	0,016	0,018	0,020
Nahwärmespeicherung und -verteilung	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Nahwärmeverteilung	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Ölheizung	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Solarthermische Anlagen Mittel	0,020	0,020	0,019	0,019	0,018	0,017	0,016	0,015

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Strombedarfe dargestellt.

Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

Tabelle 4.29: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen von dezentralen Anlagen, Effizienzfall²¹⁴

Anlagentyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Blockheizkraftwerk Biogas	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41
Blockheizkraftwerk Erdgas	0,34	0,35	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43
Blockheizkraftwerk Schwachgas	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35	0,37	0,38
Brennstoffzelle Gas	0,38	0,39	0,41	0,42	0,46	0,49	0,53	0,57
Brennstoffzelle H ₂	0,45	0,47	0,48	0,50	0,53	0,57	0,61	0,65
Geothermische Anlagen	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
H ₂ O dezentral	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Organic Rankine Cycle	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Photovoltaik-Anlagen	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Solarthermische Anlagen Groß	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Stromverteilung	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98
Windkraftanlage dezentral	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Absorptionskältemaschine	0,64	0,66	0,67	0,69	0,73	0,77	0,81	0,85
Blockheizkraftwerk Biogas	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,68	0,71	0,73
Blockheizkraftwerk Erdgas	0,62	0,63	0,64	0,65	0,68	0,70	0,72	0,75
Blockheizkraftwerk Schwachgas	0,57	0,58	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,65
Brennstoffzelle Gas	0,81	0,84	0,88	0,91	0,99	1,07	1,16	1,25
Brennstoffzelle H ₂	1,00	1,05	1,10	1,16	1,27	1,40	1,55	1,71

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Stromkennzahlen dargestellt.

Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

Tabelle 4.30: Nutzungsgrade und Stromkennzahlen zentraler Anlagen, Effizienzfall²¹⁵

Anlagentyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Atomkraftwerk	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
Erdgas-Heizkraftwerk	0,270	0,280	0,291	0,303	0,326	0,352	0,380	0,410
Gaskraftwerk (Kond.)	0,425	0,428	0,431	0,434	0,440	0,477	0,513	0,550
GuD Gas (KWK)	0,400	0,419	0,438	0,457	0,495	0,534	0,572	0,610
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	0,420	0,436	0,452	0,468	0,500	0,517	0,533	0,550
Heizwerk gasgefeuert	0,870	0,874	0,878	0,882	0,890	0,897	0,903	0,910
Heizwerk Hybrid festgefeuert	0,830	0,834	0,838	0,842	0,850	0,860	0,870	0,880
Heizwerk Öl	0,800	0,810	0,820	0,830	0,850	0,867	0,883	0,900
Kohleheizkraftwerk (KWK)	0,170	0,206	0,242	0,278	0,350	0,367	0,383	0,400
Kohlekraftwerk (Kondensation)	0,390	0,392	0,394	0,396	0,400	0,417	0,433	0,450

²¹⁴ Es gelten erneut die Anmerkungen zu Tabelle 4.4 bezüglich der angezeigten Stromwirkungsgrade, Stromkennzahlen und definatorisch gesetzten Wirkungsgrade bei den erneuerbaren Energien.

²¹⁵ Es gelten erneut die Anmerkungen zu Tabelle 4.4 bezüglich der angezeigten Stromwirkungsgrade, Stromkennzahlen und definatorisch gesetzten Wirkungsgrade bei den erneuerbaren Energien.

Müllverbrennungsanlage	0,109	0,111	0,113	0,115	0,120	0,132	0,145	0,160
Öl-Heizkraftwerk	0,200	0,212	0,225	0,238	0,268	0,301	0,338	0,380
Schweröl-Kraftwerk	0,390	0,396	0,402	0,409	0,421	0,421	0,421	0,421
Verbund-Kraftwerk (Kondensation)	0,420	0,423	0,427	0,431	0,438	0,445	0,452	0,460
Stromimport	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Windkraftanlage Zentral	0,860	0,868	0,876	0,885	0,901	0,917	0,934	0,950
Erdgas-Heizkraftwerk	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
GuD Gas (KWK)	0,500	0,518	0,536	0,554	0,594	0,636	0,681	0,730
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	0,890	0,900	0,910	0,920	0,940	0,960	0,980	1,000

Erläuterung: oberhalb der Linie sind die Nutzungsgrade, unterhalb die Stromkennzahlen dargestellt.

Quelle: (Prognos 1995; Prognos/EWI 1999), eig. Berechnungen

Auf allen Ebenen werden Maßnahmen in verstärktem Sinne gegenüber dem Referenzfall durchgeführt. Dies sind insbesondere:

- Nutzung der KWK im dezentralen Anlagenbereich
- Nutzung der KWK im zentralen Anlagenbereich
- Intensive Nutzung erneuerbarer Energien im Warmwasserbereich
- Moderate Nutzung erneuerbarer Energien im Heizungsbereich
- Intensive Nutzung erneuerbarer Energien im dezentralen Anlagenbereich
- Moderate Nutzung erneuerbarer Energien im zentralen Anlagenbereich

Mit den durchgeführten Strategien ergibt der in Tabelle 4.31 dargestellte Endenergieverbrauch.

Tabelle 4.31: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der 1. Versorgungsvariante (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	697,2	685,4	713,0	746,2	792,8	889,5	927,5	948,4
Flüssige ET	3.924,5	3.975,6	3.953,9	3.775,6	3.347,3	2.926,7	2.600,9	2.263,8
Gasförmige ET	1.717,8	1.607,9	1.440,7	1.343,0	1.193,1	972,6	784,5	585,6
Feste ET	701,8	599,4	546,3	533,5	525,2	535,8	528,1	505,1
Strom	1.754,2	1.634,4	1.597,5	1.557,8	1.462,7	1.444,5	1.392,0	1.311,6
Summe	8.795	8.503	8.251	7.956	7.321	6.769	6.233	5.615
Veränderung ggb. 1995		-3,3%	-6,2%	-9,5%	-16,8%	-23,0%	-29,1%	-36,2%

Quelle: eig. Berechnungen

Insgesamt ist der Endenergie-Verbrauch im Gegensatz zum Nachfrage-Effizienzfall um 2 % gesunken, ansonsten hat es eine Verschiebung von Strom und den flüssigen sowie festen Energieträgern hin zu gasförmigen Energieträgern bzw. Wärme gegeben. Nicht zu erkennen ist in der Tabelle das Resultat, dass innerhalb der festen Energieträger eine deutliche Verschiebung zugunsten der Biomasse zu verzeichnen ist.

Die aus den Annahmen und Strategien resultierende Stromaufteilung ist der nächsten Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 4.32: Nettostromerzeugung in der 1. Versorgungsvariante (PJ/a)

Strom aus...	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Uran	472,2	401,5	326,7	255,3	128,9	52	0	0
Kohle	882,7	835	776,5	714,3	588,1	424,8	265,9	126,8
Erdgas	141,4	243	330,5	413,2	557,9	698,6	785,5	790,6
Erdöl	32,1	28,2	25,3	20,9	14,7	7,7	2,7	0
Müll	21,6	23,2	24,2	24	23,2	16,9	10,8	5,3
Biomasse	0,5	5,5	10,5	15,4	23,2	38,7	52,1	64
Solar	0	9,5	18,7	27,5	43,4	98,7	147,4	186,6
Wind	10,2	13,1	15,6	17,7	21,2	22,5	23,3	23,7
Wasser	73,6	76,9	78,4	79,2	79,4	79,1	81,6	81,1
Geothermie	0	2,9	5,7	8,3	13,2	17,9	21,9	24,9
Zwischensumme	1.634	1.638	1.612	1.575	1.493	1.457	1.391	1.303
Stromimport-gesamt, davon...	142,5	128,4	112,4	96,7	68,1	55	39,4	21,9
Wasser	48,3	43,5	38,1	32,8	23,1	18,7	13,4	7,4
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige	94,1	84,7	74,2	63,9	45	36,3	26	14,4
Wind	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	1.776	1.767	1.724	1.672	1.561	1.512	1.430	1.324

Quelle: eig. Berechnungen

Im Bereich der fossilen bzw. konventionellen Energieträger fallen der Atomausstieg sowie die abnehmende Bedeutung von Kohle auf. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus Erdgas deutlich zu, es handelt sich also um die konsequente Umsetzung einer Erdgasstrategie. 65 % des Erdgases werden jedoch nicht auf der zentralen, sondern auf der dezentralen Ebene in Blockheizkraftwerken und vor allem in Brennstoffzellen genutzt.

Weiterhin ist zu sehen, dass die Nutzung heimischer erneuerbarer Energien deutlich anwächst. Dabei ist der Anstieg von Wind nur äußerst moderat und spiegelt die begrenzten Ressourcen von Onshore-Anlagen wider. Insgesamt haben die fluktuierenden Erzeuger Sonne und Wind einen Anteil von 16 % an der Gesamterzeugung. Damit liegen sie gut unter der technisch begründeten Grenze von maximal 20 %. Die Wassernutzung steigt nur geringfügig, da in Deutschland bereits weitgehend alle Potenziale ausgeschöpft sind.

Der sinkende Stromimport liegt weitgehend an der geringeren Nutzung der „Sonstigen“, also von Kraftwerken, die auf fossiler oder auf nuklearer Basis Strom erzeugen. Da der Import von Strom aus Wind und Sonne in diesem Szenario ausgeschlossen ist, kann der zuvor genannte Beitrag nicht kompensiert werden. Bei den Energiequellen Geothermie (ORC-Prozess) und Wasserstromimport bestehen noch Verschiebungsmöglichkeiten. Sollte der ORC-Prozess nicht zu günstigen Konditionen einsatzbereit sein, so könnte auch weiterhin auf gleichem Niveau Wasserkraftstrom importiert werden. Das Ergebnis würde dadurch nicht wesentlich beeinflusst.

Somit ergibt sich folgender Primärenergieverbrauch und daraus wiederum die in Tabelle 4.33 gezeigten Emissionen.

Tabelle 4.33: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der
1. Versorgungsvariante

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
a) Fossile ET	13.138	12.630	12.042	11.368	10.054	8.559	7.194	5.895
davon:								
Erdgas	2.776,3	2.882,0	2.904,4	2.971,6	3.089,0	3.020,5	2.824,9	2.434,6
Kohle	3.297,4	2.924,3	2.632,3	2.400,7	2.004,2	1.486,7	1.007,5	609,7
Erdöl	5.581,6	5.565,4	5.481,7	5.196,7	4.558,5	3.889,7	3.362,0	2.850,8
Uran	1.481,2	1.258,4	1.023,3	799,0	402,6	162,3	0,0	0,0
b) Erneuerbare ET	352	444	522	583	675	849	995	1.121
davon:								
Abfall	202,5	213,9	219,6	214,9	201,8	152,1	114,5	89,0
Bioenergie	65,6	117,8	163,2	204,4	268,7	342,8	387,8	418,7
Geothermische Energie	0,0	3,0	6,0	8,8	14,0	34,2	54,7	74,4
Solarstrahlung Inland	0,0	19,7	39,2	57,4	90,4	218,3	333,3	433,6
Wasserkraft Inland	73,6	76,9	78,4	79,2	79,4	79,1	81,6	81,1
Windenergie Inland	10,2	13,1	15,6	17,7	21,2	22,5	23,3	23,7
c) Ausland	369	326	281	237	162	126	87	47
davon:								
Ausland: PE-Mischung	312,5	276,1	237,2	200,3	135,8	105,6	72,9	39,0
Ausland: Solarstrahlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausland: Wasserkraft	56,2	50,1	43,5	37,1	25,6	20,3	14,3	7,8
Ausland: Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
d) Gesamt ohne Ausland	13.488	13.074	12.564	11.951	10.730	9.408	8.190	7.016
davon REG-Anteil	2,7%	3,5%	4,3%	5,1%	6,7%	9,9%	13,8%	19,0%
e) Gesamt mit Ausland	13.857	13.401	12.845	12.188	10.891	9.534	8.277	7.062
davon REG-Anteil	2,9%	3,7%	4,4%	5,1%	6,4%	9,1%	12,2%	16,0%
CO₂-Äqui-Em. (Mio. t/a)	948,5	923,4	893,5	855,2	777,9	671,0	567,9	466,1
Veränderung ggb. 1995		-2,6%	-5,8%	-9,8%	-18,0%	-29,3%	-40,1%	-50,9%

Quelle: eig. Berechnungen

Somit lassen sich durch eine konsequente Nutzung von Effizienzpotenzialen und von heimischen erneuerbaren Energien 51 % der Emissionen des Jahres 1995 einsparen (56 % gegenüber 1987). Stromseitig lassen sich insbesondere die erneuerbaren Energien, die noch große Potenziale aufweisen, bei der unterstellten Netzstruktur und -technik nicht weiter integrieren. Wärmeseitig wären zwar noch Optionen offen, diese würden allerdings die Situation nur kaum verändern helfen. Ohne stärker eingreifende Maßnahmen in das Stromversorgungssystem oder den Verkehrssektor lassen sich die ausgewiesenen Emissionen kaum weiter verringern. Insofern stellt der beschriebene Weg das maximal Mögliche im Sinne einer moderaten Umwandlung des Energieversorgungssystems dar. Die Verwirklichung des 80 %-Reduktionsziels erfordert allerdings weitergehende Maßnahmen, die im Folgenden beschrieben werden.

4.2.4.2 2. Versorgungsvariante

In der zweiten Variante werden die oben erwähnten Strategieelemente in der Form belassen, wie sie in der 1. Variante verwendet worden sind. Die grundsätzliche Struktur, also der Grad und die Form der Dezentralität der Versorgung, bleibt demnach erhalten. Die einzige Änderung erfolgt auf der zentralen Ebene in einem Zubau von Wind-Offshore-Kraftwerken in deutschen Seegebieten und von solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika, die nach Deutschland Strom exportieren.

Der Anteil dieser beiden Stromerzeugungsoptionen wird soweit erhöht, wie es nach technischen Kriterien möglich ist. Es handelt sich hierbei um fluktuierende Energieträger, die jedoch eine deutlich ausgeglichene Stromerzeugungscharakteristik als Photovoltaik oder Wind-Onshore-Anlagen besitzen. Daher lässt sich deren Nutzung mit einem Anteil von mindestens 15 % realisieren (DLR/ISE 1997), der mögliche Gesamtanteil fluktuierender Energieträger steigt in dieser Variante also auf etwa 30 %. Allerdings sind hier bereits ausgleichende Maßnahmen auf der Netzseite erforderlich, da es vereinzelt bereits zu deutlichen Überschüssen kommen kann. Stromspeicher wie Pumpspeicherwerke werden demnach häufiger genutzt werden, was wiederum mit einer Senkung der Effizienz der Versorgungsseite einhergeht²¹⁶.

Endenergieseitig finden sich in diesem Szenario keine Änderungen, da es keinerlei Modifikationen der Gesamtstruktur gegeben hat. Die Nachfrageseite wie auch die Heizungsverteilungen bleiben gleich. Allerdings haben sich deutliche Verschiebungen im zentralen Anlagenbereich ergeben. Im Vergleich zur 1. Variante ist definitionsgemäß vor allem eine Steigerung des Windstroms und des solarthermischen Stroms zu erkennen²¹⁷. Die fluktuierenden Erzeuger besitzen nun einen Anteil von 33,5 % an der Gesamtstromerzeugung und liegen damit bereits leicht oberhalb des technisch Möglichen. Durch Wärmespeicher in den solarthermischen Anlagen könnte allerdings auch noch dieser Anteil erreichbar sein.

Tabelle 4.34: Nettostromerzeugung in der 2. Versorgungsvariante (PJ/a)

Strom aus...	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Uran	472,2	401,8	327,3	256,0	129,5	52,4	0,0	0,0
Kohle	882,7	835,6	777,7	716,0	590,6	373,8	192,2	64,8
Erdgas	141,4	229,8	305,2	377,4	505,5	639,5	733,1	633,7
Erdöl	32,1	28,3	25,4	20,9	14,7	7,8	2,7	0,0
Müll	21,6	23,2	24,2	24,1	23,3	14,4	7,2	2,3
Biomasse	0,5	5,5	10,5	15,4	23,2	36,5	47,6	58,1
Solar	0,0	9,5	18,7	27,5	43,4	98,7	147,4	186,6
Wind	10,2	13,1	15,6	17,7	21,3	22,5	23,4	150,0
Wasser	73,6	76,9	78,5	79,3	79,5	79,3	82,0	82,0
Geothermie	0	2,9	5,7	8,3	13,2	17,9	21,9	24,9
Zwischensumme	1.634	1.626	1.589	1.543	1.444	1.343	1.258	1.202

²¹⁶ In der nächsten Variante wird dieser Anteil in einer Sensitivitätsrechnung auf 45 % gesteigert. Dieser mögliche Anteil ergab sich aus den durchgeführten Wind-Offshore-Analysen (s. Abschnitt 2.2).

²¹⁷ Dass bereits im Jahr 2000 solarthermischer Strom ausgegeben wird, soll hier vernachlässigt werden. Der Grund liegt in der linearen Interpolation. Dieser Fehler ist für die hier zu treffenden Aussagen jedoch unerheblich.

Stromimport-gesamt, davon...	142,5	142,0	138,5	134,0	123,4	177,8	184,0	135,1
Wasser	48,3	44,8	40,4	35,9	27,3	31,0	23,4	10,8
Solar	0	10,7	20,8	30,1	46,1	92,8	123,5	110,8
Sonstige	94,1	86,5	77,3	68,0	50,1	54,0	37,1	13,5
Wind	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	1.777	1.769	1.727	1.677	1.568	1.521	1.442	1.337

Quelle: eig. Berechnungen

Wie sich allerdings aus der Primärenergie- und CO₂-Bilanz entnehmen lässt, sind mit einer solchen Strategie keine wesentlichen weiteren Einsparungen zu erzielen.

Tabelle 4.35: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 2. Versorgungsvariante

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
a) Fossile ET	13.136	12.537	11.874	11.135	9.750	8.119	6.737	5.500
davon:								
Erdgas	2.776,3	2.771,3	2.703,3	2.692,9	2.724,5	2.593,1	2.427,8	2.102,7
Kohle	3.297,4	2.940,1	2.661,4	2.440,6	2.058,6	1.473,7	951,3	551,2
Erdöl	5.581,6	5.566,7	5.484,1	5.200,0	4.562,9	3.888,7	3.357,7	2.846,4
Uran	1.481,2	1.259,4	1.025,0	801,0	404,5	163,5	0,0	0,0
b) Erneuerbare ET	352	478	584	671	794	1.001	1.162	1.292
davon:								
Abfall	202,5	214,1	220,0	215,5	202,7	132,7	88,7	69,3
Bioenergie	65,6	119,6	167,3	211,3	281,7	384,3	452,0	483,3
Geothermische Energie	0,0	3,0	6,0	8,8	14,0	34,2	54,7	74,4
Solarstrahlung Inland	0,0	19,7	39,2	57,4	90,4	218,3	333,3	433,6
Wasserkraft Inland	73,6	76,9	78,5	79,3	79,5	79,3	82,0	82,0
Windenergie Inland	10,2	44,7	73,0	98,2	125,5	151,9	151,6	150,0
c) Ausland	369	346	317	288	233	292	261	164
davon:								
Ausland: PE-Mischung	312,5	281,8	247,1	213,1	151,1	156,9	104,0	36,5
Ausland: Solarstrahlung	0,2	12,3	23,7	34,0	51,1	101,2	132,3	116,6
Ausland: Wasserkraft	56,2	51,6	46,1	40,6	30,3	33,8	25,1	11,4
Ausland: Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
d) Gesamt ohne Ausland	13.488	13.015	12.458	11.805	10.544	9.120	7.899	6.793
davon REG-Anteil	2,7%	3,8%	4,9%	6,0%	8,1%	12,3%	17,3%	23,5%
e) Gesamt mit Ausland	13.857	13.361	12.775	12.093	10.777	9.412	8.160	6.957
davon REG-Anteil	2,9%	4,1%	5,1%	6,2%	8,1%	12,1%	16,2%	20,4%
CO₂-Äqui-Em. (Mio. t/a)	948,5	918,0	883,6	841,3	759,6	643,2	536,4	436,7
Veränderung ggb. 1995		-3,2%	-6,8%	-11,3%	-19,9%	-32,2%	-43,4%	-54,0%

Quelle: eig. Berechnungen

Gegenüber der 1. Versorgungsvariante haben sich die Emissionen nur um drei Prozentpunkte auf insgesamt „minus 54 %“ gegenüber 1995 verändert. Um stromseitig weitere Einsparungen

erzielen zu können, sind Speichermedien notwendig. Dies können für den Stromsektor zum Beispiel moderne Batterien, Kondensatoren, Supraleiter-Speicher oder für den Verkehrssektor Elektro- bzw. Wasserstofffahrzeuge sein (s. 4. Versorgungsvariante).

Allerdings ist der zentrale Anlagenbereich nur einer unter mehreren. Daher wird in der nächsten Variante stärkeres Gewicht auf die Ausnutzung dezentraler Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien gelegt.

4.2.4.3 3. Versorgungsvariante

In dieser Variante erfolgt eine weitgehende Ausschöpfung aller möglichen strom- und wärme-seitigen Maßnahmen. Wie zuvor zu sehen war, scheitert eine weitere Senkung der CO₂-Emissionen weitgehend an den Begrenzungen bei der fluktuierenden Stromerzeugung. Somit muss in der Folge der größte Beitrag weiterhin von fossilen Energieträgern geleistet werden, obwohl noch erhebliche erneuerbare Potenziale bestehen.

Eine Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien ist jedoch durch eine weitere, sich heute bereits abzeichnende Option gegeben. Im Gegensatz zu den bisherigen Varianten, bei denen Biomasse hauptsächlich in fester Form in Heizungsanlagen bzw. in kleinerem Maße in Dampfkraftwerken (mit schlechten Wirkungsgraden) zum Einsatz kam, werden nun die Auswirkungen einer Strategie untersucht, bei der feste Biomasse vergast und dann in hocheffizienten KWK-Anlagen (wie Brennstoffzellen) eingesetzt wird. Dementsprechend müssen andere Formen der Biomassenutzung zurückgestellt werden, um die Potenziale nicht vollständig ausschöpfen zu müssen.

Zudem werden auf allen Ebenen der Versorgungsseite Maßnahmen derart durchgeführt, dass ein in sich optimiertes Energieversorgungssystem entsteht. Weiterhin wird aber auch dabei beachtet, dass die Ausschöpfung der Potenziale erneuerbarer Energien 75 % nicht überschreitet. Auch alle weiteren Beschränkungen (Anteile fluktuierender Energieträger an der Strombereitstellung und KWK an der Wärmeerzeugung etc.) finden ebenfalls weiterhin Beachtung. Zusätzlich erfolgt die Beschreibung eines möglichst sinnvollen Weges bis zum Versorgungssystem des Jahres 2050. Die Zwischenschritte sind demnach ebenfalls optimiert. Aufgrund der umfassenden Veränderungen werden in der weiteren Darstellung einige Detailsaspekte herausgestellt, die bisher nicht besprochen worden sind. Aufgrund der veränderten Heizungsstruktur ergibt sich folgender Endenergieverlauf.

Tabelle 4.36: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der 3. Versorgungsvariante (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	697,2	700,7	715,1	736,8	764,9	885,0	971,8	1.062,0
Flüssige ET	3.924,5	3.975,6	3.953,9	3.775,6	3.347,3	2.899,5	2.552,4	2.197,9
Gasförmige ET	1.717,8	1.588,9	1.435,4	1.348,6	1.214,8	965,7	726,8	458,9
Feste ET	701,8	599,4	546,3	533,5	525,2	507,1	476,6	434,6
Strom	1.754,2	1.634,6	1.597,8	1.558,0	1.463,2	1.486,1	1.473,2	1.416,7
Summe	8.795	8.499	8.249	7.952	7.315	6.743	6.201	5.570
Veränderung ggb. 1995		-3,4%	-6,2%	-9,6%	-16,8%	-23,3%	-29,5%	-36,7%

Quelle: eig. Berechnungen

Gegenüber den ersten Varianten kam es zu leichten Verschiebungen. Flüssige, gasförmige und feste Energieträger sind leicht zurückgegangen, die leitungsgebundenen wie Wärme und

Strom haben sich dagegen erhöht²¹⁸. Die dahinter stehende Aufteilung nach der Warmwasserbereitstellung ist Tabelle 4.37 und der nach Heizungssystemen Tabelle 4.38 zu entnehmen.

Tabelle 4.37: Warmwassererzeugung für Haushalte und Kleinverbrauch nach Energiesystemen (in PJ/a)

Energieträger	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Erdgas	190,0	189,9	192,1	186,1	174,4	119,6	68,6	22,1
Kohle	10,6	9,0	7,6	5,8	2,5	1,6	0,8	0,0
Nahwärme	42,2	44,7	47,8	48,9	50,7	64,8	77,3	88,4
Erdöl	163,6	156,5	151,0	139,1	116,6	74,6	35,5	0,0
Solar-klein	0,0	8,5	17,4	25,5	40,5	107,0	166,9	221,0
Strom	121,4	113,9	107,5	96,7	76,0	56,7	38,6	22,1
Elektro-Wärmepumpe	0,0	9,7	19,7	29,0	46,1	61,9	75,9	88,4
Summe	527,9	532,3	543,1	531,1	506,8	486,2	463,6	442,0

Quelle: eig. Berechnungen

Bei den oben angegebenen Werten handelt es sich zumeist um Mischwerte aus Einzelerzeugungsanlagen und solchen, die mit Heizungen kombiniert sind. Die Entwicklung verläuft parallel zur und sehr ähnlich der der nachfolgend detailliert beschriebenen Raumwärmebereitstellung. Daher soll an dieser Stelle nicht genauer darauf eingegangen werden.

Tabelle 4.38: Wärmeerzeugung nach Heizungstypen (in PJ/a)

Heizungstyp	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Biomasseheizung	52,5	75,4	95,3	112,9	137,0	137,6	139,0	141,1
Elektrische Heizung	165,1	160,7	133,2	109,3	65,9	39,5	18,1	0,0
Elektro-Wärmepumpe	21,5	26,5	30,8	34,4	38,8	89,1	127,6	158,5
Gas-Wärmepumpe	0,0	1,5	2,7	3,8	5,4	9,5	12,8	15,5
Gasheizung	1.109,8	997,9	875,7	764,9	599,5	382,5	209,0	38,0
Kohleheizung	200,9	95,4	47,8	21,3	11,7	7,0	3,2	0,0
Nahwärmespeicherung und -verteilung	0,0	13,7	25,7	36,3	52,6	83,2	108,8	131,3
Nahwärmeverteilung	220,3	196,5	191,5	187,8	175,2	171,6	170,3	196,9
Ölheizung	1.133,7	967,7	850,4	755,0	557,0	323,6	144,2	0,0
Solarthermische Anlagen Mittel	0,0	16,6	31,2	44,3	64,6	183,7	284,0	372,6
Summe	2.904	2.552	2.284	2.070	1.708	1.427	1.217	1.054

Quelle: eig. Berechnungen

Die zu erkennende Gesamtreduktion ergibt sich durch Maßnahmen auf der Nachfrageseite (s. Pfahl 2000). Vor allem ab dem Jahr 2020, wenn von einer vollkommenen Konkurrenzfähigkeit ausgegangen wird (Shell 1996b), haben solarthermische Anlagen hohe Steigerungsraten,

²¹⁸ Hier ergibt sich allerdings ein modellimmanentes Problem der Darstellung. Gas, welches in Häusern eingesetzt wird, ist eigentlich Endenergie. Dies gilt jedoch nur bei Heizungen, nicht bei Blockheizkraftwerken. Da aber Brennstoffzellen, die wie BHKW Strom und Wärme produzieren, überwiegend ebenfalls in Häusern installiert werden, kann es bei der Endenergiebilanz zu Verwechslungen kommen. Daher wird folgende Bilanzierungsweise gewählt: Gas, das für den Einsatz in Brennstoffzellen vorgesehen ist, ist keine Endenergie – unabhängig vom Standort der Anlagen. Erst die produzierte Wärme und der generierte Strom sind, sobald sie von einem Verbraucher nachgefragt werden, Endenergie.

so dass sie im Jahr zu etwa 37 % an der Raumwärmeerzeugung beteiligt sind. Bei den Biomasseheizungen ist nur eine relativ kleine Steigerung zu erkennen. Dies liegt einerseits daran, dass die Biomasseressourcen definitionsgemäß weitgehend in KWK-Anlagen eingesetzt werden, und zum anderen Biomasseheizungen nicht ganz den Komfort anderer Heizungssysteme aufweisen.

Auch Elektro-Wärmepumpen werden in der 3. Variante im Jahr 2050 einen wichtigen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten. Da das dahinter stehende Stromversorgungssystem zu großen Teilen auf erneuerbaren Energien aufgebaut sein wird und Wärmepumpen gut und kostengünstig an den Bedarf von Gebäuden mit hohem Wärmeschutzstandard angepasst sind, handelt es sich hierbei um eine attraktive Möglichkeit der Wärmeversorgung.

Die geforderte Nahwärme wird in dieser Variante weitgehend, d.h. zu 63 %, von dezentralen KWK-Anlagen gedeckt (s. Tabelle 4.39). Der Rest erfolgt weiterhin über zentrale KWK-Systeme und Heizwerke. Aufgrund dieses höheren Anteils sowie der Einbindung solarthermischer Anlagen ist der Aufwand für eine verlustbehaftete Wärmespeicherung weitaus höher als zuvor. Die KWK-Anlagen Brennstoffzellen und BHKW haben den größten Anteil an der Bereitstellung von Nahwärme. Der größte Einzelposten kommt hingegen von der Übertragung der Fernwärme, also auch weiterhin von zentralen Anlagen. Zudem haben geothermische und solarthermische Anlagen wichtige Anteile an der Wärmeversorgung im Jahr 2050.

Tabelle 4.39: Wärmeerzeugung dezentraler Anlagen (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Blockheizkraftwerk Biogas	0,8	1,5	7,6	24,9	32,2	33,4	38,6	39,7
Blockheizkraftwerk Erdgas	3,3	7,5	18,2	22,8	23,3	43,1	62,3	63,5
Blockheizkraftwerk Schwachgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	6,1	7,8	7,9
Brennstoffzelle Gas	0,0	0,0	1,5	6,2	23,0	27,7	74,1	79,3
Brennstoffzelle H2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	84,6	108,5	110,3
Fernwärme Übertragung	696,9	684,8	672,8	658,2	644,0	542,3	295,6	282,6
Geothermische Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	6,7	72,3	79,3
Solarthermische Anlagen Groß	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	108,4	119,0
Summe	701	694	700	712	726	753	768	782

Quelle: eig. Berechnungen

Gasbetriebene Brennstoffzellensysteme kommen nach diesem Szenario ab dem Jahr 2005 langsam in den Markt, wohingegen Wasserstoffzellen erst ab 2020 nennenswerte Beiträge leisten, dann allerdings mit deutlich höheren Wachstumsraten. Bei diesen Brennstoffzellen handelt es sich jedoch nicht um klassische Wasserstoffzellen, sondern um solche, die vergaste Biomasse nutzen. Vor allem an dieser Stelle ist einer der größten Unterschiede zu den bisherigen Varianten zu erkennen: durch die hauptsächliche Nutzung von Biomasse in der Stromerzeugung können dort zusätzlich fossile Energieträger substituiert werden.

Tabelle 4.40: Nettostromerzeugung in der 3. Versorgungsvariante (PJ/a)

Strom aus...	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Uran	472,2	407,3	333,6	258,5	130,4	56,3	0,0	0,0
Kohle	882,7	837,3	770,6	698,9	590,9	395,1	209,4	107,9
Erdgas	141,4	229,2	311,5	358,6	414,8	425,5	461,4	414,8
Erdöl	32,1	28,7	25,4	20,3	13,9	7,0	1,7	0,0
Müll	21,6	23,5	24,7	24,3	23,5	15,5	8,2	3,9
Biomasse	0,5	4,0	10,7	24,0	34,7	155,3	205,3	225,9
Solar	0,0	0,0	1,6	11,4	43,5	50,5	131,3	130,1
Wind	10,2	19,3	31,3	64,7	111,9	177,0	188,2	220,2
Wasser	73,6	75,9	77,7	80,9	79,7	79,5	82,9	80,6
Geothermie	0	0,0	0,0	0,0	0,2	14,3	27,5	26,0
Zwischensumme	1.634	1.625	1.587	1.542	1.444	1.376	1.316	1.210
Stromimport-gesamt, davon...	142,5	143,9	141,2	135,3	124,3	167,0	172,6	189,0
Wasser	48,3	48,9	48,0	46,0	42,2	53,5	51,8	56,7
Solar	0	0,0	0,0	0,0	0,6	58,5	120,0	132,3
Sonstige	94,1	95,0	93,2	89,3	81,5	55,1	0,8	0,0
Wind	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	1.777	1.769	1.728	1.677	1.568	1.543	1.489	1.399

Quelle: eig. Berechnungen

Die Stromerzeugung stellt sich nun gemäß Tabelle 4.40 dar. Aus der Atomenergie wird wie auch bei den vergangenen Szenarien zwischen 2030 und 2040 ausgestiegen. Ebenso läuft die Nutzung von Erdöl aus und es wird kein Strom aus fossilen Kraftwerken importiert. Erdgas erfährt in allen Szenarien, so also auch hier, eine deutliche und schnelle Steigerung. In diesem Fall verbleibt Erdgas allerdings auf einem Nutzungsniveau von etwa 400 PJ/a. Kohle wird zwar stark reduziert, jedoch wird auch hier unterstellt, dass Kohle als heimischer Energieträger noch über eine lange Zeit weiter genutzt werden wird.

Die Wasserkraftnutzung bleibt insgesamt ungefähr auf dem gleichen Niveau wie heute erhalten. Auch wenn in Deutschland Geothermie aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus nicht unmittelbar zur Stromerzeugung heran gezogen werden kann, so trägt diese Energiequelle durch die Verwendung des Organic-Rankine-Cycle Prozesses einen kleinen Teil zur Stromversorgung bei.

Biomasse hat nun einen großen Anteil an der Stromversorgung und stellt nach Erdgas den zweitgrößten Einzelposten dar. Der größte Teil der Biomasse kommt aus der landwirtschaftlichen Pflanzenproduktion, so wie es in Kapitel 2 dargestellt worden ist. Allerdings besitzen auch alle weiteren Optionen (Biogas, Reststoffe, Forst etc.) wichtige Beiträge, ohne die die Gesamterzeugung von Biomasse nicht möglich wäre.

Die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne werden insgesamt einen Anteil von knapp 35 % an der Gesamterzeugung haben. Dieser Wert liegt zwar leicht über denen aus DLR/ISE (1997), aber immer noch deutlich unter denen von Bühler (1999). Dort werden die Möglichkeiten einer Stromversorgung Hamburgs mit Wind-Offshore-Kraftwerken und GuD-Anlagen

sehr detailliert, und durch Kurzzeitanalysen gestützt, untersucht. Ein Resultat ist die Feststellung, dass bis zu 45 % des Stroms fluktuierend erzeugt werden können²¹⁹.

Somit ergibt sich in der 3. Versorgungsvariante folgender Primärenergieverbrauch:

Tabelle 4.41: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der 3. Versorgungsvariante

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
a) Fossile ET	13.136	12.632	11.994	11.169	9.635	7.717	6.028	4.706
davon:								
Erdgas	2.776,3	2.827,3	2.841,4	2.820,1	2.725,7	2.296,8	1.910,8	1.401,3
Kohle	3.297,4	2.956,9	2.627,3	2.352,6	1.953,6	1.400,4	834,5	540,2
Erdöl	5.581,6	5.571,3	5.480,1	5.187,2	4.548,2	3.844,2	3.283,0	2.764,4
Uran	1.481,2	1.276,7	1.044,8	808,8	407,4	175,6	0,0	0,0
b) Erneuerbare ET	352	452	548	685	853	1.411	1.842	1.995
davon:								
Abfall	202,5	217,3	230,0	247,1	264,0	185,2	130,8	98,6
Bioenergie	65,6	113,5	158,4	209,6	246,6	594,4	645,0	643,4
Geothermische Energie	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	21,0	99,9	105,4
Solarstrahlung Inland	0,0	25,5	50,9	82,3	150,1	353,6	694,9	847,2
Wasserkraft Inland	73,6	75,9	77,7	80,9	79,7	79,5	82,9	80,6
Windenergie Inland	10,2	19,3	31,3	64,7	111,9	177,0	188,2	220,2
c) Ausland	369	366	353	332	294	282	186	199
davon:								
Ausland: PE-Mischung	312,5	309,5	297,9	280,0	246,1	160,3	2,1	0,0
Ausland: Solarstrahlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	63,7	128,5	139,3
Ausland: Wasserkraft	56,3	56,4	54,8	52,0	46,9	58,3	55,5	59,7
Ausland: Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
d) Gesamt ohne Ausland	13.488	13.084	12.542	11.854	10.488	9.128	7.870	6.701
davon REG-Anteil	2,7%	3,6%	4,6%	6,1%	8,9%	18,3%	30,6%	42,4%
e) Gesamt mit Ausland	13.857	13.450	12.895	12.185	10.782	9.410	8.056	6.900
davon REG-Anteil	2,9%	3,8%	4,7%	6,0%	8,4%	16,3%	25,1%	31,8%
CO₂-Äqui-Em. (Mio. t/a)	948,5	924,7	891,7	844,0	753,9	613,2	476,8	375,2
Veränderung ggb. 1995		-2,5%	-6,0%	-11,0%	-20,5%	-35,3%	-49,7%	-60,4%

Quelle: eig. Berechnungen

Insgesamt haben sich durch die optimierenden Maßnahmen die CO₂-Emissionen noch einmal deutlich verringert, die Reduktion gegenüber 1995 beträgt nun 60,4 anstatt 54 %. Der Primärenergieverbrauch hat sich im Vergleich zu 1995 in Summe etwa halbiert.

Die im Jahr 2050 bestehenden Biomassepotenziale werden zu 71 % ausgeschöpft sein. Damit liegt dieser Wert noch unter der geforderten Sicherheitsgrenze von 75 %. Der größte Teil

²¹⁹ Dieser Wert beinhaltet keine solarthermischen Anlagen, so dass eventuell noch höhere Werte möglich wären.

(rund 2/3) wird stromseitig verwendet, entweder in den bereits erwähnten Brennstoffzellen oder als Zu- und Einzelfeuerung in Dampfkraft- und Heizwerken.

Die Nutzung der Geothermie ist sehr moderat. Nur 23 % der Potenziale werden ausgeschöpft sein. Dies liegt vor allem an den investitionsintensiven Anlagen, die daher nur in Ausnahmefällen installiert werden.

Im Bereich der Solarenergie sind noch große Potenziale vorhanden, da erst 34 % ausgeschöpft worden sind. Allerdings stellt sich eine Steigerung in der Umsetzung schwierig dar. Bei der Stromerzeugung sind nur noch Freiflächenpotenziale vorhanden, deren Nutzung zuvor ausgeschlossen worden ist. Auch ist ein höherer Anteil an der Stromversorgung bei PV aufgrund des fluktuierenden Charakters nur mit großem Aufwand umzusetzen. In dieser Variante ist zudem festzustellen, dass die Dachflächenpotenziale für Solarthermie bereits zu 50 bis 70 % ausgeschöpft sind. Demnach bestehen zwar Steigerungsmöglichkeiten, eine Umsetzung, die über die bereits schon hohen Anteile in der Wärmeversorgung hinausgeht, ist jedoch kaum realistisch²²⁰.

Die Wasserkraftpotenziale werden zu 85 % ausgenutzt. Dieser Wert liegt zwar über der Sicherheitsgrenze, ist aber dennoch realistisch. Bereits heute werden 71 % ausgeschöpft und die Potenziale sind sehr genau bekannt. Somit kann diese Steigerung ohne Potenzialbedenken geschehen.

Die Nutzung der Windkraftpotenziale ist mit einer Ausschöpfungsrate von 22 % ebenfalls sehr moderat. Ohne weitere Stromspeichersysteme ist ein Anstieg des Windstromanteils an der Gesamtstromerzeugung jedoch kaum möglich.

Der tatsächlich realisierbare Anteil von fluktuierenden Energieträger kann heute kaum abgeschätzt werden. In einer Sensitivitätsuntersuchung wurde daher geklärt, wie sich die CO₂-Emissionen verhalten, wenn dieser Anteil auf 45 % erhöht wird. Entsprechend dazu werden die Anteile fossiler Energieträger an der Stromerzeugung verringert. Insgesamt verringern sich die Emissionen um weitere drei Prozentpunkte, die Gesamtverringering gegenüber 1995 beträgt also 63,4 %. Unter Beachtung der bereits vollzogenen Verringerung zwischen 1987 und 1995 von knapp 10 % bedeutet dies, dass immer noch keine 80-prozentige Reduktion erreicht werden kann.

Die bisher besprochenen Maßnahmen auf der Versorgungsseite können somit nicht zu der notwendigen Emissionsreduktion führen. Dies führt zur 4. Versorgungsvariante.

4.2.4.4 4. Versorgungsvariante

Prinzipiell bestehen noch drei Möglichkeiten, erneuerbare Energien in erhöhtem Maße einzusetzen. Es handelt sich dabei erstens um den Einsatz von Speichern, zweitens um Elektroantriebe und drittens um eine Wasserstoffwirtschaft. Aus heutiger Sicht ist es nicht möglich, abschließend zu bewerten, welche dieser Technologien zum Durchbruch kommen wird. Nichtsdestotrotz werden die jeweiligen Aspekte im Folgenden kurz skizziert, eine Variante im Detail untersucht und die möglichen Auswirkungen der beiden anderen Varianten abge-

²²⁰ Der Grund dafür liegt in der veränderten Nachfragestruktur. Werden bspw. zunehmend Passivhäuser eingesetzt, dann lohnt sich der Aufwand für Investitionskosten intensive Wärmeverteilungen kaum. Aufgrund zahlreicher und zum Teil noch nicht bekannter Systemeffekte kann dazu jedoch noch keine abschließende Aussage getroffen werden.

schätzt. Angaben zu den Kosten der jeweiligen Strategien können vom heutigen Kenntnisstand ausgehend nicht gemacht werden²²¹.

Die erste genannte Möglichkeit besteht im umfangreichen Einsatz von Stromarbeits- und Stromleistungsspeichern. Diese könnten den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage bewerkstelligen und würden damit höhere Anteile fluktuierender Stromerzeuger zulassen. Die einfachste Form einer solchen Möglichkeit wären Batterien und Kondensatoren. Allerdings wurden, trotz großer Anstrengungen, bis heute keine Technologien entwickelt, die den technischen Anforderungen bei akzeptablen Kosten genügen - zurzeit ist nicht zu erkennen, dass die Entwicklungsarbeit erfolgreich sein wird. Außerdem würde sich eine solche Strategie ausschließlich auf die Stromerzeugung beziehen, ein Bereich also, in dem bereits erhebliche Anstrengungen erfolgten und somit kaum noch CO₂-Reduktionsmöglichkeiten bestehen. Es ist daher anzunehmen, dass ein Ansatz in einem Bereich, in dem bisher kaum Maßnahmen bezüglich erneuerbarer Energien durchgeführt worden sind, mehr und effizienter Erfolg verspricht als in einem Bereich, bei dem die Erzeugungspotenziale bereits weitgehend ausgeschöpft worden sind. Aus diesen Gründen wird eine solche Strategie an späterer Stelle mittels einer groben Abschätzung beschrieben.

Bei der Betrachtung des sektoriellen Endenergieverbrauchs in der dritten Versorgungsvariante fällt auf, dass die bisherigen nachfrageseitigen Reduktionen vor allem auf die Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch, aber auch auf die Industrie zurückzuführen sind (s. Tabelle 4.42). Nach den Ergebnissen von Pfahl haben sich hingegen im Bereich Verkehr nur geringe Einsparungen gegenüber 1995 ergeben. Dies ist insofern problematisch, da dieser Sektor ausschließlich fossile Energieträger verwendet. Somit handelt es sich hier um einen festen Block mit entsprechenden CO₂-Emissionen. Der hohe Anteil an den Gesamtemissionen legt es daher nahe, in einem nächsten Schritt zu untersuchen, ob es Möglichkeiten gibt, in diesem Sektor erneuerbare Energien einzusetzen.

Tabelle 4.42: Endenergieverbrauch nach Sektoren in der 3. Versorgungsvariante (in PJ/a)

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Haushalte	2.453	2.096	1.873	1.736	1.491	1.342	1.237	1.148
Kleinverbraucher	1.537	1.392	1.319	1.181	973	829	715	620
Industrie	2.202	2.180	2.112	2.162	2.166	2.093	1.921	1.658
Verkehr	2.604	2.832	2.945	2.874	2.686	2.479	2.327	2.144
Summe	8.795	8.499	8.249	7.952	7.315	6.743	6.201	5.570
Veränderung ggb. 1995		-3,4%	-6,2%	-9,6%	-16,8%	-23,3%	-29,5%	-36,7%

Quelle: eig. Berechnungen

Im Verkehrssektor sind zwei konkurrierende Strategien möglich: zum einen die Nutzung von Elektrofahrzeugen und zum anderen die von Wasserstoffantrieben. Der Einsatz von Elektrofahrzeugen wurde szenariotechnisch bereits ausreichend untersucht (DLR/ISE 1997). Es konnte gezeigt werden, dass sich mit einer solchen Strategie gute Rückkopplungen zum Stromsektor ergeben, so dass der Anteil erneuerbarer Energien erhöht werden kann. Andererseits haben Elektrofahrzeuge aus verkehrswissenschaftlichen Überlegungen heraus viele

²²¹ Es handelt sich um Technologien, die noch in der Entwicklung sind, die weitreichende Auswirkungen auf das Gesamtsystem haben werden und deren Einsatz frühestens in 20 bis 30 Jahren erfolgen wird.

Nachteile (Gewicht, Leistung, Reichweite u.a.) und werden zwar von Energiewirtschaftlern, nicht aber von Verkehrswissenschaftlern als sinnvolle Strategie erachtet (WI-V 1996-2000)²²².

Eine detaillierte Betrachtung wird für die Wasserstoffstrategie vorgenommen. Diese ist zwar mit großer Wahrscheinlichkeit nicht innerhalb der nächsten 20 Jahre wirtschaftlich realisierbar, hat jedoch einige Vorteile gegenüber den beiden anderen Ansätzen aufzuweisen. Der wichtigste ist, dass Wasserstoff ein chemischer Energieträger ist, prinzipiell genauso gehandelt werden kann wie Erdölprodukte. Somit ist es bei einer Wasserstoffstrategie für Erdölunternehmen möglich, in gewohnter Weise am Markt aktiv sein. Diese Unternehmen wären daher keine Gegner, sondern eher Partner bei der Umgestaltung des Treibstoffmarktes.

Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass der Einsatz eines chemischen Energieträgers immer leichter an die Nachfrage anzupassen ist als nur schwer speicherbare Elektrizität. Die Flexibilität wäre höher, der Regelaufwand weitaus geringer, die Anfälligkeit gegenüber technischen Defekten geringer und die Versorgungssicherheit höher. Zudem ist es weitgehend wissenschaftlicher Konsens, dass schon aus Ressourcenaspekten heraus langfristig eine Strategie notwendig ist, die zu einem oder mehreren neuen chemischen Energieträgern führt²²³. Daher wäre es effizient, nur eine strukturelle Veränderung durchzuführen anstatt zweier, wie es im Falle von Elektroantrieben nötig wäre.

Somit werden im Folgenden die emissionsseitigen Auswirkungen einer Wasserstoffstrategie ermittelt, die im Verkehrssektor ansetzt. Ziel der Untersuchung ist es, festzustellen, welchen Anteil Wasserstoff im Jahre 2050 im Verkehr haben müsste, damit das definierte Reduktionsziel erreicht wird. Folgende Änderungen gegenüber der 3. Versorgungsvariante werden dabei unterstellt:

- Es werden hocheffiziente Hybridantriebe²²⁴ und Fahrzeugkonzepte unterstellt und deren Auswirkungen auf den Energiebedarf der Industrie einbezogen (Hypercar[®]).
- Wasserstoff wird nur im erdgebundenen Individualverkehr eingesetzt.
- In den Fahrzeugen wird gasförmiger Wasserstoff unter hohem Druck gespeichert.
- Die Erzeugung des Wasserstoffs erfolgt in zentralen Anlagen mittels Elektrolyse in Deutschland.
- Der dafür notwendige Strom kommt aus solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas bzw. aus Wind-Offshore-Anlagen des europäischen Auslands.

Weiterhin wird bei der folgenden Beschreibung unterstellt, dass im Jahr 2050 jeweils 40 % des Benzin- und des Dieserverbrauchs im Personen- wie im Güterverkehr durch Wasserstoff substituiert wird.

²²² Reine Elektrofahrzeuge sollten hier nicht mit Hybridfahrzeugen verwechselt werden, die zwar auch einen Elektroantrieb haben, deren Energieversorgung allerdings durch eine Brennstoffzelle oder einen Verbrennungsmotor bewerkstelligt wird. Hybride Antriebe zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass sie die Vorteile von Verbrennungs- wie von Elektroantrieben in sich vereinen – sie werden daher oft als die Antriebe der Zukunft bezeichnet.

²²³ Wasserstoff und Methanol (aus Biomasse) stehen dabei zur Diskussion. Methanol wird aufgrund begrenzter Biomasse-Ressourcen jedoch in dieser Untersuchung ausgeschlossen.

²²⁴ Brennstoffzelle und Elektromotor.

Allein durch die höheren Umwandlungswirkungsgrade bei den Antrieben ergibt sich damit eine Reduktion des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors um knapp 12 % gegenüber dem entsprechenden Wert in der 3. Versorgungsvariante²²⁵. Er beläuft sich nun auf 1.890 PJ. In der folgenden Abbildung ist der resultierende Wasserstoffpfad vereinfacht dargestellt. 386 PJ Wasserstoff werden im Jahr 2050 von der Verkehrsseite nachgefragt, wofür letztlich 458 PJ Elektrizität benötigt werden²²⁶.

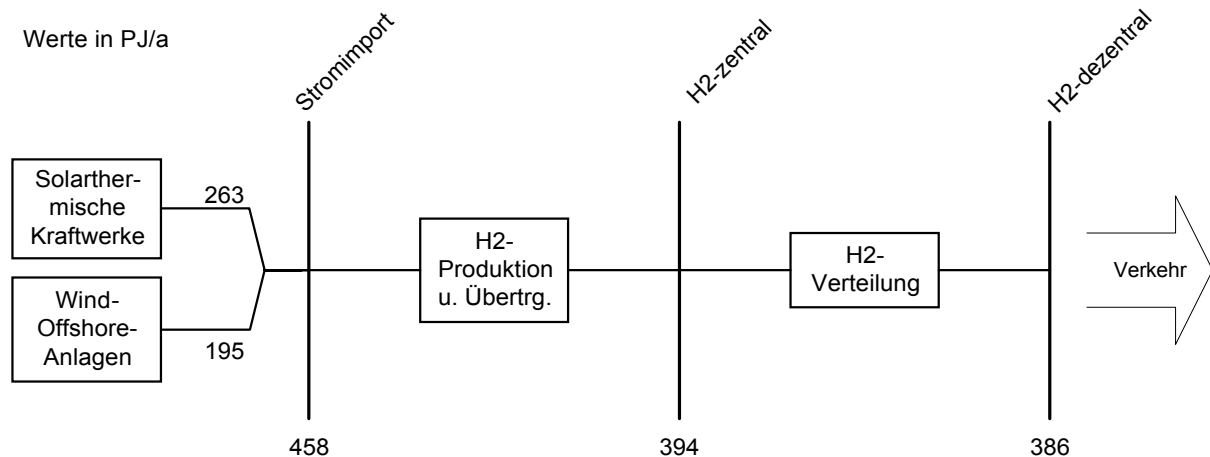


Abbildung 4.6: Vereinfachte Darstellung der angebotsseitigen Wasserstoffkette im Jahr 2050

Trotz des relativ hohen Anteils von 40 % am Benzin- und Dieserverbrauch des Güterverkehrs, beläuft sich der Gesamtanteil von Wasserstoff einschließlich Vorkette nur auf rund 20 % am Gesamtverkehr. Dies liegt einerseits an den vergleichsweise guten Wirkungsgraden bei der Wasserstoffumwandlung und andererseits an der Veränderung innerhalb der Verkehrsstruktur und der damit verbundenen Zunahme der Bedeutung des Flugverkehrs.

Aufgrund dieser zusätzlichen Strategie ergeben sich eine neue Primärenergieverteilung und dementsprechende CO₂-Emissionen (s. Tabelle 4.43). Wie in der letzten Zeile zu sehen ist, reduzieren sich die Emissionen jetzt um knapp 70 % gegenüber dem Basisjahr 1995. Mit der zuvor stattgefundenen Reduktion um 10 bis 12 % ist damit das 80 %-Ziel erfüllt.

Ebenso wäre die Zielerfüllung mit einer Elektrofahrzeug-Strategie möglich (DLR/ISE 1997). Eine Wasserstoffstrategie scheint demgegenüber zwar Vorteile zu besitzen, allerdings kann dies, wie bereits erwähnt, aus heutiger Sicht nicht endgültig bewertet werden. Würde hingegen der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor auf 100 % angehoben, der Rest aber gleich belassen, dann könnten sich die Emissionen maximal um 64 %, unter Einbezug der Verminderung bis 1995 maximal um 75 %, verringern. Damit allein wäre demnach die geforderte Senkung der CO₂-Emissionen nicht möglich²²⁷.

²²⁵ Aufgrund der strukturellen Veränderungen des Hypercar-Konzeptes sinkt der Endenergieverbrauch der Industrie um 13 % im Jahr 2050 gegenüber der 3. Variante (Polenz und eig. Berechnungen).

²²⁶ Hilfsstrom zur H₂-Verteilung nicht eingerechnet.

²²⁷ Denkbar wäre allerdings eine intensive Stromstrategie auf allen Ebenen (also auch im Wärmebereich), so dass der Stromverbrauch insgesamt steigt und bei erhöhter Nutzung erneuerbarer Energien auf diesem Wege fossile Energieträger substituiert werden.

Tabelle 4.43: Primärenergiebilanz (in PJ/a) und CO₂-Äquivalent-Emissionen (in Mio. t/a) in der
4. Versorgungsvariante

	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
a) Fossile ET	13.136	12.625	11.979	11.102	9.459	7.503	5.704	3.695
davon:								
Erdgas	2.776,3	2.825,9	2.837,7	2.808,6	2.698,3	2.261,5	1.871,6	1.363,5
Kohle	3.297,4	2.953,5	2.620,8	2.309,1	1.829,0	1.259,6	685,1	381,7
Erdöl	5.581,6	5.571,0	5.479,5	5.180,7	4.529,3	3.809,5	3.147,4	1.950,1
Uran	1.481,2	1.274,4	1.040,7	803,3	402,3	172,4	0,0	0,0
b) Erneuerbare ET	352	451	547	682	847	1.400	1.826	1.980
davon:								
Abfall	202,5	217,0	229,1	245,5	261,1	182,5	128,8	97,3
Bioenergie	65,6	113,5	158,5	209,5	246,3	591,9	642,5	642,3
Geothermische Energie	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	20,7	98,7	104,2
Solarstrahlung Inland	0,0	25,5	50,9	82,2	149,6	352,6	691,4	843,4
Wasserkraft Inland	73,6	75,8	77,3	80,4	78,7	78,1	81,2	78,7
Windenergie Inland	10,2	19,3	31,2	64,3	110,5	173,8	183,8	214,2
c) Ausland	369	365	351	330	290	290	252	651
davon:								
Ausland: PE-Mischung	312,5	309,0	296,7	278,1	243,0	164,6	2,9	0,0
Ausland: Solarstrahlung	0,0	0,0	0,0	0,0	-9,4	56,1	167,3	390,7
Ausland: Wasserkraft	56,3	56,3	54,6	51,6	46,1	41,1	25,4	65,1
Ausland: Windenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	28,1	56,3	195,4
d) Gesamt ohne Ausland	13.488	13.076	12.526	11.784	10.306	8.903	7.531	5.675
davon REG-Anteil	2,7%	3,6%	4,6%	6,1%	9,0%	18,7%	32,0%	53,6%
e) Gesamt mit Ausland	13.857	13.441	12.877	12.113	10.596	9.193	7.782	6.326
davon REG-Anteil	2,9%	3,8%	4,7%	6,1%	8,4%	16,6%	26,7%	41,6%
CO₂-Äqui-Em. (Mio. t/a)	948,5	924,3	890,7	838,8	739,8	596,3	450,5	292,3
Veränderung ggb. 1995		-2,6%	-6,1%	-11,6%	-22,0%	-37,1%	-52,5%	-69,2%

Quelle: eig. Berechnungen

4.2.4.5 Strukturprinzip der 4. Variante

Die den Nachhaltigkeitszielen entsprechende vierte Versorgungsvariante soll abschließend in ihrem Strukturprinzip beschrieben werden. Da dies, trotz offener Punkte, die einzige Variante ist, die den formulierten Zielen gerecht wird, kann daraus unmittelbar die notwendige Struktur des Energiesystems entnommen werden. Dadurch ergibt sich eine wissenschaftliche Basis für den in Fachkreisen häufig geführten Diskurs bezüglich *Zentralisierung* und *Dezentralisierung*.

Die hinter diesem Szenario implizit stehende Struktur des Energiesystems entspricht im Elektrizitätssektor weitgehend einer starken Dezentralisierung und im Wärmesektor im Vergleich zu heute eher einer Zentralisierung. Allerdings ist dies nicht mit den heutigen Maßstäben zu vergleichen, die hinter diesen Begriffen stehen. Der Grad der Zentralisierung erreicht

in keiner Weise den der bekannten zentralen Elektrizitätsstruktur während die Dezentralisierung der Stromproduktion in der vierten Versorgungsvariante ebenfalls nicht so voranschreiten wird, dass beispielsweise jedes Gebäude autark versorgt sein wird. Insgesamt entspricht die Struktur eher einer aus der Systemtheorie bekannten Cluster-Bildung.

Der Schwerpunkt liegt dabei einerseits auf der Bildung kleiner wärme- und stromseitiger Verbände (Clustern) zwischen mehreren Gebäuden oder Verbrauchern. Im Unterschied zu heute bedeutet dies beispielsweise, dass Warmwasser weder in Etagenanlagen noch in Einzelanlagen erzeugt wird, sondern Haussysteme zumeist mit anderen verbunden sind, um Spitzen im Verbrauch oder der Bereitstellung abzufedern. Insofern handelt es sich hier um zentralere Strukturen als sie heute bekannt sind²²⁸. Eine Vielzahl dieser Kleinverbände wiederum realisieren größere Einheiten auf Gemeinde- oder Stadtebene, wie sie beispielsweise auch von Scheer (1999: 271ff) skizziert werden. Im Unterschied zu Scheer stehen allerdings alle diese Verbände miteinander in Kontakt.

Wie ausführlich thematisiert worden ist, ist insbesondere das regionale Angebot von erneuerbaren Energien starken Schwankungen unterworfen, so dass ausgleichende Effekte notwendig sind. Wie die zuvor beschriebenen Szenarioanalysen gezeigt haben, geht dies nur durch Verknüpfungen zwischen den kleineren Einheiten. Mittel- und Hochspannungsnetze werden demnach auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen müssen; zum einen um Schwankungen auszugleichen und zum anderen um Solarstrom über weite Entfernungen zu transportieren. Die Vorstellung Scheers (1999: 276), dass die Landschaft vollkommen „entdrahtet“ wird, kann hier nicht bestätigt werden.

Eine andere Möglichkeit bestünde zwar in dem von Scheer geschilderten Aufbau kleinräumlicher (bis auf den Endverbraucher runter) Ausgleichsmechanismen durch die Verwendung von Strom- und Wärmespeichern. Allerdings bedeutet dies den Aufbau einer Vielzahl von Backup Systemen, auf die weitgehend verzichtet werden könnte, wenn nur wenige Übertragungsleitungen existieren. Abgesehen davon stehen Stromspeicher heute noch nicht einsatzreif zur Verfügung und würden zudem weitaus höhere Kosten verursachen als entsprechende Übertragungssysteme (vgl. Kaltschmitt/Fischedick 1995). Daher mögen diese in Einzelfällen zwar durchaus sinnvoll sein²²⁹, im engbesiedelten Europa ist ein Verbundsystem, welches weitgehend unabhängige Cluster miteinander verbindet (und damit sein Vorbild in der Biologie hat), aber wohl zielführender. Es handelte sich somit um viele Teilsysteme mit einer übergeordneten Struktur, also um eine so genannte *strukturierte Vernetzung*, die ein Höchstmaß an Überlebensfähigkeit und Stabilität aufweist (Vester 1983: 68).

Im Vergleich zu heute betrachtet wird ein zukunftsfähiges Gesamtsystem aber weitaus regionaler, also dezentraler aufgebaut sein; insofern passt eher das Stichwort Dezentralisierung auf die Struktur der vierten Versorgungsvariante. Wie auch die Betrachtung der Einzeltechnologien in Kapitel 3 gezeigt hat, und die Darstellung der Biomasse-Problematik in Kapitel 5 noch zeigen wird, hat diese weitgehend dezentrale Variante darüber hinaus eine Reihe positiver sozio-ökonomischer Aspekte aufzuweisen.

²²⁸ abgesehen von Fernwärme, deren Bedeutung eher abnimmt

²²⁹ bzw. in netzfernen Gebieten wie in vielen Entwicklungsländern durchaus auch in hoher Anzahl

4.2.4.6 Sensitivitätsanalysen

Für die zuletzt genannte Strategie werden die Rechnungen unter Veränderung der anfangs erwähnten Treibergrößen durchgeführt (s. Abschnitt 4.2.2.1). Somit lässt sich der Rahmen abschätzen, innerhalb dessen sich die Entwicklung, unter Beachtung der zuvor skizzierten Maßnahmen, bewegen wird.

Bei der Annahme „Hoch“, also gleicher Wirtschaftsentwicklung aber hoher Bevölkerungszahl, ergibt sich ein Absenken der CO₂-Minderung auf gut 66 %²³⁰. Unter der Annahme einer geringeren Wirtschaftsentwicklung als im Standardfall angenommen erhöht sich die Minderung auf 70 %²³¹. Das Szenario ist demnach relativ stabil gegenüber Änderungen der Treibergrößen. Vor allem die modifizierte Wirtschaftsentwicklung hat nur geringe Auswirkungen auf den Verbrauch von Energie und die Höhe der Emissionen. Somit kann hier fast von einer tatsächlichen Entkopplung zwischen Wirtschaftswachstum und Emissionen gesprochen werden.

Größeren Einfluss können allerdings Suffizienzeffekte besitzen. Wie in der Arbeit von Pfahl gezeigt worden ist, ergeben sich erhebliche Möglichkeiten, den Energieverbrauch im privaten Bereich zu mindern. So belaufen sich die Einsparmöglichkeiten bei Raumwärme auf 27 %, bei Warmwasser auf 38 %, bei Haushaltsgeräten und Beleuchtung auf 10 % und beim Verkehr auf 40 bis 50 % (Pfahl 2000).

Suffiziente Lebensweisen hätten zudem einen vermindernenden Effekt auf den Güterverkehr und auf den Sektor Industrie im Allgemeinen. Da diese Effekte von Polenz jedoch nicht ausgewiesen worden sind, lässt sich keine genaue quantitative Aussage für das Gesamtsystem machen. Allerdings würden allein die von Pfahl ausgewiesenen Potenziale reichen, um auch ohne den Einsatz von Wasserstoff die benötigte Reduktion zu erreichen.

4.3 Weltszenarien

In einem ersten Schritt wird die Relevanz bestehender Weltszenarien für die eigene Deutschland-Untersuchung analysiert und bewertet (s. Abschnitt 4.3.1). Da sich herausstellte, dass diese Szenarien nur bedingt geeignet sind, wurde eine eigene umfangreiche Weltuntersuchung durchgeführt und in Abschnitt 4.3.2 beschrieben.

4.3.1 Analyse bestehender Szenarien

Es wurden möglichst alle Szenarien untersucht, die globale Untersuchungen zum Gegenstand haben. Insgesamt konnten 21 Studien ermittelt werden, für die alle verfügbaren Informationen zusammengetragen worden sind. Blieben trotzdem Informationslücken, so wurde direkt Kontakt zu den Entwicklern aufgenommen und um weitere Daten und Informationen gebeten.

In den meisten Fällen gaben alle Angefragten bereitwillig Auskunft. Trotzdem wurden vier Untersuchungen nicht weiter betrachtet. Dies lag zum einen daran, dass eine Untersuchung nur Industriestaaten im Fokus hatte (Shipper&Meyer) und für zwei Untersuchungen nur Hinweise auf deren Existenz vorlagen, aussagefähige Unterlagen aber nicht zu recherchieren waren (Global 2100 Model, Second Generation Model). Das vierte Szenario wurde nicht unter-

²³⁰ Zuzüglich 10 bis 12 Prozentpunkte für die Zeit zwischen 1987 und 1995.

²³¹ dto.

sucht, da die Entwickler (OLADE, PERU) nicht bereit waren, unentgeltlich Auskünfte zu erteilen.

Nach der eingehenden Recherche kann davon ausgegangen werden, dass alle nennenswerten Szenariountersuchungen der letzten 15 Jahre erfasst worden sind und auch vollständig ausgewertet werden konnten (s. Tabelle 4.43). Damit liegt erstmalig ein umfassender Überblick über diese Arbeiten vor.

Aus der im Anhang beschriebenen Einzelfallanalyse werden einige der oben genannten Szenarien ausgewählt, die im Folgenden einander gegenübergestellt und miteinander verglichen werden sollen. Allerdings handelt es sich auch hier um keine homogene Gruppe von Szenarien und sie müssen daher zur besseren Übersichtlichkeit unterteilt werden. Eine erste Unterteilung wird anhand des jeweiligen Untersuchungszwecks vorgenommen, sie erfolgt also in

- deskriptive und in
- normative Studien.

Zu den deskriptiven Szenarien gehören unter anderem die Trendbeschreibungen, die gesondert gekennzeichnet werden. Eine weitere Untergliederungsmöglichkeit besteht in der Trennung nach

- Top-down und
- Bottom-up Modellen.

Dort wo es sinnvoll erscheint, wird auch diese Gliederung vorgenommen. Zumindest aber werden die Untersuchungen entsprechend der ihnen zugrunde liegenden Methode gekennzeichnet. Einige der verwendeten Szenariomodelle haben einen gemischten Aufbau. So wird häufig der Umwandlungssektor Bottom-up, der Nachfragebereich aber Top-down abgebildet. In solchen Fällen erfolgt die Eingliederung bei der Bottom-up Gruppe. Die vollständig Bottom-up modellierten Szenarien werden besonders gekennzeichnet.

Im Folgenden wird ausschließlich eine Gegenüberstellung von Szenarien vorgenommen. Erklärungen beziehen sich daher nur auf den Vergleich, nicht aber auf die Erläuterung einzelner Untersuchungen (hierzu siehe Anhang).

Tabelle 4.44: Untersuchte Weltszenarien

Kurzbezeichnung	Titel	Entwickler	Verwendete Quellen
EIA/DOE 2000	International Energy Outlook 2000 - With Projections to 2020	Energy Information Administration; Department of Energy, USA (EIA-DOE)	(DOE/EIA 1997; DOE/EIA 1999; DOE/EIA 2000)
Shell 1994	The Evolution of World's Energy System	Shell/Royal Dutch, London	(Shell 1995; Shell 1996a; Shell 1996b)
IPCC 1992	IS92	J. Alcamo, A. Bouwman, J. Edmonds, A. Grübler, T. Morita, A. Sugandhy	(IPCC 1992; IPCC 1994)
LESS 1995	LESS	H. Ishitani, T.B. Johansson	(IPCC 1995; Ishitani, Johansson 1995; Johansson 2000)
Sørensen 1999	Long-Term Scenarios for Global Energy Demand and Supply - Four Global Greenhouse Mitigation Scenarios	Bent Sørensen	(Sorensen 1996; Sorensen 1999; Sorensen 2000)
Goldemberg 1988	Energy for a Sustainable World	J. Goldemberg, T.B. Johansson, A. Reddy, R.H. Williams	(Goldemberg 1998; Goldemberg et al. 1988)
AIM 1995	Scenario analysis of global warming using AIM (Asian Pacific Integrated Model)	Yuzuru Matsuoka, Mikiko Kainuma, Tsuneyuki Morita	(Matsuoka 2000; Matsuoka et al. 1995)
SEI 1993	Fossil Free Energy Scenario (FFES)	Boston Center des Stockholm Environment Institute (SEI)	(Boyle 1994; Greenpeace 1994; Lazarus et al. 1993)
Worldwatch 1996	Sustainable energy for tomorrow's world	Nicholas Lenssen, Christopher Flavin	(Flavin 2000; Flavin, Lenssen 1996)
Ettinger 1994	Normative energy scenario	Jan van Ettinger (Van Ettinger and Associates, Netherlands)	(Ettinger 1994; Ettinger 2000)
Eden 1993	World Energy to 2050 - Outline scenarios for energy and electricity	Richard J. Eden (Cambridge University)	(Eden 1993)
IEA/OECD 1998	World Energy Outlook 1998	International Energy Agency (IEA), Paris	(Birol, Argiri 1999; IEA 1998)
ERM 1985	Global Energy – Assessing the Future (Edmonds-Reilly-Model)	Jae Edmonds, John M. Reilly	(Edmonds, Reilly 1985)
TIME 1997	Perspectives on Global Change – The TARGETS Approach	Bert de Vries (Niederlande)	(Rotmans, Vries 1999; Vries et al. 1999)
Johansson 1993	A Renewable-Intensive Global Energy Scenario (RIGES)	T.B. Johansson, H. Kelly, A. Reddy, R. Williams	(Johansson 2000; Johansson 1993)
IMAGE 1998	Global Change Scenarios of the 21st Century	J. Alcamo, R. Leemans, E. Kreilemann	(Alcamo et al. 1999)
WEC/IIASA 1998	Global Energy Perspectives	International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Laxenburg	(Nakicenovic 1998; Nakicenovic et al. 1998; WEC/IIASA 1995)

Deskriptive Untersuchungen

Wie bereits beschrieben worden ist, verfolgen deskriptive Szenarien das Ziel, Zukünfte unter verschiedenen denkbaren politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen zu beschreiben. Ein spezieller Fall sind die sog. Trendbeschreibungen oder Business-as-Usual (BAU) Szenarien, bei denen vorausgesetzt wird, dass sich die Rahmenbedingungen gegenüber dem Unter-

suchungszeitpunkt nicht ändern werden. Hierauf aufbauend werden oftmals Sensitivitätsanalysen erstellt, d.h. Fälle betrachtet, bei denen sich einzelne Einflussgrößen gegenüber BAU ändern. Aus diesem Vorgehen heraus ergibt sich eine Schar verschiedener möglicher Zukünfte.

Diese Bandbreite an Zukünften wird nachfolgend herausgearbeitet; im Fokus steht dabei die Entwicklung des Weltenergieverbrauchs nach Energieträgern. Folgende Szenarien werden genauer betrachtet:

- TIME 1997
- IMAGE 1998
- IEA/OECD 1998
- WEC/IIASA 1998 (Pfade A und B)
- EIA/DOE 2000

Die Szenarien der International Energy Agency (IEA) und des US-amerikanischen Department of Energy (DOE) stellen Trendbeschreibungen (mit Sensitivitätsanalysen) bis zum Jahr 2020 dar, WEC/IIASA beschreibt die Entwicklung bis 2050 und die anderen Untersuchungen (TIME, IMAGE) jeweils bis zum Jahr 2100.

Die Untersuchungen TIME, IMAGE und EIA/DOE sind Top-down modelliert worden, die beiden anderen zumindest auf der Angebotsseite Bottom-up. Daraus folgt, dass für die Kurzzeitszenarien (bis 2020) und für die Langzeitszenarien (2050) jeweils mindestens eine Untersuchung aus jedem Methodenbereich vorliegt. Die wichtigsten Informationen sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 4.45: Hintergrundinformationen verschiedener Szenarien

Szenariountersuchung	TIME	IMAGE	IEA/OECD	WEC/IIASA	EIA/DOE
Jahr der Veröffentlichung	1997	1998	1998	1998	2000
Modelltyp	Top-down	Top-down	(Bottom-up)	(Bottom-up)	Top-down
Betrachtungsende	2100	2100	2020	2050	2020
Szenariopfade	hierarchist egalitarian individualist	baseline A baseline B baseline C	Energy Outlook	A (A1, A2, A3) B	reference case high growth low growth
darunter: BAU-Pfad	hierarchist	baseline A	s.o.	B	reference case
Weltregionen*	1	13	10	11	9
Sektoren	2	5	2	5	3

* Obwohl die Welt zum Teil nach Aussagen der Entwickler in viele Regionen differenziert wird, sind die Ergebnisse in den meisten Fällen jedoch auf 1 oder 2 Megaregionen aggregiert worden.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die für den Zeitraum maßgebliche Entwicklung der Bevölkerung und des Wirtschaftswachstums.

Tabelle 4.46: Bevölkerungsentwicklung bis 2050 im Vergleich (in Mrd.)

	1995	2020					2050		
	DOE	TIME*	IMAGE	IEA	WEC	DOE	TIME	IMAGE	WEC
Bevölkerung Welt	5,3	?	7,9	7,6	7,9	7,5	?	10,1	10,1

* In TIME wird angegeben, dass sich die Untersuchung auf UN/Weltbank-Projektionen stützt. Daher ist anzunehmen, dass die unterstellte Entwicklung ähnlich der anderen ist.

Tabelle 4.47: Wirtschaftswachstum für die BAU-Pfade bis 2050 im Vergleich (in %/a)

	1990/1995 bis 2020					2020 bis 2050		
	TIME hier.	IMAGE A	IEA	WEC B	DOE ref.	TIME hier.	IMAGE A	WEC B
Welt*	?	1,7 (1,0-2,5)	3,1 (2,6-3,8)	2,2 (2,7)	2,8 (1,5-4,0)	?	1,3 (0,7-1,9)	2,0 (2,6)

* Die Werte in Klammern entsprechen den Annahmen für die untersuchten Sensitivitätspfade.

In Bezug auf den Weltprimärenergieverbrauch ergeben sich für das Jahr 2020 BAU-Ergebnisse gemäß Tabelle 4.48.

Tabelle 4.48: Weltprimärenergieverbrauch bis 2020 nach Energieträgern, verschiedene Szenarien (in Gtoe)

	1990	1995			2020		
	WEC	IEA	TIME	IMAGE	IEA	WEC	DOE
Kohle	2,18	2,35			3,95	3,39	3,39
Erdöl	3,06	3,32			5,26	3,78	5,80
Erdgas	1,68	1,81			3,47	3,18	4,37
Uran	0,45	0,61			0,60	0,9	0,57
Erneuerbare	1,60	1,16			1,71	2,29	1,18
Gesamt*	8,98	9,25	11,9 (9,6-13,1)	16,7 (12,1-20,3)	15,00	13,55 (15,4)	15,31 (12,5-18,2)

* Die Werte in Klammern entsprechen den Sensitivitäten.

Die Werte der beiden Untersuchungen, die das weltweite Energiesystem nur bis 2020 betrachten, liegen im BAU-Fall eng beieinander, wobei das eine Bottom-up (IEA) und das andere Top-down (DOE) aufgebaut ist. Der 2020er Wert stimmt ebenfalls mit dem hohen Wert der Sensitivitätsbetrachtung des WEC-Szenarios überein, der eine vergleichbare Wirtschaftsentwicklung aufzuweisen hat.

Die Ergebnisse im Referenzfall von WEC sind allerdings deutlich niedriger als die von IEA und DOE. Dies liegt zum einen am niedrigeren Wirtschaftswachstum und zum anderen an der Annahme höherer Effizienzsteigerungen. Ebenfalls wird die Rolle der erneuerbaren Energien bei WEC deutlich höher eingeschätzt als in den anderen Szenarien. In allen Pfaden (inkl. BAU) geht WEC von einer relativ schnellen Marktdurchdringung aus. Hier kommt ein Unterschied zwischen den Top-down und den Bottom-up modellierten Szenarien zum Ausdruck. Bei modernen erneuerbaren Energien handelt es sich zum Teil um erst junge Technologien, deren Entwicklung mit der Hilfe von Zeitreihenanalysen, die den Top-down Ansätzen

zugrunde liegen, nur schwer bestimmt werden kann. Reaktionsfähiger sind hier technologieorientierte Ansätze, wie sie WEC/IIASA vornehmen.

Die IEA hat zwar ebenfalls einen technologieorientierten Ansatz, modelliert aber lediglich fossile und nukleare Energieträger sowie Biomasse. Die anderen erneuerbaren Energien werden nicht explizit abgebildet und ebenfalls per Zeitreihen erfasst. Da der aus der Bottom-up modellierten Entwicklung hervorgegangene Verlauf der Biomasse sehr genau mit dem des WEC übereinstimmt, kann angenommen werden, dass der Unterschied bei den anderen erneuerbaren Energien auch auf methodische Aspekte zurückzuführen ist.

Für den Langzeitvergleich können nur die Szenarien TIME, IMAGE und WEC herangezogen werden. Allerdings erfolgt nur eine Betrachtung bis 2050, da für die bis 2100 modellierten Szenarien TIME und IMAGE keine detaillierten Angaben zu erhalten sind. Lediglich das Szenario von WEC/IIASA weist den Verlauf der Endenergieentwicklung detailliert aus. Für das Jahr 2050 ergibt sich damit folgender Primärenergieverbrauch:

Tabelle 4.49: Primärenergieverbrauch Welt bis 2050, verschiedene Szenarien (in Gtoe)

	1990	1995	2050		
	WEC	IEA	TIME	IMAGE	WEC B
Kohle	2,18	2,35			4,14
Erdöl	3,06	3,32			4,04
Erdgas	1,68	1,81			4,50
Uran	0,45	0,61			2,74
Erneuerbare	1,60	1,16			4,42
Gesamt*	8,98	9,25	19,1 (9,6)	25,1 (14,3-32,2)	19,83 (24,7)

* Die Werte in Klammern stellen wieder die Sensitivitäten dar.

Trotz des weitaus geringeren Wirtschaftswachstums, das bei den IMAGE Berechnungen zugrunde gelegt wird, ist ein deutlich höherer Primärenergieverbrauch ausgewiesen worden. Hier macht sich erneut bemerkbar, dass die Untersuchung auf Zeitreihen aufgebaut ist und die Einflussmöglichkeiten moderner Technologien systematisch unterschätzt werden. In TIME ist noch ein sehr effizienter Pfad vorhanden (s. Wert in Klammer), der allerdings technologisch nicht begründet wird. WEC weist mehr als eine Verdopplung des Primärenergieverbrauchs auf, wobei die Nutzung von erneuerbaren Energien und von Uran überproportional ansteigt.

Normative Untersuchungen

Bei allen im Folgenden behandelten Szenarien handelt es sich um solche, die eine bestimmte CO₂-Reduzierung als Zielvorgabe haben. Daneben werden teilweise weitere Ziele, wie den ökonomischen Ausgleich zwischen Nord und Süd, formuliert. Diese Nebenziele werden nicht weiter untersucht, allerdings finden sie gesonderte Erwähnung, wenn dadurch die Gesamtziele stark beeinflusst werden.

Folgende Szenarien finden in diese Betrachtung Eingang:

- Johansson 1993
- SEI 1993

- LESS (IPCC 1995) (biomass-intensive)
- Sørensen 1999 (renewable scenarios)
- WEC/IIASA 1999 (Fall C)

Zum Vergleich sind auch bereits die Werte des in eigener Arbeit erstellten Weltszenarios hinzugefügt (Faktor Vier-Szenario)²³². Es werden nicht alle Szenarien vollständig betrachtet, da sich einzelne nur für gewisse Fragestellungen verwenden lassen. Aus diesem Grund sind zur besseren Übersichtlichkeit auch nur die aussagekräftigsten Szenarien in der folgenden Tabelle vertreten.

Alle dort zu sehenden Szenarioarbeiten sind langfristig angelegte Untersuchungen, SEI und LESS betrachten einen Zeitraum bis 2100, der Rest bis 2050. Die weitere Betrachtung erfolgt aus der Sicht des Jahres 2050, um mit den zuvor besprochenen deskriptiven Szenarien vergleichbar zu bleiben.

Tabelle 4.50: Hintergrundinformationen und Treibergrößen verschiedener normativer Szenarien

Szenariuntersuchung	Johansson	SEI	WEC	Faktor Vier (F4)
Jahr der Veröffentlichung	1993	1993	1999	1999
Modelltyp	(Bottom-up)	Bottom-up	(Bottom-up)	Bottom-up
Betrachtungsende	2050	2100	2050	2050
Szenariopfade	RIGES	FFES	C	Faktor Vier
Zieldefinition C-Minderung	?	2100: 100 %	2100: 33 %	2050: 50 %
Weltregionen*	11	10	11	11
Sektoren	3	5	5	5
Bevölkerung 2050 (1995 5,3 Mrd.)	9,5	10,0	10,1	9,6
Wirtschaftswachstum (in %/a)	~2,2**	1,6	1,4	1,4

*die Ergebnisse sind meistens nicht so gut disaggregiert.

** Wert musste abgeleitet werden.

Auch sind alle Szenarien Bottom-up aufgebaut, wobei SEI und Faktor Vier als die beiden einzigen Untersuchungen ihrer Art durch einen vollständigen Bottom-up Aufbau gekennzeichnet sind. In Bezug auf die Treibergrößen sind keine bedeutsamen Unterschiede festzustellen, was die Vergleichbarkeit der Arbeiten erhöht. Auch zeichnen sich alle aufgeführten Szenarien durch gute regionale wie sektorale Differenzierungen aus.

Die folgende Tabelle gibt den aus den Analysen hervorgegangenen Verlauf des Endenergieverbrauchs wieder²³³:

²³² Wiederum erstellt von Pfahl, Polenz und Wolters. Pfahl und Polenz waren erneut für die Modellierung des Nachfragesektors, Wolters für die des Versorgungsektors verantwortlich. Die Beschreibung des Modells erfolgt im nächsten Abschnitt.

²³³ Für RIGES liegt keine Darstellung der Entwicklung der Endenergienachfrage vor.

Tabelle 4.51: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern, 2050 (in Gtoe)

	1995	2050		
		SEI	WEC C ²³⁴	F4
Feste Energieträger	0,8	0,24	1,96	0,2
Flüssige Energieträger	2,5	0,72	3,40	2,2
Strom	0,9	2,8	1,76	1,4
Biomasse	1,0	1,1		1,1
Andere*	1,1	2,3	2,86	3,4
Gesamt	6,2	7,2	9,98	8,3

*Gas, Fernwärme

In allen Zielszenarien ist ein Anstieg des Endenergieverbrauchs zu beobachten, der jedoch aufgrund der hier zum Einsatz kommenden Technologien moderater ausfällt als bei den deskriptiven Untersuchungen. Anhand der drei skizzierten Pfade ist zu ersehen, dass die Annahmen bezüglich der Marktdurchdringung effizienter Technologien voneinander abweichen. Zudem ist festzustellen, dass die beiden Bottom-up Modelle (SEI, Faktor Vier) geringere Energieverbräuche ausweisen. Der Grund für die Unterschiede liegt wiederum darin, dass die Nachfrageseite technologieorientiert abgebildet worden ist und somit Effizienzsteigerungen zielgenauer implementiert werden können²³⁵.

Die zugehörigen Primärenergieverbräuche der betrachteten normativen Szenarien werden in der nächsten Tabelle dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlen für das Faktor Vier-Szenario zum Teil nicht mit denen im nächsten Kapitel übereinstimmen. Dies liegt daran, dass die Ergebnisse des Faktor Vier-Szenarios an dieser Stelle der alten Bilanzierungsweise²³⁶ für Kernenergie und erneuerbaren Energien angepasst worden sind, mit der die anderen Studien gerechnet worden sind. Damit konnte die vollständige Vergleichbarkeit hergestellt werden.

Tabelle 4.52: Weltprimärenergieverbrauch verschiedener Szenarien im Vergleich (in Gtoe)

	1990	1995	2050			
	WEC	IEA	RIGES	SEI	WEC	F4
Kohle	2,18	2,35	1,41	0,49	1,50	0,30
Erdöl	3,06	3,32	1,54	1,01	2,67	2,52
Erdgas	1,68	1,81	2,58	1,60	3,92	1,18
Uran	0,45	0,61	0,48	0	0,52	0
Erneuerbare	1,60	1,16	7,42	10,82	5,63	9,67
Gesamt	8,98	9,25	13,43	13,29	14,25	13,67

²³⁴ Biomasse ist deswegen nicht explizit aufgeführt, da dieser Energieträger in den ausgewiesenen Bilanzen in der Rubrik „fest“ enthalten ist.

²³⁵ Nur mit dieser Betrachtungsweise ist es auch möglich, energieverbrauchssteigernde Einflüsse abzubilden und im Modell mit entsprechenden Gegenmaßnahmen zu kompensieren (z.B. dass das Gros der Bevölkerung in der Welt zunehmend ineffiziente PKW's nutzt).

²³⁶ *Substitutionsmethode.*

Unter Bezugnahme der älteren Bilanzierungsmethode weisen alle Szenarien einen in etwa gleichen Gesamtverbrauchsbereich auf. Dies liegt darin begründet, dass auch nicht fossile Energieträger mit dem durchschnittlichen Umwandlungswirkungsgrad der fossilen Anlagen gerechnet werden. Die Primärenergieanteile erneuerbarer Energien erscheinen dadurch in den Szenarien um einiges höher als tatsächlich vorhanden²³⁷.

Der hohe Erdöleinsatz im Faktor Vier-Szenario resultiert im Vergleich zu SEI und RIGES aus der Tatsache, dass in dieser Untersuchung auch im Jahr 2050 der gesamte Straßenverkehr mittels Öl abgewickelt wird. Alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Methanol kommen nicht zum Einsatz. RIGES und WEC setzen vornehmlich auf Methanol, SEI auf Wasserstoff und Strom. Biogene Energieträger gehen in der Faktor Vier-Untersuchung hingegen vornehmlich in den stationären Sektor.

Der Gesamtprimärenergiebedarf des LESS-Szenarios „biomass-intensive“ (IPCC 1995), auf das bisher noch nicht eingegangen worden ist, befindet sich ebenfalls in der gleichen Höhe (13,7 Gtoe), wobei die fossilen Energieträger einen absoluten Beitrag von 6,2 Gtoe (45 %) am Gesamtverbrauch besitzen. Die erneuerbaren Energien, allen voran die Biomasse, erreichen einen Anteil von 54 %.

Der Energieverbrauch liegt in den Sørensen-Szenarien dagegen weit darunter (5,7 bis 11,5 Gtoe), allerdings bei schon geringerem Startpunkt (1990: 8,1 Gtoe). Wie diese geringen Werte zustande kommen, ist nicht genau nachzuvollziehen. Jedoch sollten sie zu weiteren Untersuchungen Anlass geben, da Sørensen einen sehr interessanten Ansatz mit Hilfe von geografischen Informationssysteme verfolgte²³⁸. In den „renewable“-Szenarien schwankt dabei der Beitrag von Biomasse zwischen 1,5 und 1,8 Gtoe, was 26 bzw. 31 % am Gesamtverbrauch entspricht. In diesen beiden Szenariopfadern werden im Jahr 2050 ausschließlich erneuerbare Energieträger genutzt.

In allen Szenarien wird Biomasse einen hohen Anteil am Primärenergieverbrauch haben. SEI weist zudem einen sehr hohen Anteil fluktuierender Erzeuger aus, die durch ein kostspieliges Back-up System gesichert werden müssten. RIGES hat ebenfalls einen äußerst hohen Beitrag von Biomasse. Hier stellt sich die Frage, ob Bodenschutzaspekte genügend beachtet worden sind, wie dies in den anderen Szenarien der Fall ist.

Abschlussbewertung

Es wurden bereits einige kritische Punkte zu den jeweiligen Szenarien angemerkt. Jedes für sich hat wichtige und neue Erkenntnisse gebracht. In Hinblick auf eine gesamtsystemische Untersuchung bei Einhaltung der Klimaschutzziele besitzen jedoch die meisten Szenarien Schwächen: entweder werden die Ziele nicht eingehalten (RIGES, WEC) oder die Zielerreichung ist eher theoretischer Natur und kaum mit realen Gegebenheiten in Übereinstimmung zu bringen²³⁹. Auch ist zum Teil zu beobachten, dass die intensive Nutzung erneuerbarer E-

²³⁷ Aufgrund dieser Tatsache hat die IEA vor wenigen Jahren die Wirkungsgradmethode eingeführt.

²³⁸ Diese Methode erlaubt prinzipiell eine sehr gute Ableitung von Grundbedürfnissen aus den gegebenen klimatischen und geografischen Verhältnissen jeder Region.

²³⁹ So ist beispielsweise unrealistisch, bereits für das Jahr 2050 von einem Weltsystem mit 100 % erneuerbaren Energien auszugehen, wie dies im Sørensen Szenario getan wurde.

nergien mit anderen Umweltproblemen „erkauft“ wird²⁴⁰. Zudem ist in manchen Fällen bereits heute absehbar, dass diese zu hohen Kosten führen werden²⁴¹.

Die einzige Untersuchung, die den meisten Anforderungen und ökologischen Grenzen gerecht wird, ist das WEC-C1 Szenario. Dieses erreicht allerdings nicht zum geforderten Zeitpunkt die notwendige 50-prozentige CO₂-Reduktion, sondern erst gegen Ende des 21. Jahrhunderts. Zudem weist dieses Szenario zunächst einen Ausbau der Kernenergie aus, welche erst im Jahr 2100 ausläuft.

Dies ist der Ausgangspunkt für die Erarbeitung eines Weltmodells, mit dem eine klimagerechte Entwicklung bis zum Jahr 2050 beschrieben werden kann und aus dem sich letztlich Empfehlungen ableiten lassen. Zudem muss dieses Szenario den Rahmen für die bundesdeutsche Betrachtung bilden.

4.3.2 Das globale Faktor Vier-Szenario

Da eine unmittelbare Vergleichbarkeit mit den WEC-Szenarien hergestellt werden sollte, sind die Treibergrößen von WEC/IIASA übernommen worden. Auch die regionale Aufgliederung wurde beibehalten, d.h. die Welt wurde in 11 Regionen eingeteilt. Die Nachfrageseite wurde erneut von Pfahl und Polenz abgebildet, der Umwandlungssektor wird hier vorgestellt.

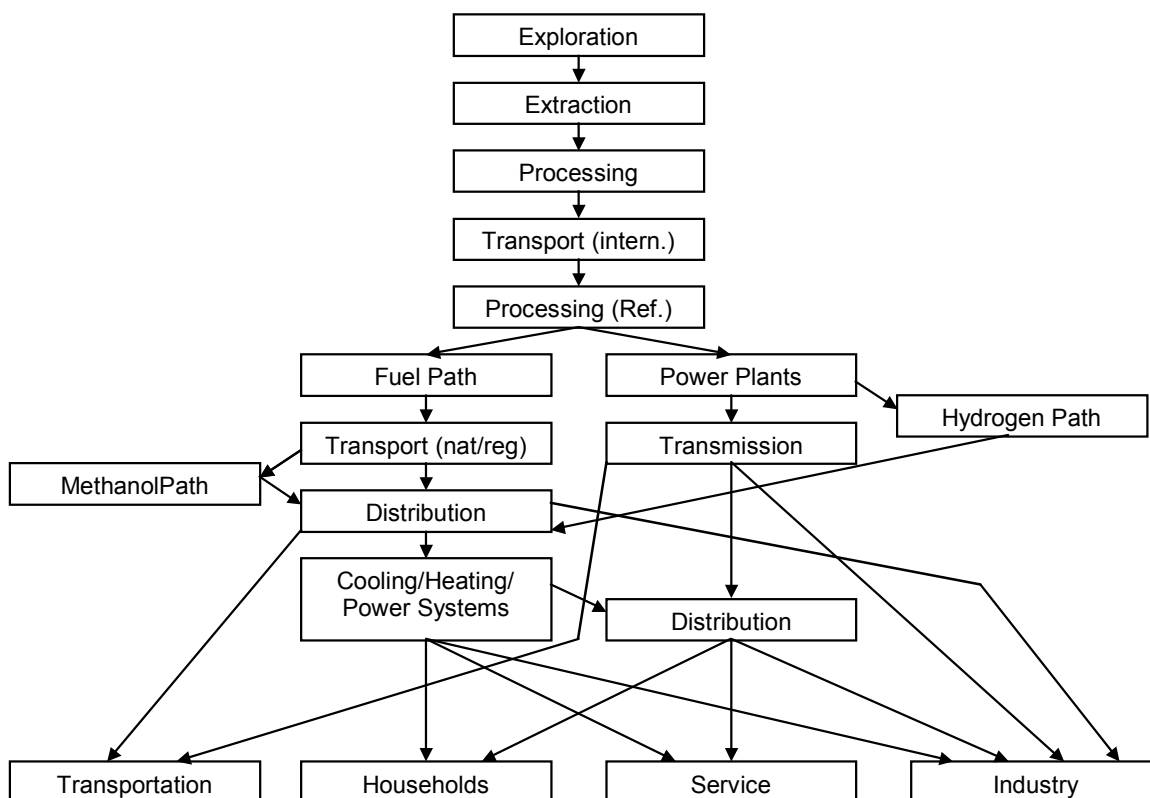


Abbildung 4.7: Struktur des *World Energy System*-Modells

Entsprechend der bisherigen Untersuchungsphilosophie wurde das Modell für alle Sektoren streng technologieorientiert, also Bottom-up aufgebaut. Damit kann das Energiesystem von den Bedürfnissen der Menschen ausgehend modelliert werden und es besteht die Möglichkeit,

²⁴⁰ Zu hohe Biomasse- und Wasserkraftnutzung bei RIGES und SEI.

²⁴¹ Beispielsweise bei der Notwendigkeit großer Back-up Systeme wie im SEI-Szenario.

die möglichen Auswirkungen effizienter Nachfragetechnologien zu eruieren. Darin bestand die zweite Motivation der Untersuchung: es sollten die sogenannten „Faktor Vier-Technologien“ (Weizsäcker, Lovins, Lovins 1995) integriert und deren weltweite Folgen analysiert werden. Unterstellte Effizienzsteigerungen gehen dann nicht mehr von Zeitreihenanalysen, sondern von konkreten zur Verfügung stehenden Technologien aus.

Die Szenariengenerierung selber erfolgte für die Zeit von 1995 bis 2050, es wurden die Energieversorgungssysteme von 152 Ländern analysiert und in den entsprechenden Regionen zusammengefasst (siehe auch Pfahl 2000: 266). Das Modell besteht pro Region aus 159 Prozessen, weltweit also aus 1.749 Prozessen. Im Bereich der zentralen Versorgungseinrichtungen sind beispielsweise folgende Optionen integriert:

- Nuclear Power Plants
- Coal-fired Power Plants
- Coal-fired Heat and Power Plants (Cogeneration)
- Combined Cycle Plants (Coal, Biomass, Natural Gas)
- Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)
- Heat Plants (Coal, Natural Gas, Biomass)
- Gasturbine
- Gas-fired Power Plants (Steam Process)
- Combined Cycle Gasturbine (Steam and Gas Process)
- Oil-fired Power Plants
- Hydro Power Plants
- Wind Power Generation Parks
- Solar Thermal Power Plants
- Photovoltaic Parks
- Geothermal Power Plants

Die folgende Aufstellung zeigt, ebenfalls beispielhaft, die technischen Optionen der dezentralen und kleinen Umwandlungseinheiten.

- Oil-fired Power Plants
- Hydro Power Plants
- Wind Power
- Photovoltaics
- Renewable Hybrid System (Wind, PV, Bioenergy, Battery)
- Medium/Small-scale Cogeneration (Natural Gas, Bioenergy)
- High Temperature Fuel Cells (Natural Gas, Hydrogen)
- Conventional Heating Systems (Coal, Oil, Natural Gas, Electricity, Bioenergy, District Heat)
- Heat Pumps (Natural Gas, Electricity)
- Air Conditioning (Electricity, Absorption)
- Geothermal Heating
- Solar Thermal Heating
- Cooking (Electricity, Natural Gas, LPG, LNG, Bioenergy, Solar radiation)

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse des Faktor Vier-Szenarios beschrieben²⁴². Die zur Berechnung notwendigen Eingangsdaten (Anlagen-Wirkungsgrade etc.) entsprechen denen des Deutschlandszenarios (s. Abschnitt 4.2), wobei Anlagen in Entwicklungsländern diese zunächst mit etwa 10 Jahren Verspätung, um 2050 mit etwa 5 Jahren Verspätung, erreichen.

Auch das Modell ist in gleicher Weise wie das Deutschland-Modell aufgebaut. Die Disaggregation ist beim *World Energy System* (WES) allerdings etwas weniger ausgeprägt. Eine stärkere Aufteilung wäre kaum noch zu handhaben, da die Struktur in elffacher Form vorliegt²⁴³. Darüber hinaus finden sich im Weltmodell einige Technologien, die vor allem in Ländern des Südens eine Rolle spielen bzw. spielen können (wie Biomasse-Kocher und hybride Systeme aus Photovoltaik, Windenergie und Biomasse).

Folgende Paradigmen werden, in ähnlicher Weise wie im Deutschlandszenario, gesetzt:

- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie
- Ausnutzung der Potenziale erneuerbarer Energien in jeder Region nur zu max. 50 %
- Erfüllung des 50 %-Klimaschutzziels mit einem technisch umsetzbaren und ökonomisch sinnvollen Weg²⁴⁴

Der globale Endenergieverbrauch ergibt sich aus dem Verknüpfen der Ergebnisse der Nachfrageseite zusammen mit den kleinen Wärmeanlagen der Umwandlungsseite gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 4.53: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern, F4-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050
Feste Energieträger	0,8	1,0	0,2
Flüssige Energieträger	2,5	2,6	2,2
Strom	0,9	1,1	1,4
Biomasse	1,0	1,0	1,1
Anderer*	1,1	1,5	3,4
Gesamt	6,2	7,2	8,3

*Gas, Fernwärme

Quellen: (Pfahl 2000; Polenz 1998), eig. Berechnungen

Kohle wird danach im Jahr 2050 nur noch wenig genutzt, nachdem es zwischenzeitlich zu einer Steigerung vor allem in China kam. Der Einsatz von Kohle beschränkt sich langfristig hauptsächlich auf die Primärstahlerzeugung (Polenz 1998) und im geringeren Teil auf die Stromerzeugung. Erdöl wird auch weiterhin im Verkehrssektor eingesetzt, wobei sich der absolute Verbrauch kaum verändert (Pfahl 2000). Die Bedeutung von Strom wird zunehmen, da stromverbrauchende Anwendungstechnologien auf der Nachfrageseite auch weiterhin eine Steigerung erfahren werden. Die Höhe der Biomassenutzung wird sich endenergieseitig kaum ändern, allerdings ergibt sich eine starke Verschiebung hin zu modernen Umwandlungstech-

²⁴² Da in dieser Arbeit der Fokus auf die deutsche Betrachtung gelegt ist, werden die Ergebnisse der Weltuntersuchung nur im Überblick und nicht für jede einzelne Region dargestellt.

²⁴³ Für jede der 11 Untersuchungsregionen ein Teilmodell.

²⁴⁴ Anhand von Plausibilitätsbetrachtungen abgeleitet.

nologien. Zudem werden die Nutzung von Erdgas und der Fernwärmeverbrauch deutlich zu- nehmen.

Wie in Tabelle 4.54 zu erkennen ist, ergibt sich dabei eine Verschiebung des Endenergie- verbrauchs von den Industrieländern zu den Entwicklungsländern.

Tabelle 4.54: Endenergieverbrauch Welt nach Regionen, F4-Szenario (in Gtoe)

	1995	2020	2050
OECD-Staaten (OECD)	2,8	2,5	2,3
Reformländer (REF)	0,8	0,7	0,6
Entwicklungsländer (DC)	2,6	3,9	5,3
Gesamt (World)	6,2	7,2	8,3

Quellen: (Pfahl 2000; Polenz 1998), eig. Berechnungen

Während sich der Endenergieverbrauch in den OECD-Staaten leicht vermindert, steigt er in den Entwicklungsländern etwa um den Faktor 2 an. Neben den direkten Brennstoffbedarfen der Nachfrageseite verbergen sich hinter diesen Zahlen eine Reihe von Daten der Umwand- lungsseite. So ist aus der nächsten Tabelle beispielsweise die Aufteilung der Energieträger für Kochen zu sehen²⁴⁵.

Tabelle 4.55: Kochenergieverbrauch nach Typen und Regionen, F4-Szenario [TJ/a]

	1995	2020	2050
Cooker Biomass			
OECD	325	377	389
REF	81.607	52.955	25.924
DC	4.598.605	4.919.331	4.262.145
Cooker Electricity			
OECD	256.484	331.761	340.592
REF	130.512	115.126	90.451
DC	63.578	532.325	851.002
Cooker Natural Gas			
OECD	71.243	189.627	559.021
REF	819.465	925.856	862.612
DC	807.104	1.134.833	1.648.588
Cooker Oil			
OECD	120.356	76.239	23.965
REF	0	0	0
DC	441.904	446.459	331.282

Quellen: eig. Berechnungen

²⁴⁵ Da sich das Kochen direkt an der Schnittstelle zur Nachfrage der Haushalte befindet, wurde die Entwicklung iterativ mit Pfahl bestimmt.

Zunächst fällt im Gegensatz zu oftmals zu vernehmenden Hoffnungen aus der Solarszene auf, dass Solarkocher auch nicht in Entwicklungsländern auftauchen. Dies bedeutet nicht, dass sie niemals angewendet werden, allerdings handelt es sich dabei eher um Ausnahmefälle²⁴⁶.

Insgesamt nimmt die Nutzung von Biomasse in Entwicklungsländern kaum ab. Der klassische Drei-Steine-Ofen wird jedoch fast vollständig durch effiziente Biomasse-Öfen ersetzt sein. Zum einen wird weiterhin feste Biomasse eingesetzt (v.a. in ländlichen Regionen), zum anderen wird aber auch Gas aus zentralen Biomasse-Vergasungsanlagen in Kochern verdichteter Bevölkerungsregionen genutzt. Elektro- und Gasherde werden in Zukunft weiterhin intensiv genutzt. In OECD-Staaten wird der Gasherde jedoch einen weitaus größeren Anteil am Kochen erhalten als bisher, wohingegen in Entwicklungsländern vor allem der Elektroherd einen steilen Anstieg erfährt. In Bezug auf den Einsatz von Erdöl zum Kochen ist das Bild einheitlich: die Anteile gehen kontinuierlich zurück, befinden sich in Entwicklungsländern im Jahr 2050 aber immer noch auf einem relativ hohen Niveau.

Die Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs hat entscheidenden Einfluss auf die oben gezeigte Endenergiebilanz und auch auf die Ergebnisse der gesamten Versorgungsseite. Tabelle 4.56 zeigt den entsprechenden Verlauf für die drei betrachteten Megaregionen aufgeteilt nach Energieträgern.

Tabelle 4.56: Wärmebedarfsdeckung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [TJ/a]

	1995	2020	2050
OECD	15.231.323	16.989.240	51.492.347
Coal	896.278	147.191	56.578
Oil	3.497.423	2.137.713	0
Gas	7.689.859	9.028.784	9.923.424
Electricity	1.722.221	2.101.393	1.726.741
Biomass	1.225.189	2.626.501	20.416.612
Geothermal	174.644	263.934	5.687.597
Solar	25.709	683.724	13.681.395
REF	12.900.487	12.324.982	14.966.040
Coal	4.371.386	1.395.335	0
Oil	755.273	573.781	19.662
Gas	7.138.646	7.771.120	3.353.352
Electricity	0	79.522	1.084.773
Biomass	627.100	2.390.208	6.920.350
Geothermal	8.082	6.842	262.489
Solar	0	108.174	3.325.414

²⁴⁶ Dahinter steht die Erkenntnis, dass einfache Solarkocher andere, wetterunabhängige Möglichkeiten nie vollständig ersetzen können. Somit müsste jede Familie mindestens zwei Kocherarten besitzen, was aber aufgrund fehlenden Kapitals kaum realistisch sein dürfte. Auch widerspricht das Kochen zur Mittagszeit (mitten in der Sonne) zumeist den Kochgewohnheiten der Bevölkerung in vielen Entwicklungsländern. Lediglich Gemeinschaftsküchen, die mit komplexeren Kochern ausgestattet werden, die es erlauben, auch Wärme zu speichern und die hybrid befeuert werden können, sind dem bestehenden Bedarf anzupassen. In Nischenbereichen könnte hier demnach ein Einsatz sinnvoll sein.

DC	7.391.527	19.417.765	98.730.306
Coal	1.535.966	2.912.653	514.859
Oil	912.640	1.055.742	0
Gas	827.717	4.154.327	13.674.801
Electricity	46.168	1.567.411	4.653.445
Biomass	4.043.050	8.651.743	39.339.619
Geothermal	0	93.617	4.003.602
Solar	25.986	982.272	36.543.980
World	35.523.337	48.731.987	165.188.693

Quellen: eig. Berechnungen

Die Nutzung von Kohle und Erdöl geht in allen Regionen deutlich zurück. Im Gegensatz dazu steigen die Anteile vor allem von Elektrizität, Biomasse, Solarthermie und Geothermie, wobei allerdings starke regionale Disparitäten zu verzeichnen sind. Die jeweiligen dahinter stehenden Umwandlungstechnologien entsprechen in etwa denjenigen des Deutschlandmodells DES (s. Abschnitt 4.2.4).

Erdgas ist in den OECD- und Reformstaaten als Übergangsenergieträger zu erkennen. Die Nutzung von Erdgas steigt bis zum Jahr 2020 leicht an und sinkt dann wieder auf bzw. unter den Ausgangswert von 1995. Lediglich in Entwicklungsländern wird sich innerhalb des Betrachtungszeitraums ein sprunghafter Ausbau einstellen.

Stromseitig ergeben sich im Rahmen des Faktor Vier-Szenarios Werte gemäß Tabelle 4.56. Zunächst ist definitionsgemäß der Ausstieg aus der energetischen Urannutzung zu erkennen, der sich um 2040 einstellen wird. Darüber hinaus werden allerdings auch die Energieträger Kohle und Erdöl nur untergeordnete Rollen im Weltenergiesystem des Jahres 2050 übernehmen. Insbesondere bei der Kohle ist damit eine starke Umstrukturierung des Energiesystems gegeben. Demnach wird sich einerseits der Trend in den OECD- und den Reformstaaten intensivieren, nach dem Kohle-Anlagen heute bereits zunehmend durch Erdgas-Anlagen ersetzt werden. Lediglich im Bereich der Entwicklungsländern werden in den nächsten 10 Jahren auch noch Kohlekraftwerke hinzugebaut (v.a. in China). Diese haben dann eine Betriebszeit von etwa 40 Jahren. Jedes außer Betrieb genommene Kraftwerk wird im Faktor Vier-Szenario durch andere Anlagen ersetzt, so dass im Jahr 2050 Kohle auch in diesen Ländern kaum noch zur Stromproduktion genutzt wird.

Die Nutzung von Erdgas gestaltet sich im Stromsektor in ähnlicher Weise wie im zuvor besprochenen Heizungsbereich. In den OECD-Staaten ist Erdgas eine Übergangsstrategie mit zunächst steigenden, dann aber sinkenden Anteilen bis unter das Ausgangsniveau. Der Erdgasverbrauch in den Reformstaaten nimmt sofort ab, was jedoch in erster Linie an der gesunkenen Gesamtnachfrage nach Strom liegt. Im Bereich der Entwicklungsländer ist auch hier ein stetiger Anstieg zu erkennen, eine Umkehrung dieses Verlaufs tritt erst nach 2050 ein.

Die Nutzung erneuerbarer Energien steigt in allen Regionen deutlich an. Diese Entwicklung ist vor allem nach 2020 zu beobachten, wo von einer allgemeinen Konkurrenzfähigkeit im Rahmen einer ökologisch orientierten Politik ausgegangen werden kann. Der Anteil der fluktuierenden Energieträger an der Gesamterzeugung liegt in allen Regionen unterhalb von 30 %. Aus diesem Grund ist es in der Globalbetrachtung nicht notwendig, zusätzliche Maßnahmen

wie Wasserstoff oder Elektroautos zu integrieren²⁴⁷. Da die detailliertere Deutschlandbetrachtung aber genau zu dem Ergebnis kam, dass solche Systeme auf Landesebene notwendig sind, zeigt sich hier die Grenze in der Aussagefähigkeit einer überregionalen Betrachtung. Andererseits könnte dies auch ein Hinweis darauf sein, dass bei einer geschickten Kooperation aller europäischen Staaten mit den Nachbarn eventuell auf ein Wasserstoffsystem während der nächsten 50 Jahre verzichtet werden kann²⁴⁸.

Tabelle 4.57: Nettostromerzeugung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [PJ/a]

	1995	2020	2050
OECD	25.750	25.776	21.363
Coal	9.599	6.958	46
Oil	2.030	881	0
Gas	3.410	4.707	2.753
Nuclear	6.280	2.393	0
Renewables	4.430	10.837	18.564
REF	4.747	3.522	4.175
Coal	1.274	449	106
Oil	501	156	0
Gas	1.458	780	497
Nuclear	695	148	0
Renewables	819	1.988	3.572
DC	11.229	20.270	35.322
Coal	4.587	7.474	85
Oil	1.763	1.082	0
Gas	1.320	1.978	2.529
Nuclear	449	275	0
Renewables	3.110	9.462	32.708
World	41.725	49.569	60.860

Quellen: eig. Berechnungen

Eine großer Teil des Stroms wird in KWK-Anlagen erzeugt (knapp 30 %). Die zum Einsatz kommenden Technologien für die Einzelregionen lassen sich im zeitlichen Verlauf aus folgender Abbildung entnehmen. Auch hier ist zu erkennen, dass erdgasbefeuerte Anlagen zunächst eine Steigerung erfahren, ab 2020 aber zunehmend durch erneuerbare Energien verdrängt werden. Vor allem hoch-effiziente dezentrale Einheiten werden im Jahr 2050 die Stromerzeugung in KWK-Anlagen übernehmen. Zusätzlich sind im Bereich der industriellen Anwendung solarthermische Kraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung nutzbar.

²⁴⁷ Die Ausnahme besteht in den hybriden Dorfsystemen für Gebiete mit sehr geringer Bevölkerungsdichte. Diese Systeme bestehen, in wechselnder Zusammensetzung, aus Photovoltaik, Windkonvertern, Biomasse-Anlagen und Strom-Speichersystemen.

²⁴⁸ In einer Folgeuntersuchung müsste dafür eine Szenarioanalyse für den gesamten europäischen Raum mit der gleichen Detailliertheit wie im Deutschlandmodell durchgeführt werden.

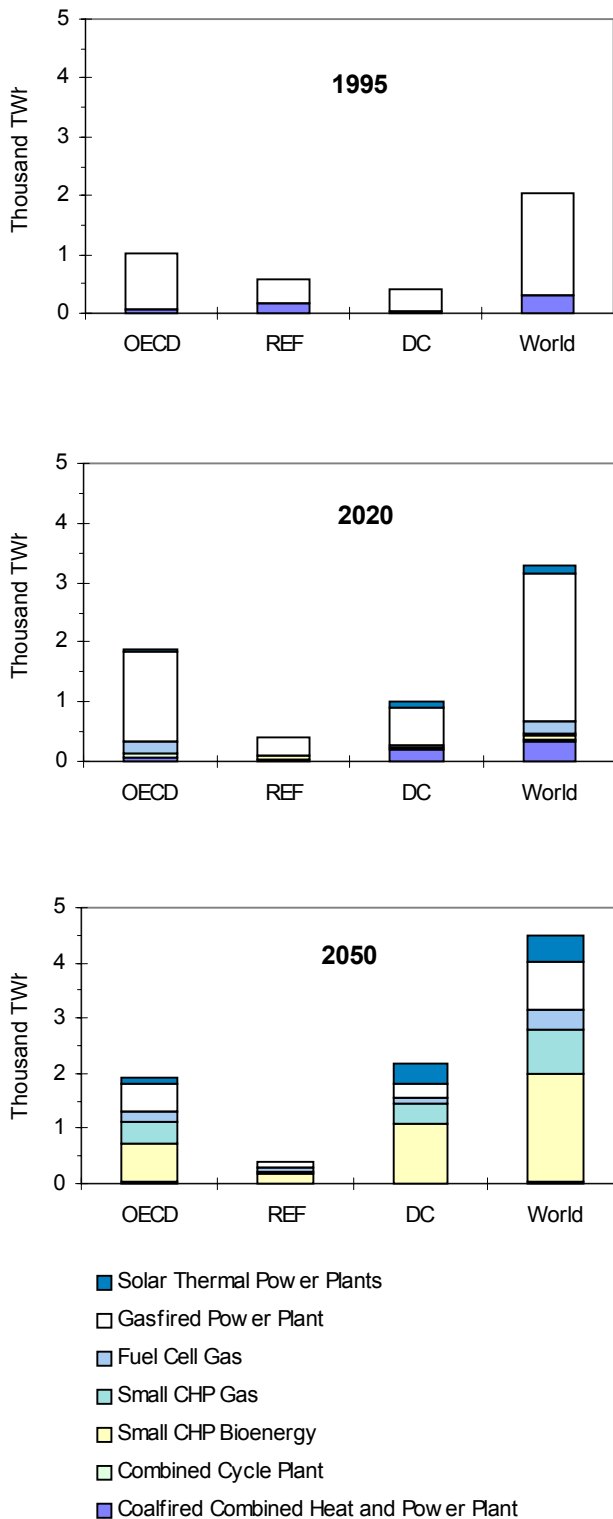


Abbildung 4.8: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern und Regionen, F4-Szenario [TWh/a]

Aus den bisher dargestellten Strukturen und Verbräuchen ergeben sich der Primärenergiebedarf und die entsprechenden CO₂-Emissionen gemäß Tabelle 4.58. Zu erkennen ist, dass sich

die Emissionen im Jahr 2050 gegenüber 1995 in etwa halbiert haben und damit die Klimaschutzanforderungen erfüllen.

Tabelle 4.58: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Regionen sowie CO₂-Emissionen, F4-Szenario

	1995	2020	2050
By region [Gtoe/a]			
OECD	4,31	3,58	2,90
REF	1,41	1,00	0,82
DC	3,74	5,31	6,65
World	9,46	9,90	10,37
By fuel [Gtoe/a]			
Coal	2,52	2,28	0,30
Oil	2,95	2,98	2,52
Gas	1,72	1,84	1,18
Nuclear	0,47	0,17	0,00
Renewables	1,79	2,61	6,34
that is:			
bioenergy	1,15	1,41	2,58
geothermal	0,01	0,05	0,29
solar	0,00	0,17	2,35
hydro	0,62	0,71	0,71
wind	0,00	0,27	0,41
CO₂-Emissionen [Gt C]	5,90	5,62	3,05

Quellen: eig. Berechnungen

Berechnung nach Wirkungsgradmethode

Der Primärenergieverbrauch in den OECD- und den Reformstaaten ist deutlich geringer geworden während er sich in den Entwicklungsländern fast verdoppelt hat.

Weltweit hat der Verbrauch nur leicht zugenommen, im Jahr 2050 wird er zu etwa 60 % von erneuerbaren Energien gedeckt, Uran findet keine weitere Verwendung und auch Kohle wird nur in Ausnahmefällen genutzt. Der Erdölverbrauch sinkt zwar leicht, verbleibt insgesamt aber auf einem hohen Niveau²⁴⁹. Erdgas findet, wie bereits erwähnt, vor allem in den nächsten 20 Jahren einen steigenden Anstieg, sinkt bis 2050 jedoch auf knapp 70 % des 1995er Wertes.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch steigt zwischen 1995 und 2050 um den Faktor 3,5. Biomasse wird zusammen mit Solarstrahlung den größten Teil davon übernehmen, wobei nun fast ausschließlich moderne Technologien zum Einsatz kommen. Die Nutzung der Wasserkraft verbleibt in etwa auf dem 1995er Niveau, lediglich im Bereich der Kleinwasserkraft-Nutzung sind Steigerungen einbezogen worden. Die Windenergie erfährt ebenfalls einen deutlichen Anstieg, bleibt jedoch hinter dem Nutzungsumfang der Solarenergie zurück.

Aus den beiden abschließenden Tabellen ist zu entnehmen, in welcher Weise die existierenden endlichen und erneuerbaren Ressourcen im Faktor Vier-Szenario belastet worden sind. So ist beispielsweise in Tabelle 4.59 zu erkennen, dass kein endlicher Energieträger an seine

²⁴⁹ Hauptsächlich durch die Verwendung als Treibstoff im Verkehrssektor hervor gerufen.

Grenzen gekommen ist. Allerdings wird deutlich, dass die heute wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte, die Reserven, beim Öl bereits vollständig und beim Erdgas fast komplett ausgebeutet worden sind. Auch wenn sich die Erschöpfung natürlicher Ressourcen weiterhin preislich nicht niederschlägt (vgl. Massarrat 1993), so spricht dies aufgrund sich erhöhender Gewinnungskosten bei den Sekundär- und Tertiärförderungen für steigende Preise. Dies gilt umso mehr, je intensiver die Nutzung fossiler Brennstoffe erfolgt²⁵⁰.

Tabelle 4.59: Vorräte endlicher Energieträger und kumulierter Verbrauch im F4-Szenario [Gtoe]

	Verbrauch 1995	Reserven	Ressourcen	Gesamt-vorräte	Verbrauch F4-Szenario
Konventionelles Öl	3,0	136	76	212	
Unkonventionelles Öl		-	68-550	68-550	157
Konventionelles Erdgas	1,7	116	174	290	
Unkonventionelles Erdgas		-	340	340	90
Kohle	2,52	593	2794	3387	99
Uran	0,47	54	203	257	11

Quellen: WEC 1995, World Ressources Institute, Kölbel 1997, eig. Berechnungen

Wie bereits erwähnt worden ist, bestand eine Vorgabe der Faktor Vier-Szenariountersuchung darin, erneuerbare Energien in keiner Region zu mehr als 50 % auszunutzen. Weltweit bedeutet dies eine Potenzialausschöpfung gemäß Tabelle 4.60²⁵¹.

Tabelle 4.60: Potenziale und Nutzung erneuerbarer Energien im Faktor Vier-Szenario [EJ/a]

	Bioener-gie	Geothermie	Wasserkraft	Solarstrahlung	Windenergie	Gesamt
F4-Szenario	108	12	34	98	22	274
Technisches Potenzial	298	100	155	> 400	> 240	> 1.200

Quellen: WEC 1994, Johansson et al. 1993, eig. Berechnungen

Die bestehenden Potenziale werden nur zu etwa 20 % genutzt. Insofern besteht, weltweit gesehen, noch erheblicher Spielraum und die angegebenen Aufteilungen der Energieverbräuche stellen nur eine Möglichkeit dar. Welcher Energiemix im Detail zu bevorzugen wäre ist damit aus heutiger Sicht kaum zu beurteilen. Lediglich im Bereich der Biomasse sind kaum noch Steigerungen möglich, insbesondere da die vom WEC angegebenen Potenziale Bodenschutzaspekte nicht hinreichend beachten. Jede weitere Steigerung des Beitrages erneuerbarer Energien benötigt daher ausgleichende Maßnahmen (Wasserstoff, Stromspeicher etc.).

Im Vergleich zum WEC-C1 Szenario ist zudem folgendes festzuhalten:

- Der Gesamtenergieverbrauch ist hauptsächlich aufgrund von nachfrageseitigen Maßnahmen geringer.

²⁵⁰ Insofern handelt es sich beim F4-Szenario um den preisgünstigsten Pfad bei der Nutzung fossiler Brennstoffe.

²⁵¹ Aus den angegebenen Quellen wurden die jeweils restriktivsten Werte für die technischen Potenziale entnommen. So schwankt beispielsweise der Wert für die nutzbare Solarenergie zwischen 400 und über 2.000 EJ/a.

- Die absoluten Verbräuche von erneuerbaren Energien liegen auf etwa dem gleichen Niveau.
- Die relativen Anteile erneuerbarer Energien liegen hingegen höher. Dies ist vor allem durch den Einsatz der Biomasse im stationären Sektor ermöglicht.
- Die Kostensituation dürfte noch besser als im C1-Fall sein, da kosteneffiziente Nachfragestrategien gezielt zum Einsatz gebracht werden konnten.

Insgesamt zeigt das Faktor Vier-Szenario keine Bedingungen auf, die den zuvor skizzierten Pfad des Deutschlandszenarios in Frage stellen. Die Strategien auf Welt- und auf deutscher Ebene korrespondieren gut miteinander. Lediglich bezüglich der Einschätzung einer Wasserstoffstrategie ergeben sich leichte Differenzen in der zeitlichen Beurteilung.

5 Akteure und Kooperationen

Aus den bisherigen, eher technisch, ökologisch und ökonomisch geprägten Betrachtungen ergaben sich zwei Schlüsselbereiche auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung in Deutschland: die Nutzung heimischer Biomasse und die „solare Kooperation“ mit Nordafrika. Wie dargestellt, resultieren diese nicht ausschließlich daraus, dass ihnen relativ große Anteile an der Stromerzeugung zufallen würden. Wichtiger ist der Tatbestand, dass beiden eine wichtige Rolle beim Ausgleich zwischen Stromnachfrage und -angebot zugeschrieben werden muss.

Beiden Strategien ist zudem gemein, dass sich Konstellationen bezüglich sozialer Strukturen und handelnder Akteure bilden, die in dieser Art im Energiesektor noch nicht aufgetaucht sind und schon allein dadurch neue Anforderungen an die Energiewirtschaft, aber auch an alle anderen Beteiligten stellen. Diese neuen Konstellationen ergeben sich, indem beide Themenkomplexe über die Grenzen von Teilsystemen hinweg reichen²⁵². In jedem dieser Teilsysteme herrscht allerdings ein eigener binärer Code als „distinction directrice“ mit wiederum jeweils eigenen Akteuren sozialen Handelns²⁵³.

So lautet die These, dass der Entwurf und die Umsetzung umfassender Konzepte in den Fällen besonders schwierig ist, wo sich Akteure bisher nur in ihrem eigenen Teilsystem bewegt haben. Systemübergreifende Lösungen scheinen aber noch weitaus mehr Engagement, Umdenken, Toleranz und Sich-Einfühlen in andere Ansätze und Sichtweisen als innerhalb des eigenen Systems zu benötigen. Zu fragen ist daher, ob, solange kein Handlungsdruck gegeben ist, die entsprechenden Akteure andere Handlungsfelder, bei denen Einsatz und Erfolg kurz- und mittelfristig in einem besseren Verhältnis stehen, bevorzugt werden und alle teilsystemübergreifenden Lösungsansätze zu vermeiden suchen. Dies jedoch stellte in Bezug auf eine zukunftsfähige Energieversorgung ein Dilemma dar. Die Strategien der Biomasse-Nutzung und der „Solaren Kooperation“ sind, wie gezeigt worden ist, aus ökologischer Sicht zwar notwendig, aus der Sicht soziologischer Akteursmodelle wären sie dann aber nur schwer umsetzbar. Diesem Gedankengang folgend wundert es nicht, dass in der Vergangenheit keine der beiden Strategien verfolgt worden ist²⁵⁴.

Anhand von Betrachtungen des Akteursverhaltens auf der einen und von Analysen internationaler Kooperationen auf der anderen Seite werden in diesem Kapitel das Verhalten und die Zielsetzungen wichtiger Akteure der jeweiligen Bereiche sowie deren strukturelle Zusammenhänge analysiert. Dabei wird die Betrachtung einerseits auf die ermittelten Schlüsselbereiche konzentriert, da ein potenzielles Scheitern in diesen Bereichen einen sogenannten Flaschenhals (Bottle-neck) bei der Gesamtumsetzung einer zukunftsfähigen Energieversorgung darstel-

²⁵² anlehnend an Luhmanns systemtheoretische Sichtweise.

²⁵³ Die Begriffe sollen an folgendem Beispiel verdeutlicht werden: im Teilsystem Sport herrscht der Code vom Siegen/Verlieren, Siege sind zu erringen, Niederlagen zu vermeiden. Darum dreht sich in diesem Teilsystem alles und dadurch ist es von anderen wiederum zu unterscheiden (distinction directrice). „Damit vermag ein soziologischer Beobachter, sofern er die teilsystemische Zugehörigkeit eines Akteurs...kennt, noch nicht auf dessen ganz konkrete Nutzenvorstellungen, wohl aber auf deren generelle Ausrichtung zu schließen – und so immerhin bereits die ganzen anderen Nutzensausrichtungen mit erheblicher Wahrscheinlichkeit ausschließen“ (Schimank 1998: 90). Zur Vertiefung: Schimank hat sich seit langem intensiv mit binären Codes auseinandergesetzt (vgl. Schimank 1988 und Bette/Schimank 1995).

²⁵⁴ Wobei natürlich auch andere Aspekte, allen voran ökonomische, eine wichtige Rolle spielen.

len würde; demgegenüber erscheinen andere Handlungs- und Technologiefelder momentan weniger wichtig. Andererseits werden die jeweiligen Akteure nicht in der Gänze ihrer Handlungsoptionen und Ziele analysiert, sondern nur soweit es für die hier betrachteten Themen von Bedeutung ist. Erst diese Einschränkungen erlauben die Eruierung der wichtigen Antriebskräfte und Einflussmöglichkeiten, ohne der Gefahr der Über-Information zu erliegen.

Aus den Analysen heraus werden abschließend akteurspezifische Empfehlungen abgeleitet, die bei der Umsetzung der beiden Strategien helfen bzw. diese überhaupt erst ermöglichen sollen. Vorweg genommen werden kann, dass diese Empfehlungen deutlich simpler ausfallen könnten, wenn es nur um die Einführung von Techniken ginge. Da in dieser Arbeit aber soziale und ökologische Aspekte beachtet werden sollen, muss umfassender vorgegangen werden²⁵⁵. Im Folgenden handelt es sich somit um eine akteur- und strukturzentrierte Politikanalyse, die sich hauptsächlich auf einer Mischung aus Literaturstudie und Expertengesprächen aufbaut.

5.1 Biomasse

5.1.1 Methodische Grundlagen

Die Sozialwissenschaften stehen u.a. zwei grundlegenden Erklärungsproblemen gegenüber: der Erklärung von Handlungswahlen durch soziale Strukturen und der Erklärung sozialer Strukturen durch handelndes Zusammenwirken. Beide Felder können nicht unabhängig voneinander betrachtet werden, denn soziale Strukturen prägen soziales Handeln ganz wesentlich, aber das Handeln wiederum beeinflusst auch die Strukturen. Das Wechselverhältnis von Sozialität entfaltet sich über der Zeit. Anthony Giddens erläuterte dies mit seinem Konzept der „duality of structure“: „... the structural properties of social systems are both medium and outcome of the practices they recursively organize“ (Giddens 1984: 25). Soziale Strukturen haben somit nicht wie physikalische Objekte eine vom Handeln unabhängige Existenz, sondern werden durch das Handeln hervorgebracht - und das immer wieder neu.

Somit unterliegen auch Luhmanns Teilsysteme strukturellen Veränderungen, selbst die Abgrenzungen zwischen Systemen können durch verändertes Handeln, oder genauer: durch systemübergreifendes Handeln, durchbrochen oder neu gestaltet werden. Die hier in diesem Kapitel zugrunde gelegte These lautet demnach: Existieren strukturelle Hemmnisse und können diese durch geeignete Instrumente auch nur zum Teil überwunden werden, dann verändern sich auch die sozialen Strukturen in dem Sinne, dass die Hemmnisse sukzessive abgebaut werden. Durch eine geeignete Strategie muss also eine sich selbst erhaltende Veränderungsdynamik geschaffen werden. Eine solche Strategie zu finden, ist Aufgabe dieses Kapitels.

Hartmut Esser unterscheidet drei Logiken, deren Zusammenwirken Sozialität ausmacht und denen sich die Soziologie mit Erklärungsangeboten widmen muss (Esser 1993). Insbesondere die „Logik der Selektion“ und die „Logik der Situation“ fragen danach, warum Handelnde in einer bestimmten Situation so und nicht anders handeln, wie sich die Beschaffenheit der Situation, der Struktur, auf das Handeln auswirkt. Eben diesen Fragen wird hier nachgegangen, aus methodischer Sicht werden also bestimmte soziologische Akteursmodelle

²⁵⁵ Ein solches Vorgehen sollte auch bei anderen Technologien wie der Photovoltaik gewählt werden. Dort sind allerdings deutlich weniger grundsätzliche Änderungen von Akteursstrukturen zu erkennen, so dass in dieser Arbeit eine Konzentration auf die kritischen Bereiche Biomasse und „Solare Kooperation“ erfolgt.

aus methodischer Sicht werden also bestimmte soziologische Akteursmodelle als Theorien der Handlungswahl angewendet.

Die Strukturelemente, die auf einen Handelnden in einer bestimmten Situation wirken können, sind sehr verschiedenartig und in der Regel umfangreich. Uwe Schimank unterscheidet drei Typen von sozialen Strukturen (Schimank 1998: 12):

- Konstellationsstrukturen
- Erwartungsstrukturen
- Verteilungsstrukturen

Mit Konstellationsstrukturen bezeichnet Schimank dauerhafte Zustände zwischen Handelnden. Erwartungsstrukturen können normativer Art (wie bei Rechtsvorschriften), evaluativer Art (z.B. Wertauffassungen) und kognitiver Art (verbreitete Wissensmuster) sein. Verteilungsstrukturen hingegen nennt Schimank die Art, wie Handelnde geografisch verteilt sind oder welche Potenziale sozialer Einflussnahme sie besitzen. Welches Strukturelement jeweils den überragenden kausalen Einfluss besitzt, oder ob es ein solches überhaupt gibt, kann nur am Erklärungsgegenstand untersucht werden. Durch die oben vorgenommene Einteilung ist aber der Strukturraum definiert, innerhalb dessen sich Handelnde orientieren.

Zur Beantwortung der Frage, wie Handelnde in einer vorgegebenen sozialen Struktur eine Handlungsalternative aus den ihnen verfügbaren auswählen und umsetzen, haben die Sozialwissenschaften eine begrenzte Anzahl genereller, theoretischer Modelle entwickelt. Diese soziologischen Akteursmodelle beschäftigen sich mit dem Handeln als sinnvoll motiviertem Verhalten (Weber) und vor allem mit sozialem Handeln, das in seinem Sinn auf andere Akteure gerichtet oder bezogen ist. Da genau dies mit der hier vorzunehmenden Akteursuntersuchung übereinstimmt, werden vor allem soziologische Akteursmodelle verwendet. Diese werden folgendermaßen bezeichnet:

1. Homo Sociologicus (ein Handelnder, der sein Handeln an sozialen Normen ausrichtet)
2. Homo Oeconomicus (dieser handelt so, dass er damit seinen eigenen erwarteten Nutzen maximiert)
3. „emotional man“ (handelt aufgrund von Emotionen wie Neid oder Liebe)
4. Identitätsbehaupter (die Identität dieser Person ist ihr Selbstbild)

Es wurde eine Reihe wissenschaftlicher Dispute geführt (v.a. zwischen Vertretern der beiden erstgenannten Modelle), welches Modell Allgemeingültigkeit besitzt und welches eigentlich nur einen Spezialfall des anderen darstellt. Diese Diskussion soll jedoch weder aufgenommen noch weitergeführt werden. Der Autor schließt sich Schimank an, wonach keines der Modelle alleine die Wirklichkeit sozialen Handelns in seiner Fülle abbilden kann. Er sieht zudem jedes Modell als ein eigenständiges an, das sich nicht weiter reduzieren lässt. Die Modelle sind somit als jeweilige Ergänzungen, nicht als konkurrierende Ansätze anzusehen. Es ist vielmehr erforderlich, herauszuarbeiten, in welchem Fall welches Modell zu realistischen Ergebnissen kommt, wobei durchaus eine gleichzeitige Anwendung sinnvoll sein kann.

Im Folgenden wird für den Untersuchungsgegenstand gezeigt werden, nach welchen Mustern die entsprechenden Akteure handeln, wo ihre heutigen Interessen liegen und wie sie ihre Handlungsfelder selber definieren. Da es sich um verschiedenartige Akteure handelt, reicht es nicht aus, eines der oben genannten Akteursmodelle anzuwenden, da dadurch wichtige Hand-

lungsmaximen mancher Akteure nicht ausreichend erfasst werden könnten. Insofern wird die Akteursbetrachtung einen Querschnitt aus den existierenden Modellen bilden, was als weiterer Hinweis dafür aufgenommen werden kann, dass sich die Modelle ergänzen.

5.1.2 Soziologische Akteursmodelle

Dieser Abschnitt dient dazu, die in der Akteursbetrachtung zu Hilfe genommenen Modelle in ihren wichtigsten Eigenschaften ohne Bewertung kurz darzustellen. Ausführliche Darstellungen, Erklärungen und Bewertungen der existierenden Modelle werden nicht vorgenommen, diese können der umfangreichen Literatur entnommen werden (siehe u.a. Coleman 1990; Dahrendorf 1967; Durkheim 1885; Esser 1993; Parsons 1972; Schimank 1998; Turner 1962; Wilson 1973).

5.1.2.1 Homo Sociologicus

Dieses Modell spielte bei der Profilierung der Soziologie als eigenständiger Disziplin eine herausragende Rolle. Es ist bis heute eines der wichtigsten Modelle geblieben, auch wenn v.a. in den letzten Jahren zunehmend deutlich geworden ist, dass sich auch mit diesem Modell nur eine Teilmenge aus der Gesamtheit aller Fragen nach Handlungsantrieben erklären lässt. Insbesondere das Modell des Homo Oeconomicus hat bei den Sozialwissenschaften insgesamt heute wohl mehr Aufmerksamkeit erlangt und wird überwiegend eingesetzt.

Ein vornehmliches Streben nach Erwartungssicherheit kennzeichnet den Homo Sociologicus, das ihm durch normative Handlungsorientierungen gegeben wird. Der Homo Sociologicus ist ein Rollenhandelnder, wobei das Rollenhandeln in zwei Arten auftreten kann: zum einen als sogenanntes „role taking“, das aufgrund der Befolgung eindeutiger Bezugsgruppenerwartungen komplikationslos erfolgt, und zum anderen als „role making“, das kreativ und situationsbezogen verschiedene Arten des Rollenhandelns bewältigt.

Historisch betrachtet ging dieses Modell zunächst von sehr starren Handlungsantrieben aus. Das „normative Paradigma“ (wie es später von Kritikern genannt worden ist) zog einen Vergleich zwischen Natur und Sozialität; Normen zwingen soziales Handeln in bestimmte Bahnen, aus denen nicht auszubrechen ist. Durkheim nannte dies „soziologische Tatbestände“ (Durkheim 1885: 114) und deklarierte diese als etwas ebenso Objektives wie die Gesetzmäßigkeiten der Natur.

Dass der Homo Sociologicus des „normativen Paradigmas“ so komplikationslos seinen an ihn gerichteten Rollenerwartungen gerecht wird, hängt jedoch von einer Reihe von Voraussetzungen ab, die so nicht immer gegeben sind. So sind z.B. die Rollenerwartungen verschiedener Bezugsgruppen nicht immer miteinander vereinbar. Die Auseinandersetzung mit solchen Komplikationen fordert dem Akteur kreative Eigenleistungen des „role making“ ab und führt letztlich zum „interpretativen Paradigma“. Damit wird eine beidseitige Wechselwirkung zwischen Normen und Handeln beschrieben, Rollenerwartungen können also vom Akteur verändert werden - wobei weiterhin primär Erwartungssicherheit angestrebt wird.

5.1.2.2 Homo Oeconomicus

Das Modell des Homo Oeconomicus oder „rational choice“ ist ein in den Wirtschaftswissenschaften entwickeltes Akteursmodell. Das Handeln dieses Akteurs ist durch die rationale Kalkulation und Verfolgung seines Nutzens gekennzeichnet. Zu berücksichtigen sind dabei eine

Reihe von Phänomenen wie begrenzte Rationalität, rationale Routinen und Rationalitätsfiktionen, die Unterscheidung von Niedrig- und Hochkostensituationen sowie gesellschaftsstrukturelle Rahmen von Nutzenorientierungen und reflexive Interessen.

Für den Homo Oeconomicus ist, anthropologisch betrachtet, „Weltoffenheit“ kein Mangel, sondern eine Chance zur Zielverfolgung. Menschliches Handeln läuft nicht instinktiv ab, sondern der Mensch hat die Möglichkeit, sich selbst bewusst Ziele zu setzen und diesen nachzugehen. Der Homo Oeconomicus ist vergleichbar mit einem Konsumenten, der Güter kaufen will und nur begrenzte Ressourcen zur Verfügung hat: er trifft seine Wahl gemäß dem Modell nutzenorientiert. Dabei wird er den abnehmenden Grenznutzen ebenso ins Kalkül ziehen wie auftretende Opportunitätskosten, er wird eine umfassende Kosten-/Nutzenanalyse aufgrund subjektiv erwarteter Kosten und Nutzen durchführen, Eintrittswahrscheinlichkeiten beachten und die Zukunft diskontieren.

Der Homo Oeconomicus ist gemäß der Theorie ebenso auf individuelle, kollektive und korporative Akteure anwendbar. Dabei wird davon ausgegangen, dass korporative Akteuren häufiger als Homo Oeconomicus auftreten als die anderen Akteursgruppen und ihre Fähigkeiten zur rationalen Nutzenverfolgung größer sind als die von Individuen (Geser 1990).

5.1.2.3 „emotional man“

Mit Emotionen werden hier nur solche bezeichnet, die soziale Relevanz besitzen. Es kommen somit solche in Betracht, die sich auf Inhalte und Formen sozialer Beziehungen richten. Monologisches Erleben und Handeln (wie bei der Betrachtung von Naturschönheiten) bilden keinen Gegenstand dieses Modells.

Bei genauer Untersuchung der Theorietradition ist festzustellen, dass fast alle soziologischen Klassiker die emotionale Dimension sozialen Handelns zumindest erwähnen (Gerhards 1988). Explizit stellte Max Weber neben das „zweckrationale“, das „traditionelle“ und das „wertrationale“ auch das „affektuelle“ Handeln (Weber 1922: 12). Danach wird also der Sachverhalt für theoretisch bedeutsam erachtet, dass das Handeln einer Person auch durch momentane oder dauerhafte Gefühlslagen bestimmt sein könnte. Allerdings hat Weber dies nur erwähnt, nicht aber weiter bearbeitet, „affektuelles“ und „traditionelles“ bleiben theoretische Restgrößen²⁵⁶.

Das Modell des „emotional man“ hat in den letzten 20 Jahren größere Aufmerksamkeit in der Theoriediskussion gefunden. Dabei stellte sich heraus, dass emotionale Reaktionsmuster (seien sie auch vordergründig spontan) bereits sozial geprägt sind, „also in intersubjektiv geteilte Sinnmuster eingebettet sind“ (Schimank 1998: 95). Daraus ergibt sich für akteurspezifische Modelle, dass Emotionen nicht bloßes Verhalten sind und somit auch Beachtung finden müssen. Um realitätsnahe Aussagen treffen zu können, ist aber grundsätzlich zu hinterfragen, ob die durch Weber vorgenommene Trennung von „Handeln“ und „Verhalten“ überhaupt noch aufrecht erhalten werden sollte.

Heute werden drei Auslösefaktoren für emotionales Handeln unterschieden: plötzlich auftretende Erwartungsenttäuschungen, Routinisierung von Emotionen und inszenierte Emotionen. Eine weitere Ausarbeitung solcher Faktoren steht allerdings noch aus. Welche Handlungen

²⁵⁶ Dies liegt letztlich darin begründet, dass Weber „Handeln“ vom bloßen „Verhalten“ abzugrenzen bemüht ist und er diese beiden Arten jeweils eher dem „Verhalten“ denn dem „Handeln“ zuordnet.

dabei ausgelöst werden, hängt vom Typus des „emotional man“ ab. Dabei werden zwei Typen unterschieden, der „pure emotional man“ und der „constrained emotional man“, die sich vornehmlich in der jeweiligen Kompetenz des „emotion management“ unterscheiden (Flam 1990; Hochschild 1979). Die Handlungserklärung beim „constrained emotional man“ läuft auf eine Mischung von „pure emotional man“, Homo Sociologicus und Homo Oeconomicus hinaus.

5.1.2.4 Identitätsbehaupter

Auch die Behauptung der persönlichen Identität kann zu einem dominanten Handlungsantrieb werden und sich gegen Normen, den eigenen Nutzen oder auch gegen eigene Emotionen richten. Überlegungen zu solch einem Handeln existieren deutlich länger als beim „emotional man“ (v.a. durch Irving Goffmann), jedoch fehlt bis heute „ein fertig ausgearbeitetes soziologisches Akteurmodell“ (Schimank 1998: 108ff).

Bei empirischen Untersuchungen wurde festgestellt, dass es drei Arten von Identitätsbeschreibungen gibt. Im Zentrum stehen zumeist evaluative Selbstansprüche: die Vorstellungen darüber, wie eine Person sein und leben will. Dies kann mit Forderungen an die eigene Person, aber auch an die soziale Umwelt verbunden sein. Flankiert werden diese durch normative Selbstansprüche, sie sind das Gewissen einer Person und fungieren immer als Restriktion bei der Verfolgung evaluativer Selbstansprüche. Relativiert werden die ersten beiden Arten durch kognitive Selbsteinschätzungen. Diese betreffen die Fähigkeiten und Möglichkeiten einer Person, ihre Selbstansprüche zu verwirklichen. Auftretende Diskrepanzen können negativ wie positiv aufgenommen werden und motivierend bzw. demotivierend wirken.

Diese Sachverhalte gelten nicht nur für individuelle Akteure, sondern lassen sich gleichfalls auf kollektive und korporative Akteure (z.B. über das „corporate identity“) anwenden.

5.1.3 Biomasse-Akteure

Die Nutzung von Biomasse kann, wie bereits gezeigt worden ist, auf vielfältige Weise erfolgen und erfordert eine Reihe von Kooperationen zwischen unterschiedlichen Akteuren. Aber nicht nur die Nutzung selber, sondern auch die Ressourcenbeschaffung führt über verschiedene Wege, die zudem weit über das Teilsystem Energiewirtschaft hinaus reichen. Es handelt sich somit bei der Produktion und Nutzung von Biomasse um eine Strategie, die die Grenzen von klassischen Teilsystemen überschreitet. Akteure kommen aus Bereichen zusammen, die jeweils völlig eigene binäre Codes aufweisen und zumeist in der Vergangenheit weder miteinander kooperieren noch kommunizieren mussten.

Folgende Akteursgruppen können im Bereich von Biomasse eine wichtige Rolle einnehmen:

- Bauern und deren korporative Akteure
- Holzwirtschaft
- Energieversorgungsunternehmen und Independent Power Producer
- Staat
- Logistik-/Kompetenzzentren
- Entsorgungsbetriebe

Energieversorgungsunternehmen, Staat und Entsorgungsbetriebe stellen keine neuen Akteure im Sektor Energiewirtschaft dar. Entsorgungsbetriebe sind oftmals entweder städtisch oder sie sind Tochterunternehmen von Energieversorgern. In beiden Funktionen beschäftigen sie sich

mit der Verwertung, also auch mit der thermischen Behandlung, von Abfällen jeglicher Art. Verwaltung und Politik haben sich, begründet durch ihre Aufgabengebiete, ebenso wie Energieversorgungsunternehmen immer mit energiewirtschaftlichen Fragen auseinander gesetzt.

Neu hinzu kommen drei weitere Akteursgruppen: Bauern, Holzwirtschaft und Logistikzentren/-unternehmen. Die zuletzt genannte Gruppe wird hier eigenständig genannt, da gegenüber der üblichen Logistik in einem EVU eine Reihe weiterer Anforderungen gestellt werden, die eine eigene Qualität ausmachen. Denn Biomasse-Logistikzentren bewegen sich genau auf der Schnittstelle beispielsweise zwischen Forst- und Landwirtschaft auf der einen und Energiewirtschaft auf der anderen Seite und müssen somit beidseitigen Ansprüchen gerecht werden, in dem sie eine Mittlerrolle einnehmen.

Im Folgenden werden nicht alle sozialen Strukturen untersucht, die zwischen den jeweiligen Akteursgruppen herrschen, denn einige sind von geringerer Bedeutung. So existieren beispielsweise funktionierende Strukturen zwischen Bauern und Verwaltung oder zwischen Energieversorgern und Politik, die jedoch in Bezug auf Biomasse nicht zum Tragen kommen. Die Strukturen zwischen Bauern und Verwaltung beziehen sich beispielsweise auf die Produktion von Lebensmitteln, nicht aber auf die von Energieträgern. Die Beziehungen zwischen EVU und Politik wiederum beziehen sich zwar auf Energieträger, berühren jedoch nicht das Thema Lebensmittelproduktion und stehen auch nicht im Kontext einer Vielzahl möglicher Kleinproduzenten von chemischen Energieträgern.

Aus diesem Grund wird nur auf diejenigen Handlungsmuster und -strukturen eingegangen, welche in unmittelbarem und richtungsweisendem Zusammenhang mit der Erzeugung und Nutzung biogener Energieträger stehen. Drei Fragen sind dabei untersuchungsleitend:

1. Welche Interessen verfolgen die Akteure mit welchen Handlungsmustern?
2. Welche Bedingungen müssen herrschen, damit Biomasse umfassend genutzt werden kann?
3. Welche Chancen und Gefahren bestehen für die Akteure?

Aus der Beantwortung dieser Fragen lassen sich Empfehlungen einer weiteren Umsetzung ableiten. Die Analyse wird sich schwerpunktmäßig mit der Akteursgruppe *Bauern* auseinandersetzen, da hier - wie noch gezeigt wird - die entscheidende Variable für einen funktionierenden und ökologisch verträglichen Markt zu suchen ist.

5.1.3.1 Bauern und deren korporative Akteure

Der Sektor Landwirtschaft hat sich in den letzten 50 Jahren sehr problematisch entwickelt. Den grundsätzlich zu begrüßenden Produktivitätssteigerungen und der zunehmenden Versorgungssicherheit stehen eine Reihe sozialer Probleme gegenüber. Die Ertragslage wird zunehmend schwieriger, die Zahl der Beschäftigten ging, wie bereits in Abschnitt 2.3 gezeigt, sehr deutlich zurück, der klassische Familienbetrieb, der sich über mehrere Generationen erstreckt, ist in modernen Gesellschaften unattraktiv geworden, die Ansprüche der Gesellschaft werden immer höher und Modernisierungsstress hat Einzug gehalten²⁵⁷. Arbeitszeiten, Unsicherheiten

²⁵⁷ Neuere Studien zeigen, dass bei Bauern ein akuter Zeitnotstand ausgebrochen ist. Der Grund liegt darin, dass gewonnene Zeit durch moderne Technologien in die Bewirtschaftung von mehr Flächen oder mehr Tieren fließt und daraus ein sich selbst verstärkendes System entsteht (Müller 1998a).

beim Absatz, politische Abhängigkeiten (EU-Politik etc.), scheinbar geringe eigene Gestaltungsmöglichkeiten, fehlender Urlaub, Nachwuchssorgen - all dies sind Probleme, vor denen Landwirte in Deutschland stehen und nicht selten kapitulieren. Im Gegensatz dazu stehen agro-industrielle Komplexe, die gegenüber den kleinen und mittelständischen Betrieben erheblich mehr ökonomische Macht und politischen Einfluss besitzen: „Neben dem Kleinbauern, der sich ideologisch ausgenutzt und betrogen fühlt, steht der Wachstumsbauer, der Sorge hat, dass die nächste staatliche Förderung für ihn zu spät kommt“ (Poppinga 1989).

Erschwerend wirkt sich aus, dass es sich hier um einen Sektor mit starken Traditionen²⁵⁸ handelt, dieser allerdings in Deutschland - im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern - keine Chance hatte, sich mit den entsprechenden Charakteristika zu halten (Poppinga 1989: 25). Weiterhin bedeutet dies, dass sich die individuellen wie auch korporativen Akteure (Bauern und v.a. Bauernverband) wenig flexibel bezüglich neuer Anforderungen und Chancen zeigen und versuchen, an lange existierenden Strukturen festzuhalten²⁵⁹. Lediglich die Wachstumsbauer, oder auch Agroindustrielle haben in große, hochproduktive Betriebe investiert - ohne jedoch auf naturgegebene Grenzen zu achten²⁶⁰. Ansonsten herrscht insbesondere gegenüber Innovationen von außen ein sehr konservatives Investitionsverhalten vor (Kölsch 1990: 190).

Aus diesem Spannungsfeld ergibt sich eine Zwangslage zwischen normkonformem und nutzenorientiertem Handeln, zwischen einer nachhaltigen Nutzung ihrer natürlichen Ressourcen und möglichst hoher Produktivität. Da allerdings ökonomische Zwänge derart stark auf Bauern wirken, tendiert das Handeln eher zum zweiten Pol - wodurch die Identität von Bauern jedoch in Frage gestellt wird und damit auch ein Teil des aus dieser Identität resultierenden Bewusstseins²⁶¹. Es kommt heute darauf an, die „...soziale, wirtschaftliche und kulturelle Identität der Bauern, ihr eigentliches Selbstverständnis, kraft dessen sich die Kulturlandschaft Europas in den letzten tausend Jahren ausbildete, zu ersetzen durch die rein ökonomischen Gesichtspunkte der Industriegesellschaft“ (Heindl 1989: 247). Eine umfassende empirische Untersuchung zeigte jedoch, dass die Landwirtschaft für Bauern nicht nur eine Erwerbsform, sondern auch eine Lebensform darstellt, die sich bewusst und deutlich von anderen Formen des Lebens in einer Industriegesellschaft unterscheidet (Kölsch 1990: 90f). Nur die relativ kleine Gruppe der Agroindustriellen hat sich ganz dem vermeintlichen Primat der Mengenerzeugung gewidmet und übt damit einen großen Druck auf die Preise aus.

Die Handlungsstrukturen von Bauern sind vornehmlich, aufgrund der entsprechenden Wirtschaftsstrukturen, passiv geprägt. Die produzierten Güter hängen von den jeweiligen natürlichen Gegebenheiten sowie von den am Markt zu erzielenden Preisen ab, wobei diese nicht frei verhandelt werden, sondern zumeist einseitig vorgegeben sind. Damit gestaltet sich der Handlungsraum - vordergründig - als extrem eingeschränkt aus. Welchen Stellenwert festgelegte Preise für Bauern haben, zeigen Tendenzen zur Einführung regional differenzierter Prei-

²⁵⁸ wie Aufrechterhaltung der Bindungen zu den Vorfahren, Erhaltung des Hofes als Teil der eigenen Geschichte, Freiheit von Fremdbestimmung, Selbstständigkeit und Sicherheit.

²⁵⁹ Von Kölsch (1990: 225ff) wurde dieser Typ treffend als „Widerstandstyp aus Tradition“ bezeichnet.

²⁶⁰ Von Kölsch (1990: 219) mit „Anpassungstyp“ benannt.

²⁶¹ Häufig ist ein Nebeneinander von wertorientiertem und nicht-wertorientiertem, nutzenorientiertem Handeln festzustellen. Im Produktionsbereich verlieren traditionelle Werte zunehmend an Geltung, während sie im nicht-produktiven Bereich (z.B. Familienleben) relevant bleiben oder sogar an Bedeutung gewinnen (vgl. Buntzel 1987: 38).

se, um natürliche Gegebenheiten auszugleichen - die Abschaffung regulierter Preise steht nicht zur Debatte.

Der wichtigste korporative Akteur der Bauern, der Bauernverband, ist dabei einerseits auf politischer Ebene hilfreich, indem er versucht, die Interessen seiner Mitglieder national wie EU-weit zu vertreten. In der Vergangenheit bedeutete dies hauptsächlich, darauf hinzuwirken, Subventionen aufrecht zu erhalten und den europäischen Markt weiterhin abzuschotten. Andererseits ist der Bauernverband regional aktiv, indem er beispielsweise Fortbildungen für Bauern organisiert und als Ansprechpartner zur Verfügung steht. Der Bauernverband versteht sich allerdings nur als Vertretung konventionell oder integriert wirtschaftender Bauern und sieht ökologisch wirtschaftende Betriebe einschließlich deren Interessensverbände als unwillkommene Konkurrenz an (Bartels 2001).²⁶²

Ziel des Verbandes sowie der von ihm vertretenen Mitglieder ist die Sicherung oder Verbesserung der Ertragsituation mit den klassischen Produkten unter Beibehaltung traditioneller Betriebsstrukturen. Allerdings zeigen Politikanalysen, dass der Bauernverband eher zu den schwächeren Interessenvertretungen gehört und hauptsächlich dann in Erscheinung tritt, wenn politische Weichenstellungen des Staates unterstützt werden: „Ein Verband zur Durchsetzung eigenständiger Bauerninteressen ist er nur dem Mythos nach“ (Poppinga 1989: 32)²⁶³. Ein Grund könnte allerdings auch bei den Bauern selber liegen: die schlechte ökonomische Lage vieler Betriebe führt dazu, dass der Nachbar häufig nur noch als potenzieller Konkurrent wahrgenommen wird und die Bereitschaft zur Kooperation nachlässt, die Kommunikation untereinander gestört ist und die Lebensform Landwirtschaft in Frage gestellt wird (Kölsch 1990: 94).

Neue Einkommensmöglichkeiten wie die Erzeugung und Nutzung von Biogas oder die Produktion von Energieträgern werden bisher nur sehr selten verfolgt. Interessanterweise ist die Nutzung von Biogas zuerst von Bauern betrieben worden, die nach ökologischen Kriterien wirtschaften²⁶⁴. Auch die entsprechende Interessenvertretung, der Fachverband Biogas e.V. ist aus dieser Szene hervorgegangen. Der Grund dürfte darin liegen, dass ökologische Betriebe einerseits versuchen, eine Kreislaufwirtschaft anzustreben und andererseits ganzheitliche Aspekte Beachtung finden - diese Bauern also nicht nur an gesunden Lebensmitteln interessiert sind, sondern an einer intakten Natur im Allgemeinen (s. nächste Seite ff).

Hingegen wird insbesondere in den letzten zwei bis drei Jahren die Erzeugung von Energiepflanzen v.a. vom Interessensverein CARMEN e.V. propagiert. Auch der Bauernverband hat diese Form der Erzeugung von Energieträgern als verfolgenswert erachtet. Ein in diesem Bereich entstehender Markt käme den traditionellen Schemata relativ nahe, da auch hier lediglich Pflanzen zu produzieren und zu vermarkten wären. Allerdings werden bei der heute abzusehenden Entwicklung zwei Aspekte kaum beachtet: Erstens handelt es sich um eine konventionelle Pflanzenproduktion (die ökologisch produzierenden Bauern sind in diesen Prozess

²⁶² Neben dem Bauernverband existieren eine Reihe weiterer Akteure, die in geringerem Maße Einfluss auf die Landwirtschaft nehmen, z.B. Landwirtschaftskammern, Maschinenring, landwirtschaftliche Familienberatungsstellen der Kirchen, Hausbanken, Lohnsteuerhilfvereine, landwirtschaftliche Buchstellen.

²⁶³ Durch die aktuellen Diskussion um BSE und Tierhaltung versucht der Bauernverband jedoch wieder eine stärkere Position zu erhalten. Auf der anderen Seite nimmt die Kritik am Bauernverband von Seiten der Landwirte deutlich zu und schwächt dessen Position.

²⁶⁴ Von Kölsch (1990: 222ff) mit „Widerstandstyp aus einer Antizipation einer anderen besseren Landwirtschaft“ bezeichnet.

kaum integriert) mit den bereits geschilderten ökologischen Problemen. Zweitens wird von Seiten der Pflanzenanbieter und deren Interessenvertretungen die Marktmacht von Energieversorgungsunternehmen deutlich unterschätzt. Denn es handelt sich in diesem Kontext nicht um einen stark geschützten und regulierten Markt wie bei Lebensmitteln, sondern um einen seit wenigen Jahren sehr dynamischen, deregulierten Markt mit einigen großen, ressourcenintensiven²⁶⁵ Akteuren.

Sprache, Informationsaufnahme, gesellschaftliche Normen und Vorstellungen, Kooperationsverständnis, Formen der Kommunikation und Handeln sind im bäuerlichen Bereich über Jahrhunderte hinweg ausgebildet und geprägt worden. Städtische Entwicklungen, die heute die Entwicklung eines mitteleuropäischen Staates hauptsächlich ausmachen, sind oftmals nur in geringer oder karikiert Form bei den Akteuren angekommen, die unfreiwillig in vergleichsweise großer Isolierung leben und arbeiten. Bereits bei der Ansiedlung von aus Städten kommenden Neubürgern ist ein großes Konfliktfeld zu erkennen. Es treffen zwei unterschiedliche Lebensformen aufeinander, was häufig nicht zu einer Erweiterung des persönlichen Horizonts führt, sondern zu einem Machtkampf um die Dominanz einer Lebensform. „Die Neubürger bringen häufig eine Dynamik in die Dörfer, die der Lebenswelt der Landwirte, die von einem langsamen Entwickeln nach dem Vorbild der Natur geprägt ist, fremd ist. Die Zugezogenen werden als die Vermittler neuer Ideen und Entwicklungen aus der Stadt wahrgenommen, die die traditionale Lebensform in den Dörfern zerstören“ (Kölsch 1990: 111).

Daher sind Bauern neuen Anforderungen als traditionell orientierte Kleinunternehmer kaum gewachsen. Eine zunehmend fehlende soziale Stabilität trägt zudem dazu bei, dass Bauern in deregulierten Märkten Akteure mit einer schwachen Position darstellen, deren Ressourcen also begrenzt sind. Als weiteres Problem kommt hinzu, dass sich dieser Sektor in zwei Richtungen gespalten hat, zum einen in die konventionell und zum anderen in die ökologisch wirtschaftenden Betriebe und korporativen Gruppen. Die erste Gruppe ist dabei die wesentlich Einfluss reichere.

Zu welchen Folgen eine geschäftliche Kooperation zwischen Bauern und Energieversorgungsunternehmen führen kann, ist am Beispiel Dänemark zu sehen. Dort wurden in den letzten Jahren vermehrt Biomasse-Heizkraftwerke in Betrieb genommen. Die Brennstoffe werden weitgehend von regionalen Land- und Forstwirten an die Kraftwerksbetreiber geliefert. Diese Betreiber versuchen aus eigenem, ökonomischen Interesse heraus, die Brennstoffe möglichst preiswert zu erhalten. Dabei kam es vor, dass die Lieferanten gegenseitig „ausgespielt“ worden sind und die Preise stark sanken. Eine Reaktion der Bauern war, Lieferungen und Produktion vollständig einzustellen und diesen Markt aufzugeben – nur selten erfolgten Anbieterzusammenschlüsse, um die eigene Marktposition gegenüber den Kraftwerksbetreibern zu verbessern. (Dirkes 1999)

Exkurs: Der ökologisch wirtschaftende Betrieb

Ökologisch wirtschaftende Bauern fühlen sich selber zur Lebensform Landwirtschaft gehörend und werden teilweise auch so von konventionellen Bauern wahrgenommen (Kölsch 1990). Allerdings gibt es wichtige Unterschiede: Ökologisch wirtschaftende Bauern sehen sich als die wahren und letzten Vertreter dieser Lebensform, wohingegen konventionelle Betriebe diese schnell als „Spinner“ aburteilen. „Auch der ökologische Landbau ist in den Augen

²⁶⁵ Ressourcen sind hier „Quellen, aus denen sich Macht schöpfen lässt“ (Schneider 1998: 67).

vieler Landwirte ein Phänomen, was auf Einflüsse aus den Städten zurückzuführen ist“, er wird als etwas Fremdes wahrgenommen, das die eigene Lebensform in Frage stellt (Kölsch 1990: 116).

Im Vergleich zu konventionell arbeitenden Bauern bestehen hauptsächlich drei Unterschiede in der Sozialität: Ökologisch wirtschaftende Bauern besitzen andere Vorstellungen von einem guten sozialen Miteinander, mit der Umstellung vergrößert sich sowohl der geistige als auch der räumliche Horizont²⁶⁶, und sie werden von den konventionellen Bauern stigmatisiert²⁶⁷. Viele Ökobauern nehmen nur wenig am Dorfleben teil, eine Kommunikation mit konventionellen Kollegen findet kaum bis gar nicht statt. Daraus resultieren häufig große soziale Probleme im Dorf und in der Familie, Neubürger hingegen zeigen Anerkennung und Zustimmung.

Ökobauern sind oftmals auf der Suche nach eigenen Vermarktungswegen, da gerade die Vermarktung häufig ein Problem darstellt, und verfolgen intensiver Direktvermarktungsstrategien, sind also näher am Endkunden. Dabei existiert bei den Akteuren der Wunsch nach kollektiver Arbeit, die durch den intensiven Einsatz von Maschinen verloren ging. „Der hohe Arbeitskraftbesatz ökologischer Betriebe ist also nicht nur funktional...zu erklären, sondern [erklärt sich, d. V.] auch aus dem Bedürfnis...mit anderen Menschen zusammen zu arbeiten“ (Kölsch 1990: 121). Der Wille zu Kooperation und Kommunikation mit ähnlich Gesinnten ist hier demnach weitaus ausgeprägter als bei den konventionellen Kollegen. In Interviews ist immer wieder festzustellen, dass Ökobauern ihre Arbeit persönliche Freude bereitet und sich ihr Horizont erweitert hat, da sie viele neue Menschen kennen lernen mussten und wollten (Müller 1998a: 154ff).

Eine Ausnahme stellt in dieser Hinsicht die Einstellung und Kooperationsbereitschaft zu Großbetrieben²⁶⁸ dar. Hier vermischen sich zwei Ängste miteinander: einerseits die, aufgrund von bei den Großbetrieben auftretenden Skaleneffekten die eigene Marktstellung zu verlieren. Andererseits werden größere Agglomerationen oftmals prinzipiell abgelehnt. Dies führt sogar bei den ökologisch wirtschaftenden Bauern häufig zu einer Ablehnung von Großbetrieben, die von konventioneller auf ökologische Landwirtschaft umstellen wollten. Umstellungswillige Betriebsleiter nahmen oftmals wieder Abstand von dieser Maßnahme, da sie dann keine Akteursgruppe gehabt hätten, der sie sich hätten anschließen können (Kölsch 1990: 153).

Ein Großteil der Ökobauern ist politisch stark engagiert und motiviert, sie verstehen ihre Produktionsweise als Alternative zur Agrarpolitik, die Änderung der eigenen Lebensweise wird als politischer Prozess betrachtet. Alle Bauern sind mit der bundesdeutschen Agraropposition strukturell verbunden oder streben eine solche Verbindung an²⁶⁹. Die ökologischen Bauern lehnen das seit den 60er Jahren vorherrschende agrarpolitische Leitbild vom „Wachsen oder Weichen“ ebenso ab wie die ausschließliche Orientierung an der ökonomischen Zweckrationalität. Bäuerliche Werte wie Vielfältigkeit bei der Arbeit, der pflegerische Umgang mit Boden und Tieren, gute soziale Beziehungen und die Ablehnung einer Produktion rein nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten haben für Ökobauern einen hohen Stellenwert - wert-

²⁶⁶ Ökobauern leben in neuen sozialen Beziehungen, die über das Dorf und die üblichen Vermarktungswege hinaus reichen. Sie gewinnen Distanz zum Dorf und werden weltoffener.

²⁶⁷ aufgrund der Einschätzung, es handele sich um einen Angriff auf die eigene Lebensform.

²⁶⁸ Damit werden Betriebe bezeichnet, die eine Wirtschaftsfläche von mehr als 100 ha besitzen.

²⁶⁹ Anerkennung und Zertifizierung durch die Anbauverbände (wie Demeter, Bioland), Mitglieder bei der „Arbeitsgemeinschaft bäuerlicher Landwirtschaft (AbL)“ etc.

orientierte Handlungen beziehen sich hier also auch deutlich auf den produzierenden Bereich. Für Ökobauern ist ein „guter Landwirt“ nicht nur jemand, der gut ausgebildet worden ist, sondern jemand, der Freude an seiner Arbeit hat, weil sie Spaß macht, der Natur und den Menschen hilft und Nahrung von guter Qualität erzeugt. Modelle des Homo Sociologicus und des Identitätsbehaupters greifen hier noch viel stärker als bei konventionell wirtschaftenden Landwirten.

5.1.3.2 Holzwirtschaft

Die Holzwirtschaft besteht hauptsächlich aus folgenden Akteuren:

- Forstämtern
- Waldbauern
- Staatlichen Holzvermarktern
- Sägewerken
- Holzverarbeitenden Betrieben

Insbesondere in den letzten Jahren ist die Holzwirtschaft unter starken Druck geraten, da preiswertes Holz aus Osteuropa auf den Markt drängt. Verschärft wurde diese Lage durch die wetterbedingten Holzschäden in Süddeutschland. So haben beispielsweise in der holzreichsten Region Deutschlands, im Lahn-Dill Kreis in Hessen, innerhalb der letzten 5 Jahre mehr als die Hälfte aller kleinen Sägewerke Konkurs angemeldet, und die Preise für Holz sind durchschnittlich um 30 bis 50% gesunken²⁷⁰. Erschwerend kommt hinzu, dass kleine Sägewerke zunehmend in eine Abhängigkeit von großen weiterverarbeitenden Betrieben geraten. So kann die Spanplattenindustrie mittlerweile die Preise quasi willkürlich bestimmen, ohne dass die Sägewerke entsprechende Gegenressourcen hätten (Heuser 2000; Wissner 2000). Aus diesem Grund sind Sägewerksbetreiber sehr interessiert an einer Diversifizierung der Nachfragestruktur und würden vor allem Späne gerne anderweitig vermarkten.

Davon erhoffen sie sich stabile Preise, eine geringere Abhängigkeit von einzelnen Käufern und über Beteiligungsmodelle neue Einkommensmöglichkeiten²⁷¹. Manche Betreiber sind darüber hinaus auch aus ökologischen Gründen motiviert, Holz energetisch zu verwerten – dabei soll das Einkommen lediglich in der gleichen Höhe wie bisher liegen. Insofern ist bei Sägewerksbetreibern festzustellen, dass es sich auch hier um eine Mischung verschiedener Handlungsmuster und Motivationen handelt. Insbesondere Betreiber, die Holz nicht nur sägen, sondern auch zu ökologischen Produkten²⁷² weiterverarbeiten, handeln deutlich stärker identitätsorientiert als kurzfristig nutzenorientiert.

Auf der Holzproduzentenseite sind im Falle der Waldbauern die Handlungsstrukturen ähnlich wie bei den zuvor besprochenen landwirtschaftlichen Bauern, so dass hier nicht näher auf diese Akteure eingegangen werden soll. Interessant ist aber hier vor allem die enge Kooperation mit Forstämtern und staatlichen Vermarktern. Bei staatlichen Forstleuten ist diese Kooperation hingegen schon aus der Struktur heraus gegeben. Die Intensität der Nutzung hängt in beiden Fällen von den eigenen Ansprüchen an eine nachhaltige Waldnutzung ab – auch hier

²⁷⁰ Lt. einer zu Beginn des Jahres 2000 eigens durchgeführten Umfrage beim Forstamt des Regierungspräsidiums Gießen und stichprobeartig bei fünf Sägewerken aus der Region.

²⁷¹ Beteiligungen an Anlagen zur Energieumwandlung, die das eigens bereit gestellte Holz nutzen.

²⁷² z.B. zu sog. Naturholzmöbeln (Verarbeitung heimischer, aus nachhaltiger Waldnutzung stammender Hölzer ohne Behandlung mit Stoffen, die im Verdacht stehen, gesundheitsschädlich zu sein).

kann der Wald sozusagen „ausgesogen“ werden oder deutlich naturnäher bewirtschaftet werden. Da im Falle der Forstämter ein zu anderen Branchen vergleichsweise geringer ökonomischer Druck besteht, tendiert man hier eher dazu, nicht an die Grenzen der ökologischen Belastbarkeit zu gehen. Aber auch bei Waldbauern stellt der traditionelle, also nachhaltige, Umgang mit dem Wald ein wichtiges Identitätskriterium dar. Ein Großteil der privaten Waldfläche in Deutschland ist im Besitz von adligen, aus dem Feudalsystem übrig gebliebenen Familien und Besitzverhältnissen, die heute wenig Interesse an einer intensiven Bewirtschaftung ihrer Wälder haben, da sie anderweitig wirtschaftlich aktiv sind.

Ein wichtiges Bindeglied in der gesamten Holzwirtschaft stellen die staatlichen Vermarkter dar, die oftmals an die Regierungspräsidien angegliedert sind. Sie handeln regionale Preise aus, setzen Qualitätsstandards fest und beschäftigen sich mit neuen Vermarktungsmöglichkeiten. Diese Tätigkeiten erfolgen nicht nur für die staatlichen Wälder, sondern im Zuge der regionalen Kooperation werden auch Waldbauern und Sägewerke einbezogen. Je nach Engagement der Verantwortlichen kann es sich dabei um einen von eigenen Interessen relativ unabhängigen Akteur handeln, der kollektive Interessen wahrnimmt.

5.1.3.3 Energieversorgungsunternehmen und Independent Power Producer

Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind spätestens seit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes dazu angehalten, nutzenorientiert zu handeln²⁷³. Insofern werden sie auch nur dort aktiv, wo sie ein funktionierendes Geschäftsfeld erwarten. Im Folgenden sollen nicht alle Strukturen und Handlungen von EVU behandelt werden, sondern nur diejenigen, die in Zusammenhang mit Bioenergieträgern stehen oder stehen können.

Biomasse musste für EVU bisher kein Thema sein, da aufgrund fehlender politischer Rahmensetzungen der ökonomische Handlungsdruck zu gering war, die Nutzung von Biomasse als neues Geschäftsfeld anzunehmen. Dies hat sich durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), welches seit April 2000 in Kraft ist, allerdings geändert. Eine Reihe von Anlagen kann nun wirtschaftlich betrieben werden, und vor allem im Zuge der Vermarktung von „Grünem Strom“ bieten sich hier gute Möglichkeiten, rentabel biogene Energieträger zu nutzen.

Noch bestehen jedoch keinerlei Erfahrungen im Umgang mit Bauern und der Holzwirtschaft, da diese Akteursgruppen bisher nicht zum Handlungsbereich von EVU gehörten. Auch fehlen Erfahrungen mit Biomasse-Logistikzentren, denn die Brennstoffverfügbarkeit bei Öl, Gas, Kohle und Strom war in den letzten Jahrzehnten, abgesehen von kurzen Schocks durch die Ölkrisen, immer gegeben. Diese fehlenden Erfahrungen in Zusammenhang mit den bereits erwähnten verschiedenen binären Codes der potenziellen Biomasseakteure stellen zurzeit noch ein großes Hemmnis dar. So ist in den ersten Monaten auch nicht zu erkennen, dass in Bezug auf Biomasse die EVU ihre Geschäftspolitik grundsätzlich geändert hätten.

Wären diese Hemmnisse aber erst einmal überwunden, könnten EVU, gerade unter den heutigen, sehr dynamischen Bedingungen auf dem Energiesektor, schnell und – vor allem die größeren - mit großer Marktmacht auftreten. Die ihnen zu Verfügung stehenden Ressourcen sind um mehrere Größenordnungen höher als bei den potenziellen Brennstoffanbietern der Land-

²⁷³ EVU als Gesamtkteur haben zuvor zwar auch nutzenorientiert gehandelt, sie bewegten sich dabei allerdings in einem monopolistischen Markt, so dass die Handlungsmuster sich deutlich unterschieden haben. Darüber hinaus war häufig die so genannte Versorgermentalität bei EVU-Mitarbeitern festzustellen, die letztlich eine Mischung aus Homo Siciologicus, Homo Oeconomicus und vor allem Identitätsbehauptung darstellt.

und Forstwirtschaft. Dadurch würde eine starke Disparität zwischen diesen Marktakteuren entstehen, die insbesondere für die Landwirtschaft negative Folgen haben könnte. Die Gefahr des Diktierens von Preisen, des Austaktierens von Bauern und der Schaffung von neuen Abhängigkeitsstrukturen ist aufgrund dieser ungleichen Ressourcenverteilung äußerst hoch.

Interessant in diesem Zusammenhang ist, dass die Shell AG schon heute einer der größten Waldbesitzer der Erde ist, um das Holz eines Tages energetisch verwerten zu können (Shell 2001). Da es bei solchen Aktivitäten ausschließlich um die möglichst umfangreiche Erzeugung von Biomasse geht, können ökologische und soziale Folgen erheblich sein. Auch ist im Bereich der Landwirtschaft die Frage aufzuwerfen, ob unter dem Einfluss großer EVU nicht die Lebensmittelerzeugung zunehmend in den Hintergrund gerät, zumindest aber deren ökologische Grundlage gefährdet wird.

Eine im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien sehr interessante Gruppe von Akteuren sind die sogenannten Independent Power Producer (IPP). Dies sind im Zuge der Liberalisierung neu auf den Markt gekommene Versorgungsunternehmen, die versuchen, den klassischen Energieversorgern Konkurrenz zu machen und Kunden abzuwerben. Dies geschieht entweder durch den Bau und Betrieb sehr moderner, hoch-effizienter Kraftwerke (zumeist GuD-Anlagen). Die Stromgestehungskosten dieser Kraftwerke sind sehr gering (s. Kapitel 3) und damit besteht am liberalisierten Markt eine gute Ausgangsposition. Oder es werden die Vergütungssätze und Abnahmeverpflichtungen, die sich aus dem EEG ergeben, ausgenutzt. Damit kann der Strom aus erneuerbaren Energien so verkauft werden, dass die Kosten gedeckt und Gewinne erwirtschaftet werden können. Dieser zweite Weg wird aufgrund einer ökologischen Motivation (wie bei der Fa. Naturstrom) oder aufgrund günstiger ökonomischer Randbedingungen beschritten²⁷⁴.

Welche Motivation es auch sein mag, festzustellen bleibt, dass es sich zumeist um junge und flexible Unternehmen handelt, die eine Dynamik auf dem gesamten Markt in Gang gesetzt haben. Dies ist insbesondere daran zu erkennen, dass große EVU wie RWE entweder ebenfalls verstärkt auf GuD-Anlagen setzen oder vermehrt in erneuerbare Energien investieren. Gerade IPP sind aufgrund ihrer Handlungsstrukturen prädestiniert für das Schaffen neuer Akteursverbände, wie es im Bereich der Biomasse notwendig ist.

5.1.3.4 Staat

Der Staat ist auf allen hier angesprochenen Ebenen aktiv und beeinflusst alle betroffenen Akteure, steht jedoch andersherum auch unter Einfluss seitens der Akteure. Die Themen Energie und Landwirtschaft werden jedoch aufgrund der historischen Entwicklung üblicherweise streng separat behandelt und sind auf mehrere Ressorts aufgeteilt.

Im Rahmen der Energiewirtschaft setzt der Staat den Handlungsrahmen insbesondere durch das Energiewirtschaftsgesetz fest. Darüber hinaus sind eine Reihe weiterer, wichtiger Gesetze und Verordnungen erlassen worden, so z.B. das mehrfach erwähnte EEG, die Technischen Anleitungen oder die Wärmeschutzverordnung. All diese Erlasse haben großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Maßnahmen und sind somit direkte und wirkungsvolle Elemente der Politikbeeinflussung.

²⁷⁴ oder einer Mischung aus beidem.

In den 80er Jahren wurde beispielsweise über die Technische Anleitung (TA) Luft das Problem des „Sauren Regens“ deutlich entschärft. In der TA Luft wurden hohe Standards bezüglich verschiedener gas- und staubförmiger Emissionen festgelegt. Kraftwerksbetreiber mussten darauf hin ihre Anlagen mit kostenintensiven Rauchgasentschwefelungs- (REA) und -entstickungsanlagen (DeNOx) aus- bzw. nachrüsten. Über das Stromeinspeisegesetz wurde in den 90er Jahren ein Boom im Bereich der Windkraft ausgelöst. Die Vergütungssätze waren so gestaltet, dass Anlagen an windreichen Standorten wirtschaftlich mit ausreichender Rendite betrieben werden konnten²⁷⁵. Die Wärmeschutzverordnungen wiederum legen seit etwa 20 Jahren Standards für die energetische Qualität von Gebäuden fest. Dies hatte u.a. zur Folge, dass der spezifische Energieverbrauch von Neubauten in dieser Zeit um rund die Hälfte gesunken ist, gegenüber den 50er Jahren sogar um etwa zwei Drittel (Bundesarchitektenkammer 1996).

Allerdings fehlen noch immer generelle Rahmenbedingungen, die eine umfassende Gesamtstrategie widerspiegeln und in die alle weiteren Detailerlasse, wie sie oben benannt worden sind, integriert sind. Die Ökosteuerreform sollte eine solche Klammer bilden, allerdings zeigt die bisherige Umsetzung realpolitische Schwächen. Darüber hinaus bestehen prinzipielle Zweifel an dem Erfolg einer solchen Strategie, so dass Massarrat den Vorschlag einer Mengenregulierung in die, zurzeit kaum stattfindende, Diskussion eingebracht hat (vgl. Massarrat 2000a, b).

Zudem hat der Staat zum Teil unmittelbaren Einfluss auf Energieversorgungsunternehmen. So befindet sich noch immer eine große Anzahl kleiner Stadtwerke im Besitz der Gemeinden und Städte, auch kann häufig über den Aufsichtsrat Einfluss genommen werden, der im Rahmen der Liberalisierung jedoch zunehmend geringer wird. Daneben stellen Städte oder Gemeinden Großabnehmer für kleinere Stadtwerke dar, so dass hier eine Nachfragemacht vorliegt. Eine weitere Möglichkeit der Einflussnahme besteht in der Übernahme der Rolle eines Mediators zwischen EVU und Unternehmen oder anderen Akteuren – oftmals nutzt der Staat diese Möglichkeit bei der Durchsetzung regionaler Ziele aus.

Im Bereich der Landwirtschaft besitzt der Staat ebenfalls vielfältige Handlungsmöglichkeiten – wiederum auf allen Ebenen. Bundes- und Landesregierungen versuchen auf EU-Ebene Rahmenbedingungen zu beeinflussen und mittels verschiedener Fördermaßnahmen bestimmte Formen der Landwirtschaft zu unterstützen. Wie schon gezeigt wurde, bestand das Ziel seit den 50er und 60er Jahren hauptsächlich darin, die deutsche Landwirtschaft den neuen Erfordernissen des Marktes anzupassen. Darunter verstand man in der Vergangenheit hauptsächlich die Strategie „Wachsen oder Weichen“, die auch erfolgreich umgesetzt wurde²⁷⁶. Dabei zwingt die einzelbetriebliche Förderung Bauern zu Rationalisierung, Spezialisierung, Wachstum und Produktivitätssteigerung (Poppinga 1989; Seitz 1989). Vor allem in ländlichen Regionen üben Verwaltungen Einfluss auf Bauern und Holzwirtschaft ressortspezifisch aus: beispielsweise durch die Forstämter, Regierungspräsidien und Bauämter etc. Gewisse Kommunikationsstrukturen sind hier oftmals seit langem ausgebildet oder können zumindest aktiviert werden, je-

²⁷⁵ Damals konnten allerdings Energieversorgungsunternehmen bei einer Investition in Windkraftanlagen nicht von diesen erhöhten Vergütungssätzen profitieren.

²⁷⁶ Ob die Umsetzung dieser Strategie allerdings zu einer Verbesserung der landwirtschaftlichen Situation führte, muss angesichts der zuvor genannten Probleme bezweifelt werden.

doch fehlen insbesondere in Querschnittsbereichen wie der Wirtschaftsförderung entsprechende funktionierenden Strukturen.

5.1.3.5 Logistik-/Kompetenzzentren

Logistik-/Kompetenzzentren stellen hier eine eigene potenzielle Akteursgruppe dar, obwohl diese, von wenigen Ausnahmen abgesehen, bisher noch nicht existiert. Nichtsdestotrotz wird solchen potenziellen Akteuren eine wichtige Rolle zukommen und sie müssen daher ex ante betrachtet werden.

Bei Projekten zur Nutzung von Biomasse hat sich in den letzten Jahren in Deutschland immer wieder herausgestellt, dass die wichtigste Schlüsselstelle im sicheren Zugang zum Energieträger selber liegt. Technische Probleme sind zwar in manchen Anwendungsfeldern noch immer zu verzeichnen, können aber zumeist, zumindest wenn es sich um marktgängige Produkte handelt, ausgeräumt werden. Die Bereitstellung von Biomasse ist ebenfalls technisch und heute auch oftmals ökonomisch lösbar. Die Verbindung zwischen allen Akteuren, der schwierig zu bewerkstellende Ablauf von der Planung, Bereitstellung bis zur Nutzung von Biomasse ist allerdings oftmals der Grund, warum Projekte nicht verwirklicht werden. Dabei geht es nicht nur um die reine Biomasselogistik, sondern auch darum, im Vorfeld die geeigneten und notwendigen Akteure zu finden und zu bündeln. An folgenden drei Beispielen soll illustriert werden, vor welchen Problemen interessierte Akteure stehen²⁷⁷:

1. Ein Sägewerksbetreiber möchte seine Späne energetisch verwertet wissen, um von der Spanplattenindustrie unabhängig zu werden. Dafür kann er seine Späne zu einem aus energiewirtschaftlicher Sicht günstigen Preis anbieten. Zusätzlich würde er sich gerne an einer Umwandlungsanlage beteiligen, um sein eigenes Nebenprodukt zu veredeln und daraus erhöhten Nutzen zu ziehen. Im Rahmen des EEG ließe sich bei dem angebotenen Preis (8,- bis 10,- DM/Schüttraummeter) eine Anlage wirtschaftlich betreiben. Der Sägewerksbetreiber findet jedoch keine Geschäftspartner. Wer würde gerne wo eine solche Anlage installieren, wer sorgt für den Betrieb, wer übernimmt die Logistik, welche Partner bräuchte er usw.? Diese Fragen kann ein einzelner Betrieb, der sich zudem mit dem Thema bisher wenig beschäftigt hat, kaum beantworten. Die ersten Ansprechpartner, die ihm in den Sinn kommen, Kreisverwaltung und Energieversorger, haben ebenfalls keine Erfahrungen in diesem Bereich bzw. auch wenig Handlungsdruck, sich damit zu beschäftigen. Der Sägewerksbetreiber muss sich jedoch um sein Kerngeschäft kümmern und kann daher seine Idee kaum weiterverfolgen.
2. Eine Wohnungsbaugesellschaft hat sich dazu entschlossen, durch ein ökologisches Image die eigene Marktposition zu verstärken. Dafür wurden bereits weitgehende wärmeschutztechnische Maßnahmen durchgeführt; nun soll auch die Wärmeversorgung möglichst ökologisch erfolgen. Eine Idee ist, mit Holz zu heizen, die jedoch auf eine sichere Holzversorgung angewiesen ist. Die Wohnungsbaugesellschaft steht vor einem ähnlichen Problem wie der Sägewerksbetreiber: woher bekommt sie das Holz, wer kennt potenzielle Lieferanten oder über welche Strukturen lassen sich solche in Erfahrung bringen, wer garantiert für die Sicherheit und Qualität der Versorgung usw.? Auch hier ist erneut das Problem gegeben, dass damit nicht die Kernkompetenzen der Wohnungsbaugesellschaft angetastet wer-

²⁷⁷ Die Beispiele stammen aus einer eigenen Akteursanalyse vom Oktober 1999 bis Juni 2000 in den hessischen Landkreisen Lahn-Dill und Gießen.

den und weiterhelfende Ansprechpartner kaum zur Verfügung stehen. Kontakte zur Lösung dieser Probleme unterliegen heute noch dem Zufallsprinzip, strukturelle Lösungen sind selten.

3. Auch im schon relativ etablierten Bereich der Biogasanlagen stellt eine mangelhafte Logistik ein für die Betreiber ökonomisches Problem dar. Zwar wird in der Regel Gülle aus der eigenen Tierhaltung umgewandelt, allerdings würde, wie bereits dargestellt, die Gasausbeute bei Anwendung der Kofermentation um den Faktor 2 bis 5 anwachsen, und damit das Geschäftsergebnis deutlich verbessert. Zur Durchführung der Kofermentation werden fetthaltige Abfälle benötigt, die grundsätzlich Entsorgungsunternehmen liefern können. Wie sich in der Praxis bisher jedoch zeigte, sind Entsorger wenig zuverlässig bei der Einhaltung gemeinsam vereinbarter Anlieferungszeiten und Qualität (Köttner 1999). Dies ist wohl damit zu erklären, dass es sich um ein relativ unwichtiges Nebenbetätigungsfeld für die Entsorger handelt. Dadurch entgeht den Betreibern der Biogasanlagen möglicher Gewinn, und die Anlagen sind häufig nicht wirtschaftlich. Auch hier fehlt ein Akteur, der genau in dieser Handlungs- und Marktnische aktiv wird.

Somit ist zusammenfassend festzuhalten, dass in allen Fällen ein verbindendes Glied fehlt, welches die Logistik übernimmt und Versorgungssicherheit garantieren kann, welches die Kommunikation zwischen allen beteiligten Akteuren vor Ort sichern und als Ansprechpartner für interessierte und investitionswillige Akteure fungieren kann. Welche Aufgaben davon einem Logistik-/Kompetenzzentrum zufallen könnten, wird in Abschnitt 5.1.4 dargelegt.

5.1.3.6 Entsorgungsbetriebe

Entsorgungsunternehmen sammeln, verteilen und verwerten Abfälle aus den Bereichen Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie. Da es sich dabei um eine Reihe verschiedener Sektoren handelt, sind auch Abfallzusammenstellung, -art und -qualität sehr unterschiedlich. Entsorgungsunternehmen sind häufig städtisch, die größeren oftmals Tochterunternehmen von Energieversorgern.

Die Entsorgungswege und -technologien sind aufgrund politischer Vorgaben (Abfallwirtschaftsgesetz) relativ eng vorgegeben, so dass die Innovationsbemühungen dieser Branche sich hauptsächlich auf Kosteneinsparungen durch Rationalisierung beziehen (was aber auch nur sehr eingeschränkt möglich ist). Innovative Entsorgungswege werden meist nur von kleinen Unternehmern gegangen, die sich auf bestimmte Produkte beschränken und dort eine Marktnische suchen²⁷⁸.

Nichtsdestotrotz könnten Entsorgungsunternehmen im Bereich der Brennstoffbeschaffung eine wichtige Rolle spielen, da sie bereits Zugang zu einer Reihe wichtiger Akteure besitzen, die über potenzielle verwertbare, nachwachsende Rohstoffe verfügen. Holzabfälle, Grünschnitt, „Grüne Tonne“, Fettabscheider – lauter energetisch verwertbare Stoffe, die ohne Entsorger nur schwer zu erschließen sind. Insbesondere kleinere Entsorgungsunternehmen sind regional zumeist sehr gut verankert und zeichnen sich durch eine umfassende Kenntnis der in den verschiedenen Branchen anfallenden Reststoffe aus. Sie sind daher prädestiniert für die Kooperation mit Brennstoffzentren.

²⁷⁸ Im fränkischen Thalmässing entsorgt ein findiger Unternehmer pro Woche 40.000 kg kostenlos Fett von Restaurant-Friteusen aus Süddeutschland, welches sonst gegen Entgelt entsorgt werden müsste. Den aus diesen Fetten produzierten Biodiesel vertreibt er dann als Kraftstoff (WZ 1999).

5.1.3.7 Resultierende Problembereiche

Die zuvor vorgenommenen Darstellungen haben zunächst eine Antwort auf die zuerst formulierte Frage (s. Einführung Kap. 5.3.1) nach Interessen und Handlungsmustern gegeben. Es stellte sich heraus, dass in diesem Politikfeld unterschiedlichste Interessen, Sprachen, Handlungsstrukturen und Märkte aufeinander treffen. Daraus resultieren hauptsächlich folgende zwei Probleme (s. Frage 3 zu Chancen und Gefahren):

Von keiner Seite aus besteht genügend Handlungsdruck bzw. es sind nur wenig Handlungsmöglichkeiten gegeben, um aus eigener Kraft und alleine diesen Markt zu erschließen. Es werden Partner benötigt, die heute in dieser Form nur selten existieren.

Die unmittelbaren Marktpartner, EVU auf der einen und Land- und Forstwirtschaft auf der anderen Seite, haben keine Erfahrungen im Umgang miteinander und besitzen darüber hinaus unterschiedliche binäre Codes. Zudem ist die Marktmacht eines großen EVU weitaus höher als die eines Bauern. Es entsteht somit ein Machtungleichgewicht, das sich sehr zu Ungunsten der Bauern (Abhängigkeiten etc.) auswirken könnte - und dies hätte wiederum negative Effekte sowohl auf die sichere Versorgung mit biogenen Energieträgern als auch auf die mit gesunden Lebensmitteln.

Andererseits haben die Ausführungen ebenfalls eine Reihe von Chancen aufgezeigt, die zwar bei allen Akteuren unterschiedlich sind, in jedem Fall jedoch deutlich positive Auswirkungen auf die Verfolgung der eigenen Ziele besitzen.

Aussteht somit noch eine Beantwortung der Frage nach den Bedingungen, die herrschen müssen, damit Biomasse umfassend und langfristig sicher genutzt werden kann. Dieser Punkt wird im folgenden näher betrachtet.

5.1.4 Vorschlag einer Rollenverteilung bei Biomasse

Dieser Vorschlag soll auf der einen Seite konkret genug sein, um tatsächlich eine Problemlösungsmöglichkeit aufzuzeigen. Andererseits soll genügend Spielraum bezüglich der Ausgestaltung gelassen werden, damit Entscheidungsträger flexibel mit den Vorschlägen verfahren können. Aus diesem Grund werden eher Prinzipien mit einer beispielhaften Möglichkeit genannt, denn bis ins Detail ausgearbeitete Lösungen²⁷⁹.

Zunächst ist festzuhalten, dass es sich beim Übergang zur Nutzung biogener Energieträger um zwei parallel verlaufende Strategien handeln sollte. Eines der Ziele ist die breite Einführung der Ökolandwirtschaft und der standortgerechten Forstwirtschaft, das andere besteht im Aufbau funktionierender Strukturen für die Nutzung von Bioenergieträgern. Beides sind große Herausforderungen, die an alle beteiligten Akteure gestellt werden, aber vor allem von staatlicher Seite aus initiiert werden können.

Es ist nicht notwendig, beide Strategien unmittelbar miteinander zu koppeln, allerdings sollten die Ziele und die Hauptinstrumente aufeinander abgestimmt sein. Aus systemischer Perspektive bedeutet dies vor allem, dass Ökobauern bessere Rahmenbedingungen beim Anbau von Energieträgern und bezüglich der Verkaufserlöse bekommen sollten. Sollte diese Fokussie-

²⁷⁹ Die es im Bereich Biomasse prinzipiell nicht geben kann, da jede Region andere Besonderheiten aufweist und die dortigen Akteure ihre spezifische Lösung selber, höchstens unterstützt durch Beratung von außen, finden müssen.

rung nicht stattfinden, könnte sich die Förderung biogener Energieträger ökologisch gesehen kontraproduktiv auswirken. Ansonsten aber können die Prozesse unabhängig voneinander verlaufen.

Die Förderung der Ökolandwirtschaft und der nachhaltigen Forstwirtschaft hat jedoch nicht nur ökologische Aspekte. Diese Strategie stellt ebenfalls ein sehr wichtiges Element bezüglich der Diffusion innovativer Ideen zur Stärkung der Wirtschaftskraft und Sicherung von Arbeitsplätzen dar. Zu berücksichtigen ist dabei zunächst folgendes: Bauern sind nicht grundsätzlich passiv und rückständig, sondern haben sich aufgrund ihrer beständigen Erfahrungsräume entwickelt; sich also den gegebenen Strukturen über Jahrhunderte hinweg zu ihrem größtmöglichen Nutzen angepasst. „Gelebte Traditionen beruhen also weniger auf einem starren Festhalten als auf einer aktiven Deutungs- und Umsetzungsleistung des traditionellen Regelwissens durch die Individuen“ (Pongratz 1992: 182). Pongratz zeigt weiterhin, dass konventionellwirtschaftende „Bauern den Eindruck gesellschaftlicher Rückständigkeit auf ökologische Anforderungen übertragen und diese als erneute Zumutung einer übermächtigen Gesellschaft ablehnen“ (ebd. 181). Der ökologische Diskurs scheint zu entwerten, was dem bäuerlichen Leben weitgehend seinen Sinn gegeben hat (ebd. 185). Handlungsstrategien von Landwirten sind weitgehend defensiv orientiert, individualistisch und unorganisiert, und somit auch schwer kalkulierbar und kaum planbar.

Wie bereits behandelt, setzen sich insbesondere im Sektor Landwirtschaft Veränderungen und neue Anforderungen historisch bedingt nur sehr langsam durch. Die aus der Innovationstheorie bekannte Diffusion von innovativen Ideen und Umsetzungen funktioniert nach Deissner (1991) im Sektor Landwirtschaft nur sehr bedingt. Im Bereich der Ökolandwirtschaft stellt sich die Situation allerdings anders dar, sie wird sogar oftmals durch den Zwang von Ökobauern, bereits in ihrem Kerngeschäft neue Kooperationen zu suchen, konterkariert²⁸⁰.

Ein bereits existierender Ansatzpunkt ist folgender: „Einen Ausweg aus dem fatalen Zwang zur Verfolgung aggressiver ökonomischer Überlebensstrategien versuchen jedoch Bauern und Bäuerinnen zu finden, die wieder auf lokale und regionale Kooperation setzen“ (Müller 1998a: 140). Insbesondere werden bei Biohöfen oftmals Tauschkooperationen mit anderen Bauern eingegangen²⁸¹. Auch existieren eine Reihe von Landwirtschaftsgemeinschaften, bei denen sich regelmäßig Ökobauern einer Region treffen und sich miteinander weiterbilden, Erfahrungen austauschen und konkret an Projekten arbeiten (Bauer 1993). Darüber hinaus wurden die Handelsaktivitäten gebündelt oder Erzeugergemeinschaften gegründet, so dass eine größere Marktmacht entstand. Sehr deutlich wird dies bei dem zu beobachtenden Aufbrechen klassischer vermeintlicher Gegensätze. Das abgrenzend gemeinte Bild „Die in der Stadt, wir auf dem Land“ trifft bei Ökobauern zunehmend weniger zu. Stadtbewohner werden häufig als neue Bündnispartner angesehen. „Die Stadt fungiert hier zu einem gewissen Grad als Ersatz für nicht mehr existierende dörfliche Zusammenhänge“ (Müller 1998a: 157). Zudem ist bei Biolandwirten bereits prinzipiell eine größere Offenheit in Bezug auf die energetische

²⁸⁰ Die Untersuchung von Deissner hatte ausschließlich konventionell agierende Landwirte im Blickfeld. Zudem waren in den 80er Jahren auch die Ökobauern als Pioniere noch deutlich verschlossener als es heute der Fall ist (Beste 1999).

²⁸¹ Vorgänge folgender Art sind hier allerdings nicht gemeint: Zwei Bauern bauen z.B. einen gemeinsamen Stall, um Skaleneffekte auszunutzen. Damit verdrängen sie allerdings die Produkte von kleineren Bauern der Region, tragen also zum „Wachsen oder Weichen“ bei.

Nutzung biogener Stoffe festzustellen, da diese Verwertung dem Kreislaufgedanken entgegenkommt.

Zusammenfassend ist damit zu konstatieren, dass die breite Umstellung auf Ökolandbau, neben dem unmittelbaren positiven Einfluss auf Natur und Qualität von Lebensmitteln (vgl. auch aktuelle Diskussion um BSE und Öko-Landwirtschaft), auch einen positiven Einfluss auf die Umsetzung einer energiepolitischen Strategie hat, die auf erneuerbare Energien setzt.

Gerade in Bezug auf Bioenergieträger ergeben sich völlig neue Anforderungen an alle Beteiligten, die aber auch eine große Chance darstellen können. Bauern können ihrer zunehmend schlechter werdenden wirtschaftlichen Situation dadurch begegnen, dass sich der „Landwirt als Energiewirt“ (Eurosolar 2000) darstellt und sich somit neue Einkommensmöglichkeiten erschließt. Auf der anderen Seite sind insbesondere Energieversorgungsunternehmen, und hier vor allem die IPP, besonders an einem chemischen Energieträger interessiert, der aus erneuerbaren Quellen stammt, um das durch das EEG aufgebaute Marktpotenzial zu erschließen. Drittens hat der Staat ein hohes Interesse an der forcierten Nutzung von Biomasse, um einerseits den Klimaschutzziele gerecht zu werden und um andererseits die hohen Arbeitsplatzpotenziale für den heimischen Mittelstand zu erschließen²⁸². Somit finden sich drei Haupttriebkraft zur Umsetzung einer Bioenergie-Strategie.

Das wichtigste Ziel wird für die nächsten Jahre der Aufbau geeigneter Kommunikations- und Kooperationskanäle sein. Wie bereits erwähnt wurde, handelt es sich bei der stockenden Umsetzung im Bioenergiebereich weniger um ein technisches oder wirtschaftliches Problem, sondern eher um ein organisatorisch-logistisches. Daher werden im Folgenden, neben den oben genannten Chancen, die sich durch Ökolandbau prinzipiell bieten, Vorschläge erarbeitet, was aus der jeweiligen Akteurssicht beigetragen werden kann.

Vor allem der Staat hat die Aufgabe, einen solchen Aufbauprozess zu unterstützen, Vertrauen zu schaffen, günstige Rahmenbedingungen für Bauern zu setzen und vor allem die Kommunikation zu stärken. Dies kann am besten durch das Bilden regionaler Energieagenturen geschehen²⁸³. Diese Agenturen müssen unabhängig arbeiten und beratend für alle Akteursgruppen zur Verfügung stehen. Initialberatungen müssen kostenlos sein, und die Energieagenturen sollten in der Lage sein, alle für ein bestimmtes Projekt notwendigen Akteure zu kennen, zusammen zu bringen und zwischen diesen zu moderieren²⁸⁴. Eine weitere Aufgabe besteht im sogenannten „Capacity-Building“, also in der gezielten Weiterbildung von Akteuren. Dabei handelt es sich aber nicht nur um klassische Fortbildungsmaßnahmen, sondern um ein integriertes regionales Konzept, bei dem Akteure auch selber querschnittsorientiert und gemeinsam Erfahrungen sammeln und sich Know-how erarbeiten.

Energieagenturen müssen ihre Strategien mit den jeweiligen korporativen Akteuren²⁸⁵ gemeinsam verabschieden, damit ein größtmöglicher Rückhalt in den Regionen erzeugt werden kann. Zu überlegen ist auch der Aufbau eines Brennstoffzentrums, der als Mittler zwischen EVU auf der einen und Land- und Forstwirten sowie Entsorgungsbetrieben auf der anderen Seite auf-

²⁸² Wie österreichische Erfahrungen zeigen, liegt die Beschäftigungsintensität bei Holzheizungen im Vergleich zu Ölheizungen um den Faktor 15 höher (WI 2000).

²⁸³ Ähnlichen Zuschnitts wie die Energieagentur NRW, nur auf deutlich kleinräumlicher Ebene.

²⁸⁴ Stichwort: unterschiedlicher binärer Code.

²⁸⁵ Landwirtschaftliche Familienberatungsstellen der Kirchen, Hausbanken, Landwirtschaftsamt/-kammer, Bauernverband, Lohnsteuerhilfvereine, Landwirtschaftliche Buchstellen, Maschinenring etc.

tritt. Damit wäre das Problem der ungleichen Marktmächte weitgehend aufgelöst, da z.B. einzelne Bauern nicht alleine auftreten, sondern geschlossen mit anderen aus der jeweiligen Region²⁸⁶. Insofern kommt dem Aufbau von EVU unabhängigen Brennstoffzentren eine eminent wichtige Rolle zu. Am besten sollten solche Zentren unter finanzieller Beteiligung der oben genannten Akteure gegründet werden. Auf diesem Weg könnten sie sich langsam von der initiierten Energieagentur lösen, die mittel- und langfristige keine bindenden Verpflichtungen eingehen sollte, um den Status der Unabhängigkeit zu bewahren.

Entsorgungsunternehmen können ebenfalls eine wichtige Mittlerrolle, in diesem Fall allerdings aus eigenem ökonomischen Interesse heraus, einnehmen. Aus systemischer Sicht liegt dies daran, dass Entsorgungsunternehmen „Zugang“ zu allen Abfall- oder Wertstoffen auf kommunaler wie auf industrieller Ebene haben, die einer energetischen Verwertung zugeführt werden können. Bisher stellt sich allerdings heraus, dass das ökonomische Interesse zu gering ist, als dass diese Unternehmensgruppe tatsächlich einen Markt für sich erkennen würde.

Motivierend kann für Entsorgungsunternehmen die Möglichkeit sein, ihre Dienstleistungen einer breiteren Kundengruppe anbieten zu können. Wichtiger wäre es jedoch, bisherige Entsorgungswege, die in vielen Fällen nicht ressourcenschonend sind, da sie dem Kreislaufgedanken kaum entsprechen²⁸⁷, durch die ökologisch orientierte Anpassung der Entsorgungskosten unwirtschaftlich werden zu lassen und damit ökonomischen Handlungsdruck zu erzeugen. Diese Preissignale können allerdings wiederum nur durch staatliche Aktivitäten gegeben werden.

Entsorgungsunternehmen könnten zudem als Betreiber von Brennstoffzentren auftreten. Da sie Zugriff auf unterschiedlichste Rohstoffe haben, hätten sie hier strategische Vorteile. Nichtsdestotrotz sollten Energieagenturen darauf hinwirken, dass die Land- und Forstwirtschaft in die logistischen Aufgaben eingebunden wird um auch hier Wertschöpfung sicherzustellen.

Da Agrarpolitik mittlerweile weitgehend EU-Politik geworden ist, sind auch hier angemessene Maßnahmen erforderlich. Dabei kann ebenfalls an bestehende Aktivitäten oder Erklärungen angeknüpft werden. Schon 1988 wurde von der Kommission der damaligen Europäischen Gemeinschaft darauf hingewiesen, dass aus der Land- und Forstwirtschaft kommende „Rohmaterialien...zum Zwecke der Energieerzeugung eingesetzt werden können“ (Kommission 1988: 10). Diese Idee muss wieder aufgegriffen, erneuert und vor allem intensiviert werden. Dabei sollten klassische Politiken der EU, wie Bildung, Informations- und Sensibilisierungsaktionen, in Richtung Ökolandbau und Energieerzeugung gelenkt werden. Diese eindeutige und klare Zielrichtung, der dann auf allen Ebenen nachgegangen würde, könnte gleichzeitig das verlorengegangene Vertrauen der Bauern wieder zurückgewinnen. Auch müssten dafür Strukturfonds, globale und regionale Entwicklungsprogramme sowie Förderprogramme eindeutig auf diese Themen zugeschnitten werden – dabei ist allerdings ein den landwirtschaftli-

²⁸⁶ Ein größerer Verbund ist nicht notwendig, auch wenn die Wirtschaftskraft eines EVU immer noch weitaus größer ist. Biomasse wird allerdings aufgrund der hohen Transportkosten auf absehbare Zeit ein regionales Gut bleiben. Wenn innerhalb einer Region aber die meisten Produzenten geschlossen auftreten, ist die Position gegenüber einem EVU ausreichend gefestigt.

²⁸⁷ So werden Holzpaletten zumeist nach einmaliger Benutzung in industriellen Unternehmen auf Deponien entsorgt (Utsch 2000). Im Rahmen einer integrierten Strategie müssten beispielsweise die von den Äckern über die produzierten Nahrungsmittel entnommenen Nährstoffe wieder rückgeführt werden. Sie werden allerdings zumeist mit dem Hausmüll auf Deponien oder im Kraftwerk entsorgt (und die Asche dann deponiert).

chen Strukturen angemessener, also relativ zu anderen Branchen gesehen, langsamer Übergang anzustreben.

Die gemeinsame Agrarpolitik der EU hält zwar seit über 10 Jahren eine Diversifizierung der Produktpalette für notwendig, in der Tat hat sich aber an der Ausrichtung der bisherigen Politik wenig geändert. Integrierte ländliche Entwicklungsprogramme, wie sie die Kommission ebenfalls schon 1988 forderte (Kommission 1988: 9ff), müssen tatsächlich der Bezeichnung „integriert“ gerecht werden und nicht nur Absichtserklärungen bleiben. Dazu gilt es auch von europäischer Seite aus, Experten aus verschiedensten Bereichen in einen Prozess einzubinden, also interdisziplinär solche Programme unter Anwendung partizipativer Methoden zu entwickeln und umzusetzen. Dabei sollte es vor allem darum gehen, auf der Meta-Ebene Rahmen festzulegen um nationale und vor allem regionale Prozesse im Sinne des Subsidiaritätsprinzips zu unterstützen.

Zusammenfassend kristallisieren sich vier Bedingungen heraus, unter denen sich ein selbst erhaltender und funktionierender Biomassemarkt einstellen kann:

- Bauern müssen starke regionale Selbstvertretungen aufbauen²⁸⁸.
- Die Umstellung auf Ökolandbau ist von staatlicher Seite aus zu forcieren.
- Der Prozess muss von unabhängiger Seite aus begleitet und zum Teil initiiert werden²⁸⁹.
- Eine integrierte, querschnittsorientierte Politik ist erforderlich²⁹⁰.

5.2 Nord-Süd Kooperation

„Etwa 2/1000 der Fläche der Sahara würde ausreichen, um Solarstrom für ganz Europa zu erzeugen. Stromerzeugungskosten unter 10 Pf/kWh sind erreichbar. Beim Umstieg von fossilen zu Solar- und Windkraftwerken werden Brennstoffe durch arbeitsplatzintensiven Bau von Anlagen ersetzt“ (Knies 1998). Dieses Zitat wurde bereits in Kapitel 2 genannt, wobei dort lediglich der erste Teil, die technische Idee hinter dem Gesamtkonzept, beschrieben worden ist. In diesem Kapitel soll hingegen auf den zweiten Teil eingegangen werden.

Seit dem Aufkommen der Idee einer Kooperation auf dem Gebiet solarthermischer Kraftwerke zwischen sonnenreichen Staaten des Mittelmeerraumes, also vornehmlich Nordafrika und Europa bzw. im speziellen Deutschland, während der 80er Jahre stand unter anderem immer im Vordergrund, dass damit nicht nur Deutschland geholfen würde, sondern auch Nordafrika. Die grundlegende Idee besteht darin, dass Deutschland CO₂-freien Strom bekäme, und Länder wie Marokko und Tunesien Devisen dafür erhielten, die wiederum einen wirtschaftlichen Wachstumsprozess in Gang setzten (siehe u.a. Enquete 1990; Henicke 1995; Winter, Nitsch 1989). Zum einen ermöglichen eine solche Strategie eine bessere Stromversorgung für die einheimische Bevölkerung in nordafrikanischen Staaten, sowie mehr Beschäftigung und damit steigenden Wohlstand (Knies 1998). Zum anderen würden sich sowohl für die Anlagen-Herstellerländer als auch für die betreffenden Standortländer neue Exportmärkte öffnen (Langniß et al. 1997; Nitsch et al. 1997). Bei der Nutzung solarthermischer Kraftwerke soll es

²⁸⁸ Dieser Aspekt ist beispielsweise in Österreich gegeben und bildete dort die Grundlage für den frühen Beginn der Umsetzung einer Biomasse-Strategie (Heindl 1989).

²⁸⁹ z.B. durch unabhängige Energieagenturen.

²⁹⁰ z.B. durch Schließen von Stoffkreisläufen mittels staatlicher Rahmenseetzungen.

sich nach den Aussagen seiner Protagonisten also einerseits um ein ökologisches und andererseits um ein entwicklungspolitisches Instrument handeln.

In allen bisherigen Konzeptdarstellungen fehlt jedoch die Auseinandersetzung mit Entwicklungsmodellen. Die Hypothese, eine solche Kooperation würde der Bevölkerung in Entwicklungsländern zugute kommen, wurde bisher nicht bewiesen, sondern eher als Tatsache dargestellt. Dabei gehen bisherige Betrachtungen von einer ingenieurwissenschaftlichen Methodik aus, wobei technische und anlagen-ökonomische Aspekte im Vordergrund stehen; eine sozialwissenschaftliche Analyse erfolgte jedoch nicht.

Im Folgenden wird gezeigt, dass der oben geschilderte Ansatz, trotz allen guten Willens, nicht zu dem Effekt führen muss, der intendiert wird. Anhand einer historischen und empirischen Analyse wird verdeutlicht, dass allein durch wirtschaftliche Kooperationen noch keine Wohlstandsgewinne für die Allgemeinheit in Entwicklungsländern zu erreichen sind und es sich hierbei insofern um einen Mythos handelt. Daran anschließend werden aus bisherigen Erfahrungen heraus Rahmenbedingungen abgeleitet, unter denen eine in jeder genannten Hinsicht erfolgreiche Kooperation stattfinden könnte. Mit dieser Untersuchung wird damit die Grundlage für die weitere politische Ausgestaltung einer europäisch-nordafrikanischen Kooperation auf dem Gebiet der Nutzung erneuerbarer Energien gelegt.

5.2.1 Wirtschaftliche Kooperation und Entwicklung

Das auf David Ricardo zurückgehende Gesetz der komparativen Kostenvorteile soll auch bei solarthermischen Kraftwerken verwendet werden. Es besagt, dass die Gesamteinnahmen bei gleichem Ressourceneinsatz höher ausfallen, wenn sich die einzelnen Länder arbeitsteilig auf die Produktion der Güter konzentrieren, bei denen sie im Vergleich die größten Kostenvorteile oder die geringsten Kostennachteile haben (absolut und/oder relativ). Da die Stromerzeugungskosten aus solarthermischen Anlagen im Vergleich zu in Deutschland installierten PV-Anlagen wahrscheinlich niedriger liegen werden, wären somit absolute Kostenvorteile gegeben. „Über die Verteilung der mit dem Produktionswachstum erreichten wirtschaftlichen Vorteile wird aber keine Aussage gemacht“ (Andersen 1997: 1). Wer also, so die Hypothese, von den Stromerlösen in den nordafrikanischen Ländern profitiert, bleibt offen.

In der Nachkriegszeit wurde der Kapitalmangel in Entwicklungsländern als das Haupthindernis für einen sich selbst tragenden Wachstumsprozess ausgemacht, der durch Kapitalzufuhr von außen überwunden werden sollte. Von dem dann folgenden Wirtschaftswachstum wurde in der Folge erwartet, dass sich auch gesellschaftliche Strukturveränderungen ergeben würden. Damit wurde die Hoffnung verbunden, dass sich die Kapitalzufuhr nicht nur bei den Eliten auswirkt, sondern auch der Mehrheit der Bevölkerung zugute kommt. Diese Theorie wurde mit trickle-down bezeichnet²⁹¹.

Bereits in den 60er Jahren wurde jedoch deutlich, dass sich die Durchsicker- oder Ausbreitungstheorie trickle-down nicht uneingeschränkt halten ließ (Zingel 1997). Es zeigte sich, dass wirtschaftliches Wachstum nicht automatisch zum erhofften trickle-down führte sondern eine Reihe weiterer Bedingungen gegeben sein muss. Daraufhin kamen erste Bedenken bezüglich

²⁹¹ Definition Durchsicker- oder Trickle-down-Theorie (nach Nohlen 1993): Annahme, dass die durch Kapitaltransfer in den Entwicklungsländern ausgelösten Wachstumsprozesse irgendwie zu den Massen durchsickern und deren Lebensbedingungen verbessern würden.

der damals unreflektierten Wachstumsstrategie auf, die schließlich in der Entstehung der Modernisierungstheorie mündeten. In der berühmt gewordenen Erklärung von Cocoyoc/Mexiko wurde 1974 resümierend festgestellt: „Wir sind nach 30 Jahren Erfahrung der Meinung, dass die Hoffnung, dass schnelles wirtschaftliches Wachstum zum Nutzen weniger zur Masse des Volkes „durchsickern“ wird, sich als illusorisch erwiesen hat“ (Andersen 1997: 6).

So werden auch die bedeutenden Wohlstandsgewinne in Europa der ersten drei Nachkriegsjahrzehnte von Herbert Schui nicht auf diesen Effekt, sondern auf die gewollte und aktiv betriebene Umverteilung zurückgeführt: „Aber diese [die Wohlstandsgewinne, d. Verf.] sind wohl sicher nicht das Ergebnis eines, wie die Ökonomen dies nennen, trickle-down, eines Durchsickerungseffektes, gewesen, wonach die steigende Produktivität der Arbeit schließlich ohne weiteres Zutun zu einem höheren Lebensstandard führt. Vielmehr ist die Steigerung des Wohlstands die Folge eines sozialen und politischen Gegengewichts zum Freihandel gewesen“ (Schui 1999). Zudem zeigte beispielsweise Andersen, dass die Bedingungen im Nachkriegseuropa gänzlich anderer Art waren als in Entwicklungsländern. Es handelte sich trotz der Kriegszerstörungen um entwickelte Industrieregionen, die eine gute Infrastruktur und vor allem hochqualifizierte Menschen besaßen (Andersen 1997: 3).

Von den Protagonisten einer solarthermischen Kooperation wird nicht beachtet (oder zumindest nicht thematisiert), dass Entwicklung nur vonstatten gehen kann, wenn die Kaufkraft der Bevölkerung in breiten Schichten ansteigt. Dafür wiederum ist aber Voraussetzung, dass Gewinn innerhalb eines Landes gerecht²⁹² verteilt wird, was nicht automatisch passiert, sondern nur mit einer entsprechenden sozialen Flankierung. Sautter und Schinke wie auch Fields haben in empirischen Untersuchungen nachgewiesen, dass Wirtschaftswachstum zwar die Armutsminderung begünstigt, dies aber nur geschieht, wenn gleichzeitig die Handlungsmöglichkeiten der Armen erweitert werden und ihre Einkommen deutlich steigen (Sautter 1996). Auch wurde gezeigt, dass der trickle-down Effekt nicht automatisch greift, sondern nur bei aktiver Gewinn- und Machtverteilung. Bestätigt wird dies durch modelltheoretische Analysen von Jespersen, der anhand eines allgemeinen Gleichgewichtmodells zeigte, dass in der Startphase wirtschaftlicher Entwicklung Wohlstandsunterschiede wachsen und auch langfristig keine Veränderung eintritt, wenn nicht regulierend eingegriffen wird (Jespersen 1999).

Neben diesen eher wissenschaftlichen Untersuchungen zeigen darüber hinaus reale Erfahrungen, dass ein trickle-down nicht automatisch und ohne flankierende Maßnahmen entsteht. Der Vorstandsvorsitzende von GERMANWATCH Holger Baum formulierte dies beim Symposium „Soziale Zukunftsfähigkeit“ am 2. Oktober 1997 so: „Die beeindruckenden Sprünge des Sozialprodukts in Lateinamerika haben nicht verhindern können, dass die Zahl der Armen in der Region gewachsen ist und jeder sechste Haushalt dort nicht in der Lage ist, seine Grundbedürfnisse zu befriedigen“ (Baum 1997). Nach den Erfahrungen Baums aus der Entwicklungszusammenarbeit und der Beobachtung realer ökonomischer Prozesse funktioniere der trickle-down Effekt nicht so einfach, wie dies von Vertretern des Freihandels oder auch vom

²⁹² Die Diskussion über „gerecht“ soll hier nicht weiter ausgeführt werden. Aus pragmatischen Gründen wird dies hier folgendermaßen definiert: „Gerecht“ ist eine Umverteilung, die es allen Bevölkerungsschichten erlaubt, ihre Lebenssituation zu verbessern, und bei der die Einkommensunterschiede zwischen den reichsten 5 % und den ärmsten 5 % eines Landes abnehmen.

ehemaligen IWF-Direktor Camdessus suggeriert wird. Nach Baum müssen politisch Bedingungen geschaffen werden, die es ermöglichen, dass Investitionen tatsächlich durchsickern²⁹³.

Welche Folgen die fehlende Einbettung von Freihandel und Investitionen in soziale Rahmenbedingungen haben kann, zeigt ein Beispiel aus Indien; einem Land, das bekannt ist für sein rasches Wirtschaftswachstum. Insbesondere auf dem Informatik-Sektor gehört es mittlerweile zu den führenden der Welt, weshalb u.a. Deutschland versucht, hochqualifizierte Kräfte mit der Einführung der Green Card abzuwerben. Trotz der hohen Investitionen in das Land, v.a. in der Gegend um Bangalore, wurde von der indischen Soziologin Nanditah Shah folgendes 1997 festgestellt: „There is a trend towards reduction in employment, the quality of employment“ (Shah 1997). Diesen Effekt hat Nissen nach der Beobachtung einer Reihe von Ländern immer wieder festgestellt: „In der Realität der Entwicklungsländer sind allerdings nur sehr selten relativ gleiche Verteilungen am Besitz der Produktionsfaktoren zu beobachten...Die sich selbst überlassenen Marktkräfte jedoch sorgen eher für eine Verschärfung denn für eine Milderung der Einkommensverteilung“ (Nissen 1993: 222/223).

Dass wirtschaftliches Wachstum nicht zu einer allgemeinen Wohlstandsvermehrung führt, wird auch an den Beispielen Chile und Mexiko deutlich, die beide bis Mitte der neunziger Jahre als Musterländer für eine marktliberale Politik galten: Die Reallöhne lagen 1994 in Chile „um 40 Prozent niedriger als in den frühen 70er Jahren, während sie in Mexiko um 50 Prozent gefallen waren“ (Falk 1994: 30). Andreas Boeckh zeigte mit seinen Untersuchungen bezüglich der sozialen Wirksamkeit neoliberaler Ansätze, dass man sich „ganz besonders in Lateinamerika...nicht auf Modellüberlegungen beschränken [sollte], die von heroischen, d.h. realitätsfernen Prämissen ausgehen“ (Boeckh 1998: 52). Elmar Altvater zieht insgesamt folgende Konsequenz: „Das Pro-Kopf-Einkommen der reichen OECD-Länder ist gewachsen. Das Pro-Kopf-Einkommen in vielen armen Ländern und Regionen ist gesunken“ (Altvater 1994: 5), und dies obwohl in vielen Regionen ein steigendes Wachstum zu beobachten war.

Akteure wie das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), staatliche Organisationen, Nichtregierungsorganisationen und Entwicklungspolitiker wissen aus all diesen Gründen mittlerweile, „dass sich die Hoffnungen auf trickle-down-Effekte nicht erfüllt haben und auch nicht von selbst erfüllen werden“ (Niemann 1998). Der ehemalige Geschäftsführer der Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (gtz), Elshorst, stellte zudem fest: „...Drittens haben wir gelernt, dass man falsch liegt, wenn man erst die technische Lösung wählt und erst danach die soziale Organisation beachtet“ (Elshorst 1994: 13). Genau diesen Fehler aber sind die Befürworter von solarthermischen Kraftwerken dabei, erneut zu begehen.

Die Nicht-Beachtung der oben aufgeworfenen Probleme kann innerhalb der bestehenden Ansätze in folgender Weise kontraproduktiv wirken:

- Die Ziele in Bezug auf allgemeine Wohlstandsverteilung werden nicht erreicht. Damit würde es sich um eine ökologisch sinnvolle, allerdings aus sozialen Aspekten heraus bedenkliche Strategie handeln.

²⁹³ Wobei Baum dabei keine prinzipiellen Unterschiede zwischen relativ reichen und relativ armen Ländern sieht.

- Nicht-Beachtung entwicklungspolitischer Zusammenhänge führt zu einer Finanzierungs- oder allgemeinen Unterstützungsschwierigkeit, da wichtige Kapitalgeber wie das BMZ zurückhaltend sein werden²⁹⁴.
- Solange die unbewiesene, und aller Erkenntnis nach falsche, Behauptung bezüglich der automatisch stattfindenden sozialen Wirkung von Solarkraftwerken aufrecht erhalten wird, ergibt sich ein Rechtfertigungsproblem in Europa wie in Nordafrika.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Annahme, Solarkraftwerke würden automatisch, also ohne flankierende Maßnahmen, zu einer wirtschaftlichen Entwicklung breiter Bevölkerungsanteile in nordafrikanischen Ländern führen, wissenschaftstheoretisch wie empirisch nicht zu bestätigen ist. Die genannten Erfahrungen zeigen, dass neben einer prinzipiell geeigneten Technologie eine Reihe weiterer Aspekte zu beachten sind. Erst dann kann es zu den gewünschten Effekten kommen.

5.2.2 Erforderliche Rahmenbedingungen

Der Ausgangspunkt nachfolgender Betrachtungen ist somit folgender: Die Kooperation zwischen Deutschland/Europa und dem Maghreb (oder anderen Entwicklungsregionen) auf dem Gebiet von Solartechnologien führt nicht automatisch zu einem Wohlfahrtsgewinn in den jeweiligen Entwicklungsländern. In Anbetracht der in Kapitel 1 skizzierten Ziele und normativen Festlegungen (Stichwort Nachhaltigkeit) bedeutet dies auch für Solartechnologien, dass ökologische und sozioökonomische Aspekte im Unterschied zu den bisherigen Konzeptstellungen gleichermaßen Beachtung finden müssen. Aus diesem Oberziel lassen sich zunächst drei Unterziele ableiten, die bei entsprechenden Kooperationsprojekten zu verfolgen sind:

- Die Nutzung der Technologie muss ökologische Vorteile beinhalten.
- Zu tätige Investitionen müssen wirtschaftlich attraktiv sein.
- Die Technologie und deren Rahmenbedingungen müssen sozialverträglich und wohlfahrtssteigernd wirken.

Die ökologischen Vorteile von solarthermischen Kraftwerken wurden bereits mehrfach dargestellt und werden hier als gegeben vorausgesetzt. Ob und wann solche Anlagen wirtschaftlich attraktiv sind und unter welchen Voraussetzungen sie wohlfahrtssteigernd wirken können, ist hingegen weniger eindeutig. Aus diesem Grund sind diese Punkte Gegenstand der weiteren Betrachtungen.

5.2.2.1 Ökonomische Rahmenbedingungen und Markteinführung

Die wirtschaftliche Rentabilität einer Stromerzeugungstechnologie hängt vor allem vom erzielbaren Stromverkaufspreis ab. Da, wie bereits dargestellt, die Stromgestehungskosten bei neuen solarthermischen Anlagen um 15 Pf/kWh liegen werden (und zudem noch Übertragungskosten von 2 bis 4 Pf/kWh anfallen), ist heute keine Wirtschaftlichkeit im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken (Stromgestehung zwischen 4 und 8 Pf/kWh) gegeben. Mittelfristig (bis 2010) werden Kostendegressionen bis auf unter 10 Pf/kWh bei Dampfkraftwerken (Solaranteil 50-70 %) und unter 6,3 Pf/kWh bei GuD-Anlagen (Solaranteil 8-16 %) erwartet (Trieb et al. 1999).

²⁹⁴ So hat sich das BMZ beispielsweise bereits als nicht zuständig erklärt (Trieb 2000).

Zusammen mit den zu erwartenden Stromübertragungskosten ergibt sich damit mittelfristig, ohne weitere politische Flankierung, kein Marktpotenzial und somit fehlen die notwendigen wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Einsatz solarthermischer Kraftwerke. Allerdings zeigen die heutigen Kosten bereits, dass diese Technologie im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen aus erneuerbaren Energien deutliche ökonomische Vorteile bereits besitzt und in Zukunft in noch stärkerem Maße aufweisen wird²⁹⁵.

Im Zuge der aktuellen Politik bezüglich erneuerbarer Energien fehlt somit lediglich die Einbeziehung solarthermischer Kraftwerke in das EEG. In welcher Größenordnung, also mit welchen Vergütungssätzen dies erfolgen sollte, wird im Folgenden aus einem Markteinführungsprogramm heraus abgeleitet.

5.2.2.1.1 *Das Programm SYNTHESIS*

Das Markteinführungsprogramm SYNTHESIS wurde vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und dem Hamburger Klimaschutzfonds entwickelt und erstmalig 1998 vorgestellt (Trieb et al. 1998). Dieses Programm hat vor allem drei strategische Ziele. Erstens sollen die Produktionskosten mittels Fortsetzung der bisherigen Lernkurve²⁹⁶ durch einen progressiven Ausbau der Kapazitäten und durch eine damit einhergehende technische Weiterentwicklung für Parabolrinnenkollektoren gesenkt werden. Die Planungen im Markteinführungsprogramm beziffern die installierte Leistung für das Jahr 2010 auf 7.000 MW mit einem solaren Jahresertrag von 23 TWh und einer Gesamtinvestition von 25 Mrd. DM. Damit einherginge die Entwicklung der Strompreise auf die Höhe der oben genannten Werte. Die Verwirklichung der Ausbauplanung und das Erreichen dieser Werte steht somit in direktem Zusammenhang.

Das zweite Ziel liegt in der Senkung der Kapitalkosten und der finanziellen Risiken für Investoren. Vorgesehen ist dafür ein Mix aus öffentlichen Zuschüssen zwischen 300 und 600 Mio. DM (über 5 Jahre verteilt)²⁹⁷, zinsgünstigen Krediten, niedrigen Versicherungsprämien und Garantien. Die gesamte notwendige und kumulierte Anschubfinanzierung betrage bis zum Jahre 2010 1,6 Mrd. DM. Ab 2010 sollen keine weiteren Zuschüsse oder sonstige Hilfen notwendig sein.

Das dritte Ziel ist die Schaffung eines positiven Investitionsklimas bei allen entscheidenden Akteuren. Dafür soll eine Promotionskampagne für die Zielgruppen Entscheidungsträger in der Politik, in der Industrie und im Finanz- und Versicherungswesen in Europa und ausgewählten Standortländern durchgeführt werden.

5.2.2.1.2 *Kopplung mit dem Erneuerbare Energien Gesetz*

Um auf bundesdeutscher Seite Planungssicherheit für Investoren und Betreiber sicherzustellen, sollte die Parabolrinnen-Technologie wie bereits erwähnt Eingang in das EEG finden. Ähnlich wie bei den anderen im Gesetz bedachten Technologien sollten auch hier feste Vergütungssätze und eine daran gekoppelte Degression eingeführt werden. Für die Festlegung der Vergütungssätze kann auf das SYNTHESIS Programm zurückgegriffen werden. Zudem

²⁹⁵ Dabei sind die Ausgleichseffekte zwischen Angebot und Nachfrage und damit geringere Kosten auf der regelungstechnischen Seite noch nicht berücksichtigt.

²⁹⁶ Eine Lernkurve beschreibt, wie stark die Kosten einer Technologie in Abhängigkeit ihrer Einsatzhäufigkeit abnehmen.

²⁹⁷ Die Rückflüsse an den Staat sollen bis 2010 1,5 Mrd. DM betragen (Trieb et al. 1999: 73).

Vergütungssätze kann auf das SYNTHESIS Programm zurückgegriffen werden. Zudem sollte beachtet werden, dass mit Stromübertragungskosten von zunächst rund 4 Pf/kWh zu rechnen ist, ab Jahr 2010 mit 2 Pf/kWh. Daraus ergeben sich Vergütungssätze in folgender Höhe:

Tabelle 5.1: Notwendige Vergütungssätze im Rahmen des EEG und bezogen auf solarthermische Kraftwerke

	Vergütungssatz [in Pf/kWh]	
	Solaranteil > 50 %	Solaranteil > 10 %
2001 bis 2003	16,0	10,5
2003 bis 2005	14,0	9,4
2006 bis 2007	12,5	8,9
2008 bis 2009	11,0	8,5
Ab 2010	Max. 10,0	Max. 8,3

Quelle: eig. Berechnungen (aufbauend auf SYNTHESIS)

5.2.2.1.3 Weitere Maßnahmen

Die ausschließliche Gestaltung ökonomischer Rahmenbedingungen führt alleine jedoch noch nicht zum gewünschten Ziel. Dies zeigt insbesondere das Beispiel der solarthermischen Kraftwerke, die in einigen Regionen heute schon konkurrenzfähig sein könnten (z.B. in Inselanwendungen wie auf Kreta). Dort und anderswo versuchen allerdings Firmen wie Flabeg (früher Pilkington Solar) seit rund 10 Jahren, eine neue Anlage zu bauen. Wie bereits erwähnt, scheitern sie oftmals nicht an den ökonomischen Rahmenbedingungen, sondern an dem mangelnden Vertrauen in die Technik²⁹⁸.

Aus diesem Grund ist eine Promotionskampagne, wie sie auch schon bei SYNTHESIS vorgeschlagen wurde, unabdingbar. Hier stellt sich allerdings die Frage, ob dies ausreicht. Eventuell muss von staatlicher Seite aus unterstützend bei der Demonstration dieser Technologie unter Wettbewerbsbedingungen eingegriffen werden. Eine andere Möglichkeit ist die Risikoabsicherung durch HERMES-Bürgschaften oder das Bereitstellen von Mitteln aus den multilateralen Entwicklungsbanken (wie World Bank, Washington).

Zudem sind interessierte Standortländer gefordert, die gesetzlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, geeignete Standorte auszuweisen und öffentliche Zuschüsse von der World Bank oder anderen, auch privaten, Betreibern zugänglich zu machen.

5.2.2.2 Möglichkeiten der Entwicklungsförderung und Wohlfahrtssteigerung

Die weitere Untersuchung beleuchtet erstens Aspekte aus dem politikwissenschaftlichen Teilgebiet „Internationale Beziehungen“²⁹⁹, zweitens aus dem Bereich der „Politischen Theorie“ und drittens aus der Analyse von Politikfeldern.

²⁹⁸ Mangelndes Vertrauen wirkt sich vor allem dort investitionsentscheidend aus, wo es sich wie im Falle der Solarkraftwerke um sehr hohe Anfangsinvestitionen handelt. In low-cost Situationen (Pfahl 2000) spielt dies kaum eine Rolle.

²⁹⁹ Ebenso gebräuchlich sind die Begriffe „Internationale Konflikte und Kooperation“ sowie „Internationale Politik“ (international politics, IP).

Der Begriff „Internationale Beziehungen“ verweist bereits auf das Hauptcharakteristikum seines Gegenstands. „Es geht in diesem Teilgebiet um die Analyse der Politik nicht innerhalb, sondern zwischen staatlich verfassten Gesellschaften“ (Alemann 1992: 107). Dabei können internationale Beziehungen aus zwei unterschiedlichen Perspektiven betrachtet werden: aus der Akteursperspektive und der systemischen Perspektive (ebd.). Die *Akteursperspektive* betrachtet die Außenpolitik einzelner Staaten und das grenzüberschreitende Agieren nichtstaatlicher Akteure. Ziel ist zum einen das Erkennen von Bedingungen auf individueller, institutioneller und systemischer Ebene. Zum anderen werden die Wirkungen von Außenpolitik im Wechselverhältnis zu dem Handeln anderer Akteure der internationalen Politik analysiert. Beide Ziele verweisen bereits auf die systemische Ebene und sind somit methodisch nicht vollkommen davon zu trennen. Gegenstand der *systemischen Sichtweise* ist die Erfassung der Ebene des internationalen Systems. Es geht dabei vornehmlich um Strukturen und Prozesse der internationalen Politik. Diese sind in der Regel von einer Abwesenheit formaler Herrschaftsverhältnisse geprägt, was allerdings nicht zu der Schlussfolgerung führen darf, dies heiße Herrschaftsfreiheit bzw. eine faktische Abwesenheit von Machtbeziehungen.

Der Bereich der „Politischen Theorie“ lässt sich folgendermaßen umschreiben: „Die Theorie ist das Netz, das wir auswerfen, um die ‚Welt‘ einzufangen, sie zu rationalisieren, zu erklären und zu beherrschen“, so der Philosoph und Sozialwissenschaftler Karl R. Popper (1966: 31). Es existiert jedoch eine große Unklarheit darüber, was „Theorie“ alles sein kann³⁰⁰. Hier wird darunter die theoretische, aber aus realen Erfahrungen abgeleitete Grundlage verstanden, wie ein spezifisches, noch näher zu definierendes Ziel innerhalb eines Staates erreicht werden kann.

Umrahmt werden die beiden genannten Teilbereiche durch die Politikfeldanalyse, die sich durch die gesamte vorliegende Arbeit erstreckt. Für dieses Kapitel bedeutet dies, dass die Untersuchung der internationalen Beziehungen wie auch der theoretischen Beziehungszusammenhänge ausschließlich auf den Fall der Kooperation im Bereich solarthermischer Kraftwerke beschränkt ist. Zudem handelt es sich nur um eine einzige Länderkonstellation, die betrachtet werden muss (Deutschland/Maghreb). Durch diese konkrete Zuspitzung bzw. Reduktion der Betrachtung können viele Probleme, die sonst eher allgemeingültigen Untersuchungen anhaften, vermieden werden. Aussagen und Empfehlungen können zudem spezifischer und detaillierter erfolgen als z.B. bei Untersuchungen, die internationale Beziehungen in einem umfassenden Politikfeld wie Konfliktvermeidung zum Gegenstand haben. Auf der anderen Seite sind mit diesem Vorgehen Ableitungen für andere Politik- bzw. Technologiefelder kaum oder nur mit Vorsicht möglich.

5.2.2.2.1 *Systemische Perspektive der solaren Nord-Süd-Kooperation*

Die systemische Perspektive auf dem Gebiet der Nord-Süd-Kooperation bezüglich solarthermischer Kraftwerke wird anhand regimetheoretischer Überlegungen betrachtet³⁰¹. Die regimetheoretische Forschung ist nach Jakobeit nicht nur auf den Bereich der Weltwirtschaft begrenzt, sondern kann insbesondere „auch für die Analyse der internationalen Sicherheits- und Umweltpolitik herangezogen werden,...“ (Jakobeit 1998b: 290). Neben der Untersuchung der

³⁰⁰ Siehe dazu u.a. (Alemann 1992; Beyme 1991b; Popper 1966).

³⁰¹ „Regime“ verstanden als die internationalen Ordnungs- und Regelsysteme der Weltwirtschaft, die auf eine berechenbare und zunehmende Verrechtlichung der internationalen Beziehungen abzielen (nach Müller 1993).

Gründe für Entstehung und Wandel von internationalen Regimen geht es dabei vor allem um deren Wirkungen (Hasenclever et al. 1996). Die folgenden Ausführungen haben daher auch vornehmlich zum Gegenstand, welche Regime in welcher Ausgestaltung für das genannte Politikfeld notwendig sind. Untersucht werden soll dabei ebenfalls, ob neue Regime notwendig sind oder auf bestehende zurückgegriffen werden kann. Es erfolgt dabei eine Fokussierung auf entwicklungs- und, in Teilen, umweltpolitische Regime.

Wie Jakobeit zeigte, gab es bei Einsetzen entwicklungspolitischer Aktivitäten Anfang der 50er Jahre bereits ein institutionelles Umfeld für die Entwicklung der Weltwirtschaft. Mitte der 40er Jahre waren „für den internationalen Waren- und Kapitalverkehr Grundsätze und Ziele (Prinzipien), Rechte und Pflichten (Normen), Gebote und Verbote (Regeln) sowie Entscheidungsverfahren (Prozeduren) festgelegt“ (ebd.: 288). Die institutionelle Verankerung drückte sich in GATT, IWF und Weltbank sowie in einer Reihe weiterer multilateraler Organisationen aus, die alle marktwirtschaftlich geprägt waren, „gleichzeitig aber auch wohlfahrtsstaatliche Komponenten enthielten“ (ebd.: 288). Aus dieser Konstellation entstanden in den darauf folgenden Jahrzehnten vor allem vier Regime:

- das auf dem Theorem der komparativen Kostenvorteilen fußende **Welthandelsregime**³⁰²,
- das bis Anfang der 70er Jahre geltende **Weltwährungsregime**³⁰³,
- das vornehmlich auf Entwicklungsländer abzielende **Verschuldungsregime**³⁰⁴ und
- das entwicklungspolitisch wirkende **Finanzhilferegime**³⁰⁵.

Aus entwicklungstheoretischer Sicht können diese Regime weitgehend als gescheitert angesehen werden. Das Welthandelsregime hat zwar zu hohen Steigerungsraten im Welthandel geführt. Allerdings sind Entwicklungsländer größtenteils ausgeschlossen und der Handel findet zu über 70 % in der OECD-Welt statt (Altvater 1994). Wie die internationalen Finanzkrisen der letzten Jahre (Mexiko, Brasilien, Asien etc.) gezeigt haben, wurden die Ziele des Weltwährungsregimes (Berechenbarkeit, Stabilität) in keiner Weise erreicht, so dass die so genannte Tobin-Tax wieder stark in die wissenschaftliche und politische Diskussion gekommen ist³⁰⁶. Das Verschuldungsregime konnte zwar Teilerfolge erzielen, da die meisten Länder zumindest zahlungsfähig blieben, die sozialen Probleme und ökonomischen Abhängigkeiten vieler Länder wurden jedoch nicht gemildert. Zudem wurde in den letzten Jahren das Finanzhilferegime zunehmend ausgehöhlt. Die öffentlichen Entwicklungshilfeleistungen sanken auf nationaler

³⁰² Die zentrale These lautet, dass Freihandel die beste Grundlage für rasches Wirtschaftswachstum und allgemeine Wohlfahrtssteigerung wäre. Hauptinstrument ist der Abbau aller Handelsbeschränkungen und ein damit einhergehendes globales Freihandelssystem. Dies sind auch die Ziele, denen sich die Welthandelsorganisation (WTO) verschrieben hat.

³⁰³ Mit festen Wechselkursen sollte eine internationale Stabilität erreicht werden. Dies kann allerdings als gescheitert beurteilt werden, da mittlerweile die meisten Staaten zum „freien Floating“ übergegangen sind.

³⁰⁴ Nach Wegfall der Weltwährungsregimes hat der IWF es als seine neue Aufgabe angesehen, der Verschuldungskrise der Entwicklungsländer entgegenzuwirken und die internationale Zahlungsfähigkeit und Liquidität zu erhalten.

³⁰⁵ Von Jakobeit (1998a) als das entwicklungsfördernde Kernstück der Weltwirtschaftsordnung bezeichnet. Finanzhilfe wird hier verstanden als „der Transfer von Finanzmitteln oder geldwerten Vorteilen (Technologie transfer, Ausbildungshilfe, Beratung etc.) aus den Industrieländern in die Entwicklungsländer“ (Jakobeit 1998b: 289).

³⁰⁶ Dabei handelt es sich um die nach dem Begründer benannte Steuer, die auf internationale Finanztransaktionen gezahlt werden müsste. Dadurch würden kurzfristige Spekulationen, die zum Teil verantwortlich für internationale Finanzkrisen sind, unwirtschaftlich.

wie internationaler Ebene rapide. Einerseits wurden selbstgesetzte Ziele (wie das 0,7 % Ziel) nicht eingehalten, andererseits wird zum Teil internationalen Vereinbarungen nicht entsprochen³⁰⁷. „Private Kapitaltransfers, die vielfach als Alternative gepriesen werden, bleiben aber zu über 95 % auf rund 20 Schwellenländer begrenzt“ (Jakobeit 1998b: 290).

Seit knapp 20 Jahren ist der Aufbau von **Umweltregimen** zu erkennen (Montreal Protokoll, Globale Umweltfazilität GEF, Kyoto-Vereinbarungen³⁰⁸). Diese können wichtige Erkenntnisse auch für die Neuordnung von Entwicklungspolitik und Nord-Süd-Beziehungen liefern (Jakobeit 1998a; Oberthür, Ott 2000; Ott 1998). In diesen Fällen müssen einerseits hierarchische Strukturen durch kooperative ersetzt werden. Andererseits handelt es sich bei vielen Umweltproblemen auch um Armutsprobleme, so dass ohnehin eine direkte Verknüpfung (wie auch beim hier zu untersuchenden Thema) gegeben ist.

Die oben genannten Regime stellen, trotz ihres weitgehenden Scheiterns, ein Grundgerüst für entwicklungspolitische Aktivitäten dar. Was bisher fehlte, war zum einen die klare Zielverfolgung und zum anderen die fehlende integrierte Sichtweise. Wie gezeigt worden ist, kann Armut nicht allein aus dem Aspekt fehlenden Kapitals heraus betrachtet werden. Insbesondere in diesem Themenkomplex ist eine querschnittsorientierte Herangehensweise unerlässlich. Diese muss ökologische Rahmenbedingungen ebenso beachten wie Verteilungsaspekte intra- und interregionaler Art. Dieser Komplex entspricht dann wiederum der Nachhaltigkeitsdiskussion, die auf einen Gleichklang der Faktoren Ökonomie, Ökologie und Soziales setzt.

In dieser Arbeit wurde bereits abgeleitet, dass die ökologischen Vorteile von solarthermischen Anlagen außer Zweifel stehen, und eine Kooperation mit Nordafrika zu einem Devisenfluss von Nord nach Süd führen wird. Wie aber innerhalb der Region eine allgemeine Wohlfahrtssteigerung erreicht werden kann, ist noch zu klären. Einen Ansatzpunkt aus systemischer Perspektive stellen dabei Regime dar, die in verschiedenen Ausgestaltungsformen soziale Belange von Individuen zum Gegenstand haben, und aus diesem Grund hier als **Sozialregime** bezeichnet werden³⁰⁹. Dabei kann einerseits auf eine Reihe von bestehenden Regimen aufgebaut werden, und andererseits müsste im Bereich von Sozialklauseln eine Neueinführung erfolgen.

Ähnlich wie die zuvor genannten sind auch Sozialregime seit den 40er Jahren verstärkt eingeführt worden, und sie bieten prinzipiell alle Voraussetzungen für eine weitgehende Verteilung von Wohlstand innerhalb eines Landes. Der Erfolg der jeweiligen Regime ist sehr unterschiedlich. So ist die „Allgemeine Erklärung der Menschenrechte“ von 1948 weitgehend akzeptiert und in den meisten Ländern angewandtes Recht. Die weltweite Situation bezüglich der Beachtung des „Internationalen Paktes über bürgerliche und politische Rechte“ („Bürgerpakt“ vom 16. Dezember 1966) und des „Internationalen Paktes über wirtschaftliche, soziale und kulturelle Rechte („Sozialpakt“, ebenfalls vom 16. Dezember 1966) ist bereits weniger eindeutig. Darüber hinaus existieren eine Reihe von Übereinkünften der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) wie Nr. 87 (9.7.1948), 98 (1.7.1949), 135 (23.6.1971) und 151 (27.7.1978). Diese konkretisieren und sichern kollektives Arbeitsrecht wie Mitbestimmung,

³⁰⁷ Das jüngste Beispiel sind die sinkenden Einnahmen des United Nations Development Programme (UNDP, Entwicklungsbehörde der Vereinten Nationen), die zu massivem Stellenabbau führen wird (UNDP 2000).

³⁰⁸ wenn auch im letzten Fall nur sehr stockend.

³⁰⁹ Die Abgrenzung zu den zuvor genannten Regimen, die indirekt ebenfalls soziale Aspekte zum Gegenstand haben, liegt in der Tatsache, dass bei dem hier eingeführten Begriff der Sozialregime primär *individuelle* und nicht *kollektive* Rechte im Fokus stehen.

Tarifrecht, Schutz der Arbeitnehmervertreter im Betrieb, Übertragung der Forderungen auf öffentliche Dienste und Einführung von Schlichtungsverfahren. Die ILO-Vereinbarungen geben damit eine Reihe wichtiger Ansatzpunkte für die Verbesserung der Rahmenbedingungen von Entwicklung und „lesen sich wie ein entwicklungspolitisches Programm“ (Niemann 1998).

Problematisch ist jedoch die Tatsache, dass diese Erklärungen nicht völkerrechtlich bindend sind. So ist auch die am 18.6.1998 auf der 86. Jahreskonferenz der ILO von 174 Staaten der Erde unterschriebene „Erklärung über die Grundsätze und fundamentalen Rechte zur Arbeit“, die als Korrektiv zur WTO gedacht ist und eine jährliche Berichtspflicht der Staaten vorsieht, nur ein schwaches Instrument, da die völkerrechtliche Verbindlichkeit fehlt. Diese Vereinbarungen bilden allerdings eine sehr gute Grundlage für die Ausrichtung außenwirtschaftlicher Aktivitäten in bilateralen Zusammenhängen, insbesondere wenn diese mit staatlicher Unterstützung vorgenommen werden. Die entsprechenden Indikatoren ließen sich ohne multilateralen Verhandlungsaufwand in die deutsche Entwicklungs- und Außenwirtschaftsförderungspolitik integrieren, da sie bereits international verabschiedet worden sind. Insofern könnte diese Art der Verknüpfung staatlicher Politik und privatwirtschaftlicher Initiative mit den wichtigsten Elementen des Arbeitsrechts zu einer sozial orientierten Entwicklung führen.

Auf diesem Wege könnten auch betriebliche Sozialversicherungssysteme eingeführt werden. Dies ist notwendig, da bei modernen Industrien die traditionellen Systeme ihre Schutzfunktion verlieren (Klemp 1992). Auch hier kann erneut auf eine Konvention der ILO verwiesen werden. In der Konvention 102, die auf der 35. Internationalen Arbeitskonferenz 1952 verabschiedet worden ist, werden die wichtigsten Bereiche versicherbarer Risiken beschrieben, von Krankheitsfällen bis zu Invalidenhilfen.

Bei der Anwendung dieser Konventionen handelt es sich somit nicht um einen Paradigmenwechsel, sondern um die konsequente Umsetzung ratifizierter Vereinbarungen. Allerdings kann die Beachtung dieser Konventionen nur dann greifen, wenn innerhalb eines Landes eine entsprechende demokratische Kultur herrscht, so dass die Bevölkerung auch tatsächlich auf ihre dann vorhandenen Rechte zurückgreift. Dies ist nicht immer zu erwarten (insbesondere in nordafrikanischen Staaten), und auch nicht notwendigerweise von jedem einzelnen zu fordern. In jedem Fall ist aber eine solche Politik durch eine parallel stattfindende Einführung von **Sozialklauseln** in die bilaterale Zusammenarbeit zu unterstützen.

Primäres Ziel sollte es sein, die Löhne der Arbeiter und Angestellten in den Zielländern insgesamt anzuheben, beispielsweise durch die Einforderung sozialer Mindeststandards. Eine Kooperation nur auf dem Gebiet solarthermischer Kraftwerke dürfte allerdings nicht bedeutsam und damit überzeugend genug sein, auf schnellem Wege gesamtgesellschaftliche Veränderungen hervorzurufen. Es sollte jedoch ein erster Schritt zur Verbesserung der Lebensumstände der Gesamtbevölkerung erfolgen, indem in den Kooperationsvereinbarungen festgeschrieben wird, dass die Löhne in den solarthermischen Kraftwerken und den Zulieferunternehmen deutlich über den entsprechenden Landesdurchschnitt angehoben werden sollen³¹⁰. Dadurch wird die Kaufkraft in der Bevölkerung erhöht und es finden somit erste Umverteilungseffekte statt.

³¹⁰ Besser noch wäre eine angemessene prozentuale, und mit der Zeit angleichende, Kopplung an das Niveau bundesdeutscher Gehälter. Damit würde deutlich zum Ausdruck gebracht, dass eine Angleichung zwischen Nord und Süd tatsächlich angestrebt wird, und nicht nur die preisgünstigen Ressourcen bzw. Produktionsfaktoren Sonne und Arbeit die Motivation von deutscher Seite aus darstellen.

Eingebunden werden muss dies aber auf jeden Fall in eine Gesamtstrategie im Sinne des erwähnten primären Ziels sowie flankiert durch verbindliche Verweise auf die oben genannten Vereinbarungen der ILO.

Die Diskussion um Sozialklauseln lässt sich bis zum Jahr 1919 zurückverfolgen. In einem britischen Entwurf der Verfassung der ILO heißt es, dass eines der Hauptziele dieser Organisation darin bestehen sollte, „den unlauteren Wettbewerb zu beseitigen, der sich auf drückende Arbeitsbedingungen stützt“ (zitiert nach Adamy 1995:11). Intensiv und ernsthaft wurde jedoch erst im Vorfeld der Uruguay-Runde der GATT-Verhandlungen im April 1994 darüber diskutiert (Braßel 1995). Seitdem findet eine sehr kontroverse Debatte über Vor- und Nachteile statt, die hier nicht im Einzelnen nachvollzogen werden soll (s. dazu u.a. Piepel 1995).

Die Hauptvorwürfe an Sozialklauseln bestehen darin, dass sie einerseits von einigen Staaten als Protektionsmittel gegen preiswerte Importe angesehen werden und andererseits nicht in der Lage sind, alleine alle Ungerechtigkeiten auszugleichen. In Bezug auf solarthermische Kraftwerke wirken diese Argumente jedoch nicht. Als Protektionsmittel können hier Sozialklauseln nicht wirken, da es das Produkt ‚Strom aus solarthermischen Kraftwerken‘ in den meisten Regionen Europas nicht geben wird³¹¹; der zu protegierende Gegenstand fehlt demnach. Da es sich um eine spezifische Einzeltechnologie handelt, bei der kooperiert werden soll, ist von vornherein ausgeschlossen, sie könne alle Armutprobleme lösen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang lediglich, dass der Einsatz und die Umsetzungsorganisation dieser Technologie ökologisch und sozial verträglich abläuft, und sie damit bestenfalls als positives Beispiel und als ein Impuls für eine demokratische Entwicklung dienen kann³¹².

Entscheidend ist nach Elsenhans, dass „der Impuls der Dynamisierung, der vom Exportsektor ausgeht, zur Verbreiterung des Produktivitätswachstums in den Nichtexportsektoren führt“ – er nennt dies „Vertiefung der Globalisierung“ (Elsenhans 1998: 210). Seiner Meinung nach bedeutet dies, dass die Binnennachfrage durch die Industrieländer subventioniert werden muss, indem für den Export bestimmte Produkte abgekauft werden; die Abschottung der Industrieländer müsse demnach aufhören. Ob eine solche Abschottung in Bezug auf nordafrikanische Länder zutrifft, soll hier nicht weiter diskutiert werden. Auf jeden Fall träfe die von Elsenhans skizzierte Sachlage bei solarthermischen Kraftwerken zu, und damit wäre diese Technologie, unter gleichzeitiger Beachtung sozialer Umverteilungsinstrumente, prädestiniert für eine Einbindung in die bundesdeutsche Entwicklungspolitik.

Zusammenfassend zeigt sich demnach, dass es sich bei der Umsetzung einer solaren Stromkooperation um ein Querschnittsgebiet handelt, das den Zielen der Nachhaltigkeit gerecht werden muss. Aus systemischer Perspektive bedeutet dies nicht nur die Beachtung und Gestaltung ökonomischer Randbedingungen, sondern auch die konsequente Ausübung bestehender sozialer Vereinbarungen sowie die Integration von Sozialklauseln. Ansätze, die diesen Ansprüchen nicht gerecht werden, stehen somit schnell im Verdacht, nur ökologische Ziele zu verfolgen.

In der oben skizzierten Weise handelt es sich um die Umsetzung der Idee des „good-“ oder „global governance“ in einem bestimmten Politikfeld (s. dazu CGG 1996; Leisinger 2000;

³¹¹ Vor allem nicht in Deutschland und seinen Nachbarstaaten.

³¹² So wurde auch vom Ausschuss für Außenwirtschaftsbeziehungen des Europäischen Parlaments die Einführung von Sozialklauseln grundsätzlich befürwortet (EP 1994a; EP 1994b), ohne dass es allerdings bisher zu einer Umsetzung kam.

Messner, Nuscheler 1996). Welche Anteile und Aufgaben bei der Umsetzung eines „verantwortungsvollen Umgang[s] mit Macht und den wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Ressourcen, die den nationalen Regierungen sowie ihren Behörden anvertraut sind“ (Leisinger 2000: 9) welche Akteure haben könnten, ist Gegenstand des nächsten Abschnittes.

5.2.2.2 *Akteursperspektive der solaren Nord-Süd-Kooperation*

Für den Aufbau einer mediterranen Partnerschaft zur gemeinsamen und nachhaltigen Nutzung von Sonnenenergie sind vor allem die folgenden Akteure notwendig:

- Kapitalgeber
- Deutscher Staat
- Nordafrikanische Staaten
- Europäische Union
- Nichtregierungsorganisationen

Kapitalgeber aus der Industrie und Wirtschaft sind diejenigen, die in solarthermische Kraftwerke investieren. Diese sind nicht notwendigerweise auf ein bestimmtes Land beschränkt, allerdings wäre es vorteilhaft, wenn sich Mischkonsortien aus deutschen und nordafrikanischen Unternehmen finden würden. Wenn es gelingt, das ökonomische und das psychologische Entscheidungsumfeld für Solarkraftwerke positiv zu gestalten und dementsprechend zu propagieren, so dürfte das Finden von Investoren wenig problematisch sein³¹³.

Die ökonomischen Rahmenbedingungen können weitgehend vom **deutschen Staat** gestaltet werden und müssen so beschaffen sein, dass potenzielle Investoren die Möglichkeit sehen, ihr Kapital gewinnbringend einzusetzen. So ist es zunächst erforderlich, dass mit diesen Anlagen Strom konkurrenzfähig zu anderen Versorgungsoptionen produziert werden kann. Dieser Aspekt hängt wiederum von der energiewirtschaftlichen Gestaltung dieses potenziellen Marktes ab (z.B. Integration in das EEG). Zudem spielen insbesondere in der Anfangsphase Finanzierungs- und Risikoaspekte eine große Rolle (staatliche Förderung, Kreditaufnahme, Risikoübernahmen etc.), weshalb sie entsprechend gestaltet werden müssen. Der Staat nimmt daher aufgrund seiner in den skizzierten Feldern großen oder alleinigen Einflussmöglichkeit eine entscheidende Rolle bei der Markterschließung ein. Auch hängt das zuvor skizzierte Programm SYNTHESIS von einem deutlichen Engagement des Staates ab. Zudem müsste sich die Legislative für eine definitive Klärung der Stromdurchleitung durch alle betroffenen europäischen Staaten einsetzen.

Wenn Deutschland die private Wirtschaft bei Auslandsaktivitäten, und sei es nur mit Hilfe entsprechender Gestaltungen auf deutscher Seite, fördert, hat der Staat nach dem Verursacherprinzip eine Mitverantwortung für die Auswirkungen in den jeweiligen Regionen. Dies wird nicht dadurch abgemildert, dass die Partnerschaft von Entwicklungszusammenarbeit und Privatwirtschaft seit Mitte der 90er Jahre ein neues Paradigma der deutschen Entwicklungspolitik ist. Diese Form der Entwicklungszusammenarbeit hat zweifellos zu einer höheren Effektivität und Effizienz geführt. Wie aber bereits gezeigt wurde, reicht Wirtschaftsförderung alleine nicht aus, um Armut zu beseitigen und stabile Verhältnisse zu schaffen. Insbesondere dem Aspekt der Umverteilung muss dabei mehr als bisher Rechnung getragen werden. Ein Mitar-

³¹³ Wie seit rund zwei Jahren auf dem liberalisierten Energiemarkt mit dem Auftreten von Independent-Power-Producern zu beobachten ist.

beiter der Konrad-Adenauer-Stiftung stellte dazu folgende Frage: „Sollte die Entwicklungszusammenarbeit eines Landes, das zu Recht stolz ist auf die soziale Orientierung seiner Marktwirtschaft, nicht auch bei ihren Partnern in der Dritten Welt die Einführung von Arbeitsschutz und Arbeitsrecht fördern?“ (Niemann 1998).

Aufgrund der Zielsetzungen dieser Arbeit, aber auch von Protagonisten der solaren Kooperation zwischen Nordafrika und Deutschland, bedeutet dies die Beachtung von Nachhaltigkeitsaspekten. Die außenwirtschaftliche Aktivität muss daher durch die oben besprochenen, sozialpolitischen Instrumente flankiert werden. Auch aus bundesdeutscher Sicht ist dafür Sorge zu tragen, dass sich der Nutzen dieser Investitionen nicht nur auf die Investoren und einzelnen Eliten in den Standortländern beschränkt, sondern tatsächlich zu einem allgemeinen Wohlfahrtsgewinn beiträgt.

Politik als Querschnittsaufgabe ökologischer, ökonomischer und sozialer Aufgaben verlangt zudem eine Neugestaltung auf institutioneller Ebene. Brauch formulierte 1998 in grober Form die Idee einer interministeriellen Arbeitsgruppe (IMA) Klima-Außenwirtschaftspolitik, die beim BMZ anzusiedeln wäre (Brauch 1998: 158, 162). Eine solche Arbeitsgruppe könnte einen integrativen Charakter divergierender Politikansätze der verschiedenen Ministerien zur Folge haben, wenn sie mit entsprechender Befugnis ausgestattet wäre. Bei allen außenwirtschaftlichen Aktivitäten, die das Politikfeld Energie bzw. Klimaschutz betreffen, müsste sie eingeschaltet werden. Zudem sollte ihr ein Vetorecht eingeräumt werden. Ob sie beim BMZ angesiedelt sein muss, ist nicht abschließend zu klären, auch eine davon losgelöste Position wäre möglich. Auf jeden Fall müssen in der IMA Mitarbeiter aus BMZ, BMWi, BMBF und Außenamt vertreten sein. Die Leitungsposition sollte zwischen BMZ, BMWi und Außenamt rotieren³¹⁴. Vom Autor dieser Arbeit wird eine von einem bestimmten Ministerium losgelöste Institution vorgezogen, die aber durch die oben skizzierte IMA direkten Kontakt mit den Ministerien hält. Diese Konstellation hätte den Vorteil, stärkere exekutive Kraft zu besitzen, direkt und als Ansprechpartner für Unternehmen auftreten zu können, die beispielsweise solarthermische Kraftwerke in nordafrikanischen Regionen bauen möchten. Zudem hätten diese Unternehmen nur Gespräche mit einer Anlaufstelle in Deutschland zu führen, die bei allen weiteren Aktivitäten unterstützend tätig sein könnte.

Neben den bisher angesprochenen Ministerien sollten deutsche Nichtregierungsorganisationen (NGO) Beobachter- und Beraterstatus erhalten, dadurch würde die notwendige Transparenz gegeben sein. Dies erfordert jedoch einen Paradigmenwechsel innerhalb der Ministerien und bei den NGO, die sich aus der historischen Entwicklung heraus weniger als Partner denn als politische Gegner betrachten³¹⁵.

Diese Ausführungen zeigen die entscheidende Rolle des deutschen Staates bei einer Erschließung von Solarenergiepotenzialen im Mittelmeerraum, die sozialen Aspekten genügen soll. Der Staat muss somit als Koordinator (nicht als Durchführender) für den sozialen Ausgleich auftreten.

Die unmittelbaren Verhandlungspartner sind die **nordafrikanischen Staaten**, vor allem Tunesien und Marokko. Die Voraussetzungen der Kooperation mit diesen Staaten erscheinen aus

³¹⁴ Das BMBF hätte eher beratende Funktion und sollte daher im Einfluss etwas beschränkter bleiben.

³¹⁵ Wobei dies, nach Gesprächen mit Germanwatch oder BMZ, in den letzten 10 Jahren zunehmend aufgeweicht ist.

der Sicht einer freiheitlich-demokratischen Staatsordnung heraus nicht günstig. Werner Ruf resümierte 1998, dass der „von den Islamisten erhobene Vorwurf ‚Demokratie ist Volksbetrug‘“ aufgrund der turnusgemäße[n] Veranstaltung[en] von Wahlen unter den Bedingungen systematischer Manipulation, fehlender Rechtsstaatlichkeit und Gewaltenteilung mit dem Ziel, den tatsächlichen Volkswillen von der politischen Artikulation auszuschließen“ ungewollt empirisch fundiert wird (Ruf 1998: 231).

Andererseits ist eine Annäherung von Europa und den südlichen Mittelmeeranrainern zu erkennen. So wurde mit der Konferenz von Barcelona im November 1995 „die Schaffung einer euro-mediterranen Partnerschaft begründet, die die Beziehungen zwischen den 15 europäischen Unterzeichnerstaaten und 12 Mittelmeeranrainern auf eine dauerhafte Basis stellen“ soll (Ruf 1998: 229)³¹⁶. Zudem hat beispielsweise Marokko schon gegenüber der Weltbank und anderen Organisationen signalisiert, dass es gegenüber einer solaren Strompartnerschaft aufgeschlossen wäre (Aringhaus 1998). Der Grund liegt sicherlich in der Erwartung, Devisenströme zu erhalten. In weiteren Konkretisierungen müssten sich diese Länder gegenüber den Sozialklauseln offen zeigen³¹⁷ und somit ein günstiges Investitionsklima bereitstellen. Dazu gehört auch die Erarbeitung klarer vertraglicher Regelungen und entsprechender Genehmigungsverfahren auf der Standortebe-
ne.

Weiterhin sollten die Standortländer in der Art auf die Projektvorhaben Einfluss nehmen, dass Strom aus Solarenergie nicht nur für den Export, sondern auch für die Bedarfsdeckung im Land generiert wird. Damit können mit Hilfe ausländischen Kapitals die in beiden Ländern vorhandenen Deckungslücken geschlossen werden, und auch auf diesem Wege ein Vorteil erreicht werden. Über weitere Maßnahmen zur Armutsbekämpfung im Zusammenhang mit solarthermischen Kraftwerken sollte ebenfalls nachgedacht werden. So könnte beispielsweise, sozusagen als Preis für die Akzeptanz von Sozialklauseln, vereinbart werden, dass 0,1 oder 0,2 Pf/kWh aus den Einnahmen in Elektrifizierungsprojekte ländlicher Regionen oder Dörfer fließen³¹⁸.

Die **Europäische Union** hat verschiedene Möglichkeiten, auf einen solchen Prozess begünstigend einzuwirken. Neben der bereits gelegten und erwähnten Grundlage des Abkommens von Barcelona, kann die Markteinführung durch die Ausschöpfung bestehender Programme (Mittelmeerprogramm, Struktur- und Regionalfonds, Energieförderprogramm etc.) beschleunigt werden. Zudem muss die EU wichtige rechtliche Rahmenseetzungen auf technischem Gebiet (z.B. Stromdurchleitung) sowie im organisatorischen und entwicklungspolitischen Bereich erlassen. Die europäische Union sollte gegenüber den nordafrikanischen Staaten vor allem als Partner und nicht als Interessenvertreter Deutschlands auftreten.

Eine sehr wichtige Akteursgruppe im hier skizzierten Zusammenhang sind **Nichtregierungsorganisationen** (NGO). „Nichtregierungsorganisationen können in gesamtgesellschaftlicher Verantwortung einen Beitrag zur Überwindung der wissenschaftlichen Spezialisierung und der staatlichen Segmentalisierung von Kompetenzen und Verantwortungen leisten, wenn es

³¹⁶ Das Kernstück dieses Abkommens ist die Schaffung einer Freihandelszone, die einer solaren Kooperation entgegen käme.

³¹⁷ Dieser Punkt könnte sicherlich zu einem Hemmnis werden, müsste aber mit Hinweisen auf die großen geldwerten Vorteile eines Sonnenstrom-Förderlandes zu beseitigen sein.

³¹⁸ Die Stromvergütung müsste auf deutscher Seite entsprechend höher sein, wobei dies kaum eine kritische Größenordnung sein dürfte (vor allem im Vergleich zu den anderen Vergütungssätzen für Strom aus erneuerbaren Energien).

ihnen gelingt, umfassendere Problemlösungsansätze zu thematisieren“, so schreibt Brauch (1998). Seine Ausführungen zielen jedoch nur auf eine bestimmte Art von NGO ab, und zwar solche, die das Thema Energie oder Klima als Gegenstand haben. Daneben sind NGO aber auch zur Schaffung von Demokratie und Transparenz auf internationaler Ebene sowie zur Mobilisierung der zivilgesellschaftlichen Öffentlichkeit unabdingbar, wie u.a. Jakobeit (1998b) feststellte. NGO mit einer solchen thematischen Ausrichtung sind damit weitaus bedeutsamer als die zuerst genannten, da einerseits das technologische und konzeptionelle Know-how vorliegt und andererseits auf dem Gebiet der internationalen Beziehungen im Rahmen der technischen Konzepte bisher nichts geschehen ist.

Gesellschafts- und entwicklungspolitisch ausgerichtete NGO stellen damit einen äußerst wichtigen mittelfristigen Faktor bei einer Kooperation im oben genannten Sinne dar. Daraus lässt sich folgern, dass NGO (aus Europa wie Marokko/Tunesien) in den gesamten Planungsprozess eingebunden werden müssen. Auch dies verteuert und verlangsamt den Prozess, ist allerdings aus entwicklungspolitischer, aber auch aus technisch-organisatorischer Hinsicht nicht zu unterlassen. Denn ohne Rückhalt der Standortbevölkerung kann die Investition in großtechnologische Anlagen in einem politisch instabilen Umfeld leicht zu einem finanziellen Fiasko führen. Im Sinne einer erfolgreichen Projektdurchführung sollten daher alle beteiligten Akteure an einer guten Interessensvertretung der nordafrikanischen Bevölkerung, neben der demokratisch legitimierten, im Rahmen von NGO interessiert sein.

Auch sollten NGO darauf bedacht sein, dass die oben genannten grundsätzlichen Instrumentarien zur Einkommensverteilung und zur sozialen Absicherung gemäß ILO tatsächlich umgesetzt werden. Sollte dies nicht der Fall sein, müssen sie für eine geeignete Öffentlichkeit in Nordafrika, aber vor allem auch in Deutschland sorgen. Für diese Aktivitäten sollte ebenfalls eine kleine, zweckgebundene Abgabe aus den Stromerlösen bereitgestellt werden.

5.2.2.2.3 *Die nächsten Schritte*

Zunächst sollte mit ein oder zwei Pilotanlagen begonnen werden, die nicht durch weitreichende Regulierungsmaßnahmen (wie Sozialklauseln) belastet werden, sondern das Aufzeigen der Machbarkeit unter Wettbewerbsbedingungen zum Gegenstand haben. Die Finanzierung könnte aus internationalen Fonds (wie GEF), aus Mitteln der deutschen und europäischen Wirtschaftsförderung, der Entwicklungshilfe sowie aus multilateralen Banken (wie der Weltbank) stammen. Die Betreiber können entweder ein Konsortium aus Energieversorgungsunternehmen oder ein Independent-Power-Producer sein.

Begleitet werden sollte der Prozess einerseits durch NGO auf der Standortebene und andererseits durch unabhängige wissenschaftliche Institutionen. Die Finanzierung könnte bei den erstgenannten aus dem BMZ erfolgen und bei den zuletzt genannten aus dem Forschungs- bzw. Wirtschaftsministerium. Zudem wären von wissenschaftlicher Seite aus die Möglichkeiten einer Einbindung dieser Konzepte in die Kyoto-Mechanismen zu prüfen.

Anhand der Pilotprojekte kann die Standortregierung erkennen, ob sich mit der Nutzung dieser Technologie Devisen erwirtschaften lassen und es sich um einen Zukunftsmarkt handelt. Bei den dann folgenden Projekten wären schließlich Sozialklauseln und Regelungen des individuellen und kollektiven Arbeitsrechts einzuführen. Auch müssten alle weiteren, oben genannten Akteure in der dargestellten Weise eingebunden werden. Schließlich ist beim Aufbau einer solarthermischen Wirtschaft auf ausreichend Konkurrenz zu achten.

6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei der vorliegenden Arbeit handelt es sich um eine **komplexe Analyse** der Möglichkeiten einer zukunftsfähigen Energieversorgung für Deutschland zum Zwecke der zielorientierten Beratung von Politik, korporativen Akteuren, Unternehmen und sonstigen Einzelakteuren. Leitender Indikator war dabei zunächst die unter Klimagesichtspunkten geforderte 80 %-Verminderung der CO₂-Äquivalent-Emissionen bis 2050. Um die Analyse zu verwirklichen, mussten eine Reihe verschiedener Themenbereiche untersucht werden, um sie schließlich in einer systemischen Betrachtung zusammenzuführen. Darüber hinaus waren in zwei Bereichen, die sich als entscheidend für eine zukunftsfähige Entwicklung heraus kristallisiert haben, akteursorientierte Betrachtungen notwendig.

Um die geforderten Ergebnisse zu generieren, mussten daher Methoden angewendet werden, die in unterschiedlichen wissenschaftlichen Disziplinen erarbeitet worden sind. Diese reichen von sozio-ökonomischen und politologischen Betrachtungen wie bei der Anwendung von soziologischen Akteursmodellen bis zu ingenieurwissenschaftlichen Untersuchungen wie im Beispiel ‚Offshore-Windkraftanlagen‘. Zudem wurde umfassend die **Methodik der Szenarioanalyse** eingesetzt, die auf allen Ebenen äußerst wichtig für den Bereich der Entscheidungsunterstützung ist und somit am ehesten als politikwissenschaftliches Instrumentarium eingeordnet werden kann.

Einige der Methoden wurden dabei für die zu untersuchenden Fälle weiterentwickelt. Dazu erfolgten im Bedarfsfall sehr detaillierte Betrachtungen (s. Kapitel 2), um bestehende Wissenslücken zu schließen, die für eine gesamtsystemische Analyse notwendig sind. Dort, wo bereits ausreichende Detailkenntnisse aus anderen Untersuchungen vorlagen, wurden diese im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung in geeigneter Weise zusammengeführt und bewertet (s. Kapitel 3), ohne in dieser Arbeit näher auf die dahinter stehenden Details einzugehen. Mit beiden Ansätzen konnte schließlich eine Reihe neuer Erkenntnisse gewonnen werden, die zum Teil von großer Wichtigkeit für die weitere Umgestaltung des bundesdeutschen, aber auch des internationalen Energiesystems sind (z.B. beim Thema Biomasse).

Neu an dieser Arbeit ist darüber hinaus vor allem der bereits erwähnte Ansatz, mit Hilfe eines **Methodenmixes** aus verschiedenen wissenschaftlichen Disziplinen eine umfassende Bewertung möglicher Energieversorgungszukünfte zu versuchen. Dabei steht weniger die Einzelanalyse im Vordergrund, sondern vielmehr das geeignete Zusammenführen einzelner, zum Teil bekannter, sehr detaillierter Untersuchungen zu einer systemischen Betrachtung, die naturwissenschaftliche, technische, ökonomische und soziale Aspekte in ausgeglichener Weise einbezieht.

Zudem sollte die vorliegende Arbeit immer auch im **Kontext** der Arbeiten von Stefan Pfahl und Carsten Polenz gesehen werden, die die Nachfrageseite des Energiesystems in neuer Weise analysiert und modelliert haben und somit in mehrfacher Hinsicht direkt Einfluss auf das Angebotssystem nehmen. Umgekehrt wurden ebenso eine Reihe von Rückwirkungen festgestellt, bei denen Strategien des Angebotssystems Auswirkungen auf die Nachfrageseite haben. Alle drei Arbeiten sind demnach aus einem iterativen Prozess heraus entstanden.

Im Folgenden werden die **Hauptergebnisse** dieser Arbeit im Überblick zusammengefasst und diskutiert, die weitergehenden Betrachtungen der Ergebnisse können den jeweiligen Kapiteln entnommen werden.

Einzelbetrachtungen

In Kapitel 2 wurden zunächst Detailuntersuchungen zu sechs Angebotstechnologien dargestellt. Diese Untersuchungen waren notwendig, da es sich zwar im Rahmen des Gesamtsystems um wichtige Technologien handeln könnte. Wie sich im Laufe der Bearbeitung dieses Dissertationsvorhabens allerdings herausstellte, bestanden hier für die endgültige Bewertung und die Beachtung in der Szenarienbetrachtung allgemeine Wissenslücken, die zunächst geschlossen werden mussten. Darüber hinaus stellen diese Einzelbetrachtungen exemplarische Untersuchungen für verschiedene Sektoren dar.

Die **Photovoltaik (PV)** gilt weltweit als eine der wichtigsten Zukunftstechnologien im Energiebereich. Sie bietet aus vielen Gründen ökologische, und bereits heute in manchen Einsatzfällen und Regionen auch ökonomische Vorteile gegenüber konkurrierenden Erzeugungstechnologien. Allerdings erfolgte bislang keine umfassende Betrachtung darüber, welche der PV-Technologien aus ökologischer Sicht zu bevorzugen ist und welche eventuell nicht weiter verfolgt werden sollten. Daher wurden anhand einer Ökobilanzierung die bestehenden Technologien analysiert und bewertet. Als untersuchungsleitende Indikatoren wurden *Kumulierter Energieaufwand*, *Ressourcenverfügbarkeit*, *Toxizitäten* und *Recyclingfähigkeit* herangezogen. Im Rahmen eines großtechnischen Einsatzes, wie er zumeist gefordert wird, ist vor allem der Aspekt der Recyclingfähigkeit auf hoher Ebene in hohem Maße zu beachten. Zusammenfassend hat sich herausgestellt, dass die Siliziumtechnologien insgesamt ökologische Vorteile gegenüber den Dünnschichtzellen auf Nicht-Siliziumbasis bieten. Ließe sich insbesondere bei den amorphen Siliziumzellen der Wirkungsgrad auf über 10 % stabilisieren, so wäre dies die PV-Technologie der Zukunft.

Der Einsatz von **Offshore-Windkraftanlagen** zur Stromerzeugung wurde bereits zu Beginn der 70er Jahre des 20. Jahrhunderts diskutiert ohne dass sich daraus bis Ende der 90er Jahre nennenswerte Entwicklungen ergeben hätten. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung von landgestützten Anlagen ist man allerdings zunehmend in den Leistungsbereich gekommen, der eine Nutzung seegestützter Anlagen interessant erscheinen lässt. Im Rahmen einer umfassenden Betrachtung wurden daher ökologische, technische und ökonomische Aspekte von solchen Anlagen untersucht. Dabei ergab sich zum einen, dass nach bisherigem Wissensstand bei der Nutzung negative Einflüsse auf die Natur nicht gegeben sind und die notwendige Technik mittlerweile breitenwirksam eingesetzt werden kann. Auch die Kosten der Stromerzeugung versprechen mindestens im Bereich guter landgestützter Windkraftanlagen zu liegen. Aus Sicht der Elektrizitätswirtschaft ist vor allem wichtig, dass Offshore-Anlagen hohe technische Potenziale aufweisen und im Vergleich zu Onshore-Anlagen deutlich bessere Einflüsse auf die Qualität der Stromerzeugung und den zeitlichen Abgleich zwischen Stromnachfrage und -angebot besitzen.

Der Bereich der **Biomasse** stellte sich als besonders wichtig, wenn auch problematisch heraus. Wie zuvor kurz angedeutet, muss im Rahmen eines versorgungssicheren Energiesystems Wert auf einen guten zeitlichen Nachfrage-Angebot-Abgleich gelegt werden. Dafür eignen sich vor allem chemische Energieträger, die leicht gelagert und beliebig eingesetzt werden können. Bei dem Ziel einer hohen CO₂-Einsparung bedeutet dies, dass der Biomasse in einem zukünftigen Energiesystem eine besondere Rolle zukommt. Hier treffen jedoch die beiden ökologischen Hauptproblembereiche, Klimaschutz und Bodenschutz, aufeinander und die Gefahr ist gegeben, mit dem Einsatz der „falschen“ Biomasse lediglich Emissionen von der Luft in den Bo-

den und das Grundwasser zu verlagern, nicht aber sie grundsätzlich zu vermindern. Da die größten Energiepotenziale im Bereich des Anbaus von Energiepflanzen liegen, wurden landwirtschaftliche Möglichkeiten eruiert, wie Energiepflanzen im Rahmen ökologischer Anbausysteme zu erzeugen sind. Darüber hinaus erfolgte eine szenarioanalytische Betrachtung der Anbaupotenziale, wie sie sich heute und in Zukunft (bis 2050) darstellen könnten. Als wichtigste Ergebnisse sind folgende festzuhalten: Energiepflanzen dürfen unter ökologischen Gesichtspunkten nicht in der konventionellen, sondern nur in der ökologischen Landwirtschaft angebaut werden. Um hier zu ausreichenden Energiepotenzialen zu gelangen, müssen langfristig Veränderungen der Ernährungsgewohnheiten der bundesdeutschen Bevölkerung einsetzen. Dies bedeutet unter anderem, dass der Fleischkonsum, der für den Großteil der Flächenbindung verantwortlich ist, reduziert werden muss. Wie sich weiterhin zeigte, sind bei einer Biomasse-Strategie akteursorientierte Analysen und daraus resultierende Empfehlungen notwendig, um die angestrebten Ziele zu erreichen (s. unten und Kapitel 5).

Die direkte Nutzung von Solarstrahlung ist im Bereich der Wärmeerzeugung bereits technisch weitgehend ausgereift und am Markt eingeführt. Entsprechende Systeme fehlen bisher jedoch weitgehend für industrielle Prozesse, in denen Wärme auf Hochtemperaturniveau benötigt wird (so z.B. bei der Materialerzeugung wie Aluminium) oder, wie in der chemischen Industrie, die Beaufschlagung mit Licht bestimmter Wellenlängen notwendig ist. Daher werden in Nordrhein-Westfalen seit etwa 10 Jahren Verfahren entwickelt, bei denen mittels eines sogenannten **Sonnenofens** entsprechende Möglichkeiten geschaffen werden sollen. Anhand einer ausführlichen technischen und vor allem ökonomischen Betrachtung dreier Beispiele (Sekundäraluminium, Caprolactam und Lacktests) wurden allerdings ausreichend Gründe aufgezeigt, die einen Einsatz dieser Technologie auch langfristig und weltweit weitgehend ausschließen.

Die Vor- und Nachteile **elektrischer Wärmepumpen** werden in Fachkreisen äußerst heftig diskutiert, wobei die sachliche Ebene zuweilen verlassen wird. Dieser Diskussionsverlauf resultiert u.a. daher, dass grundsätzliche Annahmen nicht transparent und die jeweiligen Ergebnisse wiederum als allgemeingültig dargestellt werden. Aus diesem Grund wurde eine ökologische Bilanzierung von elektrischen Wärmepumpen unter verschiedenen Rahmenbedingungen durchgeführt. Dies soll zu einer Versachlichung der Bewertung beitragen und der Diskussion eine wissenschaftliche Basis geben. Es hat sich zwar gezeigt, dass beim heutigen Strommix elektrische Wärmepumpen eher eine Verschlechterung der ökologischen Bilanz von Wärmeversorgungssystemen darstellen. Unter den Bedingungen eines zukünftigen Systems, welches zunehmend stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien aufgebaut ist, können elektrische Wärmepumpen jedoch einen wichtigen Beitrag zur emissionsarmen Wärmeversorgung leisten.

In einer letzten Detailbetrachtung wurden die Möglichkeiten und Folgen von **solarthermischen Kraftwerken** analysiert, die vorzugsweise im Norden Afrikas gebaut würden und von dort Strom u.a. nach Europa liefern könnten. Bei der Betrachtung handelt es sich weniger um eigene neue Untersuchungen, sondern viel mehr um die Zusammenstellung der Ergebnisse bekannter Studien der letzten 15 Jahre, die durch eigene Einschätzungen ergänzt werden. Wie sich gezeigt hat, sind die ökologisch-technischen Vorteile von solarthermischen Kraftwerken bereits ausreichend nachgewiesen worden, und es handelt sich somit um eine der wichtigsten Strategien auf dem Weg in eine zukunftsfähige Energieversorgung. Allerdings sind mit dieser Technologie entwicklungspolitische Implikationen und Hoffnungen verbunden, die bisher keine wissenschaftliche Fundierung erhalten haben. Aus diesem Grund wird eine akteursori-

enterte Untersuchung im Kontext außenwirtschaftlicher und entwicklungspolitischer Maßnahmen angeschlossen (s. unten und Kapitel 5).

Bewertung von Technologielinien

Aufbauend auf diesen eigens durchgeführten sowie bereits existierenden Detailuntersuchungen werden in Kapitel 3 alle wichtigen Technologielinien des Angebotsbereiches bewertet. Die Auswahl der Kriterien erfolgte anhand der Nachhaltigkeitsindikatoren und der im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Ziele, die zum Teil im Rahmen der vorliegenden Arbeit konkretisiert worden sind. Alle Kriterien wurden gleich gewichtet und lassen sich in folgende Kategorien einordnen:

- ökologische Aspekte (Emissionen und Immissionen)
- soziale Aspekte (Gesundheit und Gesellschaft)
- ökonomische Aspekte (Kosten und Ressourcen)

Alle betrachteten Technologien wurden für das eigens erstellte Bewertungsschema in folgende Kategorien eingeordnet:

- Kondensationsanlagen
- Große Kraft-Wärme-Kopplung
- Kleine Kraft-Wärme-Kopplung
- Dezentrale konventionelle Wärmeanlagen
- Erneuerbare Energien – Strom
- Erneuerbare Energien – Wärme

Einzelergebnisse zu den jeweiligen Kriterien lagen aufgrund der oben dargestellten Detailuntersuchungen und zahlreicher weiterer Studien bereits vor. Allerdings erfolgte bisher keine alle Kriterien umfassende Bewertung, die somit in dieser Arbeit zum ersten Mal vorgenommen wird. Die Ergebnisse dieser Bewertung stellen dann die Basis für die nun folgenden Szenarioanalysen dar. Das Vorgehen im Detail und die Ergebnisse sollten jedoch nicht als allgemeingültig und absolut angesehen, sondern als transparente und auf fachlichen Aspekten basierende Grundlage weiter diskutiert werden. Die Art der Bewertung könnte beispielsweise von einem wissenschaftlichen Beirat des Bundestages aufgegriffen und auf eine konsensuale Grundlage gestellt werden, um schließlich als Entscheidungshilfe in energiepolitischen Prozessen Verwendung zu finden.

Szenarienbetrachtung - Deutschland

Im Rahmen des vierten Kapitels, Szenarienbetrachtung, erfolgte zunächst eine methodische Einführung in dieses Mittel der Entscheidungsunterstützung. Die umfassende Darstellung der **Szenarienmethodik** ergab sich aus zwei Gründen: zum einen werden auch in Fachkreisen methodische Unterschiede nicht immer klar benannt oder beachtet, was zum Teil zu Verwirrungen und falschen Schlussfolgerungen führt. Zum anderen resultiert unmittelbar aus der Darstellung ein Analyseraster, mit dem bestehende Szenarien betrachtet und vor allem ausgewertet werden können. Entscheidungsträgern wird somit die Bewertung von Szenariountersuchungen, die sie in der Regel nicht selber durchgeführt haben, ermöglicht.

Im Zentrum des Kapitels stehen vor allem Szenarioanalysen für Deutschland, wobei aber auch die globale Ebene intensiv berücksichtigt wird. Die Szenariengenerierung geschieht mit zwei rechnergestützten Modellen, in denen das deutsche bzw. das globale Energiesystem abgebildet

worden sind³¹⁹. Im **Deutschlandszenario** wurde zunächst ein Referenzfall (mit verschiedenen Varianten) generiert, der zeigt, welche Entwicklung das bundesdeutsche Energiesystem voraussichtlich nehmen wird, wenn der bestehende Trend bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben wird. Dabei orientiert sich dieser Szenariofall an den allgemein anerkannten Untersuchungen von Prognos (1995) bzw. Prognos/EWI (1998), die jedoch nur eine Entwicklung bis 2020 beschreiben. Von diesem Zeitpunkt aus wird mit dem in dieser Arbeit erstellten Modell die weitere Entwicklung in ähnlicher Weise fortgesetzt. Es zeigt sich, dass die geforderte 80 %-Reduktion der CO₂-Emissionen nicht annähernd erreicht wird. Bis 2050 ergibt sich eine Veränderung gegenüber 1995 von -0,4 bis +9,2 % (je nach Variante).

Im nächsten Schritt wurden sechs Einzelstrategien in gesamtsystemischem Zusammenhang analysiert und deren Folgen beschrieben. Betrachtet wurden unter anderem eine intensive Erdgasnutzung, eine Atomstrategie sowie die Folgen des umfangreichen Einsatzes von Brennstoffzellen. Anhand dieser Betrachtungen konnten wiederum Schlussfolgerungen für die Generierung eines zielführenden Gesamtsystems gezogen werden.

Im Rahmen der zielorientierten Szenarienanalyse erfolgte die Betrachtung von vier aufeinander aufbauenden Nachhaltigkeitsszenarien. Dabei wurde zunächst mit der Integration der Strategien begonnen, die am wenigsten gravierende Systemeffekte verursachen, also möglichst wenig neue technische Anforderungen erfordern und vergleichsweise geringe Kosten verursachen. Konnte mit diesen Strategien das angestrebte Ziel nicht erfüllt werden, wurden sukzessive weitere Strategieelemente hinzugefügt, die jeweils eine ansteigende Komplexität haben und deren Folgen für das Gesamtsystem umfangreicher sind. Zudem erfolgte eine Sensitivitätsbetrachtung unter Variation der beiden Treibergrößen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sowie unter Beachtung der in der Arbeit von Pfahl ausgewiesenen Suffizienzpotenziale.

Letztlich wurde gezeigt, dass bis 2050 eine Entwicklung möglich ist, die den in Kapitel 3 dargestellten Kriterien bezüglich ökologischer, ökonomischer und sozialer Aspekte gerecht wird. Zur Erreichung dieses Ziels sind jedoch enorme Anstrengungen auf allen relevanten Ebenen erforderlich. Im Folgenden werden die zentralen Strategien, unter Angabe einiger Hinweise zur jeweiligen Gestaltung der Rahmenbedingungen³²⁰, kurz dargestellt.

Die heute erkennbaren Effizienzsteigerungspotenziale bezüglich der Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien müssen weitgehend ausgeschöpft werden. Die unterstellten Werte sind nach heutiger Kenntnis technisch umsetzbar und liegen geringfügig (max. 10 %) über denen der Trendentwicklung.

Die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung auf dezentraler Ebene, vor allem die Nutzung von Brennstoffzellen, ist eminent wichtig. Dagegen ist die KWK auf zentraler Ebene lediglich eine Übergangsstrategie, die nach 2030 weitgehend auslaufen muss. Durch eine entsprechende Gestaltung der KWK-Regelungen, wie sie zurzeit in der Fachszene diskutiert wird, kann dieses initiiert werden. Aufgrund der zunehmenden Konkurrenz würde damit auch der Druck auf die Weiterentwicklung zur Erhöhung der Wirkungsgrade anderer Technologien erhöht.

³¹⁹ Wie bereits erwähnt, wurde die Nachfrageseite von Stefan Pfahl und Carsten Polenz und die Angebotsseite vom Autor modelliert.

³²⁰ Die Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen wurde in anderen Arbeiten bereits erörtert, siehe dazu u.a. (DLR/WI/ZSW/IWR/Forum 1999; Massarrat 2000a; Nitsch et al. 2000).

Alle Formen erneuerbarer Energien müssen umfassend genutzt werden, allerdings reicht eine Ausschöpfung der technischen Potenziale von maximal 75 % aus. Diese Grenze wurde als Maximalwert zuvor festgelegt, um ein flexibles und fehlerfreundliches System zu generieren. Die Technologien stehen heute bereits weitgehend zur Verfügung, nur in einzelnen Bereichen sind noch umfassende Weiterentwicklungen notwendig (z.B. bei der saisonalen Speicherung solarer Wärme oder bei geothermischen Anlagen). Zur Erschließung dieser Potenziale ist vor allem eine konsequente Weiterentwicklung der Einspeisebedingungen einschließlich Ausweitung auf den Wärmebereich erforderlich.

Die Biomasse wird als ausgleichendes Element eine zentrale Rolle im stationären Sektor spielen und vorwiegend gasförmig genutzt werden. Entsprechende Vergasungstechnologien stehen heute nur in Ansätzen zur Verfügung und bedürfen daher dringend einer Weiterentwicklung. Aufgrund der Verknüpfung mit der Landwirtschaft besitzt die Biomasse einen Sonderstatus bei den erneuerbaren Energien. Hieraus ergeben sich im Energiebereich bisher nicht bekannte Anforderungen, die einer tiefergehenden Analyse bedürfen (s.u.).

Durch den Einsatz von Wind-Offshore-Anlagen zur Stromerzeugung lassen sich mittelfristig kostengünstige Erzeugungspotenziale erschließen. Die Technologien stehen mittlerweile zur Verfügung und die aktuelle Entwicklung lässt vermuten, dass diese Anlagen bereits in den nächsten 10 Jahren wirtschaftlich zu betreiben sein werden. Der weitere Prozess zur Erschließung sollte von staatlicher Seite aus moderiert werden, um die verschiedenen Interessen von Stromwirtschaft, Verbrauchern, Fischerei, Anwohnern und Wassersportlern in Einklang zu bringen.

Ebenso hat sich herausgestellt, dass der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas notwendig ist. Auch hierfür stehen die Technologien bereits zur Verfügung. Wie im Bereich der Biomasse, ist auch hier eine Verknüpfung mit einem völlig anderen Politikbereich gegeben. Solarthermische Kraftwerke, die für Deutschland Strom produzieren können, werden vorwiegend in Ländern zum Einsatz kommen, die Entwicklungs- oder Schwellenlandcharakter haben. Daher ist eine eingehende Beschäftigung mit den Gestaltungsmöglichkeiten solcher Nord-Süd-Kooperationen sowie deren Gefahren und Chancen erforderlich (s.u.).

Im Rahmen der unterstellten Annahmen zeigt sich zudem, dass für die Verwirklichung eines zukunftsfähigen Energiesystems gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft erforderlich ist. Der in Deutschland, mit nordafrikanischem Solarstrom, elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird fossile Treibstoffe im Verkehr ersetzen müssen. Zu diesem Zeitpunkt handelt es sich zudem nicht um eine völlige Neueinführung eines technischen Systems. Bereits zuvor konnten über die Holzvergasung in Kombination mit Brennstoffzellen umfassende Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff gesammelt werden.

Vermieden werden kann eine solche Wasserstoffwirtschaft durch die Erschließung von Suffizienzpotenzialen, wie sie in der Arbeit von Pfahl (2000) beschrieben worden sind. Darüber hinaus besteht noch die Möglichkeit des umfassenden Einsatzes von Elektrofahrzeugen anstelle von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen. Elektrofahrzeuge werden allerdings von Verkehrswissenschaftlern aufgrund zahlreicher Nachteile abgelehnt.

Inwiefern die beiden zuletzt genannten Möglichkeiten umsetzbar sind, ist heute nicht zu beurteilen. Im Sinne der Aufrechterhaltung einer zukunfts offenen Entwicklung sollte allen drei Optionen nachgegangen werden. Bei der Frage Wasserstoff- oder Elektroantrieb dürfte die Entscheidung jedoch innerhalb der nächsten 10 Jahre endgültig fallen können, so dass *stran-*

ded investments vermieden werden. Langfristig ist zu vermuten, dass auf den Energieträger Wasserstoff (produziert aus Solarenergien) im mobilen Einsatz nicht verzichtet werden kann. Im stationären Sektor wird er in Kombination mit Brennstoffzellen ohnehin eine wichtige Rolle spielen.

Strukturell kann ein zukunftsfähiges Energiesystem folgendermaßen beschrieben werden: es handelt sich um viele Teilsysteme mit einer übergeordneten Struktur, die dem Bild einer *strukturierte Vernetzung* aus der Systemtheorie entspricht und die ein Höchstmaß an Überlebensfähigkeit und Stabilität aufweist. Weitgehend unabhängige Cluster werden durch ein Verbundsystem miteinander verbunden sein, gegenüber der heutigen Struktur handelt es sich demnach um eine starke Dezentralisierung (mit allerdings immer noch notwendigen zentralen Elementen).

Szenarienbetrachtung - Welt

Deutschland kann nicht als isoliertes Land betrachtet werden, sondern ist eingebunden in Entwicklungen, die auf internationaler Ebene stattfinden. Insofern ist es zwar sinnvoll, die Möglichkeiten nationalstaatlichen Handelns zu untersuchen, allerdings sollte auch der internationale Rahmen Beachtung finden. Aus diesem Grund wurden zunächst 17 bestehende **Weltszenarien** anhand des zuvor erwähnten Analyserasters untersucht. Aufgrund verschiedener qualitativer Aspekte konnte davon wiederum nur ein kleiner Teil aussagekräftige Ergebnisse liefern.

In den Trendabschätzungen *TIME*, *IMAGE* und *WEC B* wird bis zum Jahr 2050 mindestens eine Verdopplung des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen ausgewiesen. Die aktuellen Entwicklungen zeigen demnach, ähnlich wie bei der bundesdeutschen Trendabschätzung, einen Pfad auf, der von einem zukunftsfähigen System weit entfernt liegt. Aber auch die normativen Untersuchungen orientieren sich entweder nicht an den Klimaschutzzielen des Jahres 2050 (*RIGES*, *WEC CI*) oder können technisch wie ökonomisch als unrealistisch eingestuft werden (*SEI*). Auch führt zum Teil die ausgewiesene intensive Nutzung erneuerbarer Energien zu anderen Umweltproblemen (Boden, Wasser), die allerdings nicht thematisiert werden. Somit fehlte eine konsistente Szenariountersuchung des Weltenergiesystems, die die globalen Möglichkeiten von Klimaschutz ausweist.

Aus diesem Grund wurde eine eigene Szenariountersuchung mit einem speziell dafür erstellten Modell durchgeführt³²¹. Die Energieversorgungssysteme von 152 Ländern wurden analysiert und im Modell in 11 Regionen zusammengefasst. Das Ziel der Untersuchung besteht auch hier darin zu analysieren, inwiefern Faktor Vier-Technologien, also hocheffiziente Technologien auf der Nachfrage- und der Angebotsseite, in Verbindung mit erneuerbaren Energien in der Lage sind, ein ökologisch, ökonomisch und sozial-verträgliches globales Energiesystem aufzubauen. Leitindikator waren erneut die CO₂-Emissionen, die bis 2050 weltweit um 50 % gesenkt werden müssen.

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die Ergebnisse und Strategien des Deutschlandszenarios bestätigt werden und somit beide Untersuchungen konsistent zueinander sind. Abgesehen von zum Teil deutlichen regionalen Unterschieden werden die oben beschriebenen

³²¹ Auch hier war die gleiche Aufteilung zwischen Pfahl, Polenz und Wolters wie im Deutschlandmodell gegeben.

Technologien zusammen mit den nachfrageseitigen Maßnahmen ein entsprechendes System bilden können. Darüber hinaus finden, je nach Region, weitere Umwandlungstechnologien Eingang in das globale System (wie hybride *Solar Village Systems*).

Der Hauptunterschied zum Deutschlandszenario besteht in der fehlenden Notwendigkeit einer Wasserstoffwirtschaft (abgesehen von der Biomassevergasungsschiene). Dies kann einerseits daran liegen, dass bei einer globalen Betrachtung die Untersuchungsschärfe fehlt, um solche Fragen ausreichend gut zu beantworten. Andererseits könnte dies aber auch ein Hinweis darauf sein, dass bei einer geschickten Kooperation aller europäischen Staaten mit den jeweiligen Nachbarn eventuell auf ein Wasserstoffsystem während der nächsten 50 Jahre verzichtet werden kann.

Akteure und Kooperationen

Wie bereits angedeutet worden ist, sind in der vorliegenden Arbeit zwei Bereiche als besonders wichtig für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Energiesystems erachtet worden, die einer näheren Auseinandersetzung bedürfen. So wurden im fünften Kapitel, Akteure und Kooperationen, für die Strategien *Biomasse* und *Solarthermische Kraftwerke* akteurs- bzw. strukturzentrierte Politikanalysen durchgeführt und aus diesen Empfehlungen abgeleitet. Insofern kommen hier ausschließlich sozialwissenschaftliche Methoden zum Einsatz.

Hintergrund der Betrachtungen im **Biomasse-Politikfeld** ist die Feststellung, dass bei einer Biomasse-Strategie eine Reihe von Akteuren kooperieren müssen, die bisher kaum wirtschaftliche Beziehungen miteinander hatten. Bisherige Erfahrungen bei der Organisation von Biomasse-Projekten zeigen bereits Hemmnisse, die weniger im technischen oder ökonomischen Bereich liegen, sondern soziale und machtpolitische Aspekte aufweisen. Diese Hemmnisse haben in vielen Fällen derartige Auswirkungen, dass rentable Projekte nicht verwirklicht oder erst gar nicht gesehen werden. Anhand soziologischer Akteursmodelle wurden daher zunächst die folgenden Akteursgruppen auf ihre für dieses Thema wichtigsten Handlungsprozesse hin analysiert:

- Bauern und deren korporative Akteure
- Holzwirtschaft
- Energieversorgungsunternehmen und Independent Power Producer
- Staat
- Logistik-/Kompetenzzentren
- Entsorgungsbetriebe

Wie die Darstellung der wichtigsten Akteursgruppen gezeigt hat, treffen in diesem Politikfeld unterschiedlichste Interessen, Sprachen, Handlungsstrukturen und Märkte aufeinander. Daraus resultieren hauptsächlich folgende zwei Probleme:

Von keiner Seite aus besteht genügend Handlungsdruck bzw. es sind nur wenig Handlungsmöglichkeiten gegeben, um aus eigener Kraft und alleine den durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) eröffneten bzw. forcierten Markt zu erschließen. Es werden Partner benötigt, die heute in dieser Form nur selten existieren.

Die unmittelbaren Marktpartner, Energieversorgungsunternehmen (EVU) auf der einen und Land- und Forstwirtschaft auf der anderen Seite, haben keine Erfahrungen im Umgang miteinander und besitzen darüber hinaus vollkommen unterschiedliche binäre Codes. Zudem ist die Marktmacht eines großen EVU um Potenzen höher als die eines Bauern. Es entsteht somit

ein Machtgleichgewicht, das sich sehr zu Ungunsten der Bauern, und damit für den Markt insgesamt, auswirken könnte.

Auf diesen Erkenntnissen aufbauend wurden Prinzipien und Aspekte erarbeitet, die es Entscheidungsträgern erlauben sollen, flexible Problemlösungsstrategien zu entwickeln. Daraus resultieren wiederum folgende Vorschläge, deren Einhaltung zentral für eine zukunftsfähige Marktentwicklung sein wird:

- Bauern müssen starke regionale Selbstvertretungen aufbauen.
- Die Umstellung auf Ökolandbau ist von staatlicher Seite aus zu forcieren.
- Der Gesamtprozess muss von unabhängiger Seite aus begleitet und zum Teil initiiert werden (z.B. mit Hilfe von Energieagenturen).
- Eine integrierte, querschnittsorientierte staatliche Politik ist erforderlich.

Wie von den Protagonisten **solarthermischer Kraftwerke** immer wieder betont wird, handelt es sich bei der Umsetzung der entsprechenden Strategie sowohl um ein Instrument zur Erreichung ökologischer Ziele als auch zur Verminderung von Wohlstandsunterschieden zwischen Industrie- und Entwicklungsländern. In allen bisherigen Konzeptdarstellungen fehlt jedoch die Auseinandersetzung mit Entwicklungsmodellen. Die Hypothese, eine solche Kooperation würde auch der Bevölkerung in Entwicklungsländern zugute kommen, wurde noch nicht bewiesen. Bisherige Betrachtungen gehen hauptsächlich von einer ingenieurwissenschaftlichen Methodik aus, wobei technische und anlagen-ökonomische Aspekte im Vordergrund stehen; sozialwissenschaftliche Analysen fehlten bisher.

Anhand einer historischen Analyse wurde versucht, eine Begründung für diese Hypothese zu finden. Allerdings hat sich gezeigt, dass die Annahme, Solarkraftwerke würden automatisch, also ohne flankierende Maßnahmen, zu einer wirtschaftlichen Entwicklung breiter Bevölkerungsanteile in nordafrikanischen Ländern führen, theoretisch wie empirisch nicht zu bestätigen ist. Erfahrungen zeigen, dass neben einer prinzipiell geeigneten Technologie eine Reihe weiterer Aspekte zu beachten sind. Erst dann kann es zu den gewünschten Effekten kommen (s.u.).

Im Folgenden wurden zunächst drei Ziele abgeleitet, die bei entsprechenden Kooperationsprojekten, nicht nur in Bezug auf solarthermische Kraftwerke, zu verfolgen sind. Zum einen muss die Technologie ökologische Vorteile beinhalten. Dies ist für solarthermischen Kraftwerken hinreichend bewiesen und wurde daher an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

Der zweite Punkt betrifft die Notwendigkeit, dass die zu tätige Investition wirtschaftlich attraktiv sein muss. Dafür wurden Rahmenbedingungen formuliert, die von staatlicher Seite aus geschaffen werden können. Zurückgegriffen wurde auf eine bestehende Idee zum Aufbau eines Markteinführungsprogramms und bezüglich der Anbindung an das mittlerweile bestehende EEG weiterentwickelt. Darüber hinaus sind weitere Vorschläge zur Verbesserung des Investitionsklimas formuliert worden (z.B. über eine gezielte Promotionskampagne).

Im Mittelpunkt der Betrachtungen stand allerdings das dritte Ziel: der Einsatz der Technologie und dessen Rahmenbedingungen müssen sozialverträglich und wohlfahrtssteigernd im Ziel-land wirken. Anhand von methodischen Ansätzen aus den politikwissenschaftlichen Teilgebieten *Internationale Beziehungen* und *Politische Theorie* werden für dieses Politikfeld Möglichkeiten eruiert und Vorschläge ausgearbeitet, wie eine Nord-Süd-Kooperation entwicklungsfördernd und wohlfahrtssteigernd organisiert werden kann. Die leitende Frage lautete

dabei, wie der durch die Stromkooperation entstehende Devisenfluss von Nord nach Süd so umgelenkt werden kann, dass sich eine allgemeine Wohlfahrtssteigerung ergibt.

Regimetheoretische und historische Analysen führten aus der systemischen Perspektive schließlich zu der Erkenntnis, dass solche Regime notwendig sind, die in verschiedenen Ausgestaltungsformen soziale Belange von Individuen zum Gegenstand haben. Dies führte zur Einführung des Begriffs **Sozialregime**. Dabei kann auf eine Reihe von bestehenden globalen Regimen aufgebaut werden (Bürgerpakt, Sozialpakt, ILO usw.). Auch wenn diese bisher eher schwach ausgeprägt sind, so bilden sie eine sehr gute Grundlage für die Ausrichtung außenwirtschaftlicher Aktivitäten in bilateralen Zusammenhängen, insbesondere wenn diese mit staatlicher Unterstützung vorgenommen werden. Die entsprechenden Anforderungen ließen sich ohne multilateralen Verhandlungsaufwand in die deutsche Entwicklungs- und Außenwirtschaftsförderungspolitik integrieren, da sie bereits international verabschiedet worden sind. Eine neue Art der Verknüpfung staatlicher Politik und privatwirtschaftlicher Initiative (public-private-partnership) mit den wichtigsten Elementen des Arbeitsrechts könnten zu einer sozial orientierten Entwicklung führen.

Darüber hinaus müssten Sozialklauseln als notwendige Flankierung der bestehenden Regime in die bilaterale Zusammenarbeit eingeführt werden. Primäres Ziel wäre dabei, soziale Mindeststandards für die Gesamtbevölkerung einzuführen bzw. zu verbessern. In einem ersten Schritt sollten aber zumindest die Löhne der Angestellten der solarthermischen Kraftwerke sowie der Zulieferunternehmen deutlich über den entsprechenden Landesdurchschnitt angehoben oder an das Niveau der bundesdeutschen Entwicklung gekoppelt und langsam angeglichen werden. Der zuweilen geäußerte Vorwurf, Sozialklauseln seien ein Protektionsmittel gegen preiswerte Importe, greift in diesem Fall nicht. Ein entsprechendes Produkt ist in Mitteleuropa nicht vorhanden, und Deutschland wird im Rahmen eines zukunftsfähigen Energiesystems auf diese Stromimporte angewiesen sein.

In der akteursorientierten Betrachtung wurden die wichtigsten Akteure einer Nord-Süd-Kooperation beschrieben und deren Handlungsstrukturen und -möglichkeiten analysiert. Folgende Akteursgruppen wurden dabei betrachtet:

- Kapitalgeber
- Deutscher Staat
- Nordafrikanische Staaten
- Europäische Union
- Nichtregierungsorganisationen

Für jede dieser Akteursgruppen wurden Vorschläge dargestellt, wie die bisher fehlende Markterschließung unter Beachtung entwicklungspolitischer Aspekte erfolgen kann. Als wichtigste Akteure kristallisierten sich der deutsche und die nordafrikanischen Staaten sowie Nichtregierungsorganisationen heraus. Auf der bilateralen staatlichen Ebene lassen sich entsprechende Abkommen und Rahmenbedingungen aushandeln, und die Einbeziehung von NGOs auf der Standortebene kann ein entwicklungspolitisches Korrektiv darstellen. Auf deutscher Seite wäre beispielsweise eine interministerielle Arbeitsgruppe (IMA) *Klima-Außenwirtschaftspolitik* ein wichtiger Schritt in ein querschnittsorientiertes Politikverständnis. In dieser IMA sollten zudem entwicklungspolitisch orientierte NGO eingebunden sein. Neben weiteren Empfehlungen wurden abschließend Vorschläge erarbeitet, wie ein sich selbst dynamisierender Prozess initiiert werden kann.

Abschließende Bemerkungen

Die durchgeführte Arbeit hat gezeigt, dass sich der Ansatz, ein Energiesystem möglichst ganzheitlich zu analysieren, bewährt hat. Die systemische Analyse, sowohl auf der Gesamtebene als auch innerhalb der Angebotsseite selber, stellt in seiner konsequenten Durchführung eine neue Qualität im Rahmen der wissenschaftlichen Energiepolitikberatung dar. Es konnten eine Vielzahl von neuen Erkenntnissen gewonnen und Empfehlungen erarbeitet werden. Problematisch ist dabei, den optimalen Grad zwischen Detailgenauigkeit und Ganzheitlichkeit zu bewahren. Diese Arbeit ist sehr zeitintensiv und kann in der hier vorgenommenen Weise kaum den zeitlichen Anforderungen in der wissenschaftlichen Politikberatung gerecht werden. Mit den in dieser Arbeit entwickelten Modellen ist nun allerdings die Möglichkeit gegeben, diskursorientierte Verfahren mit hoher qualitativer und quantitativer Genauigkeit anzuwenden.

Obwohl viele Fragen in dieser Arbeit geklärt werden konnten, schließen sich an die Ergebnisse noch offene Punkte an, die hier kurz skizziert werden und die in nachfolgenden Arbeiten aufgegriffen werden sollten. Wie sich herausgestellt hat, ist langfristig die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft notwendig. Dafür müssten zukünftig die technischen, ökonomischen, rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen erarbeitet werden. Eine Szenariountersuchung für Europa, die mit derselben Methodik und denselben Ansätzen wie in der vorliegenden Arbeit durchgeführt wird, fehlt noch und sollte daher angeschlossen werden. Daraus lassen sich vor allem die noch auftretenden Differenzen zwischen der globalen und deutschen Untersuchung bereinigen.

Aus politischer Sicht stellt sich die Frage, wie die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im internationalen Raum so gestaltet werden können, dass eine zukunftsfähige Entwicklung zumindest europaweit zu initiieren ist. Erste Ansätze sind zwar vorhanden (z.B. Weißbuch Erneuerbare Energien), umfassende Analysen fehlen jedoch weitgehend. Im Fokus der Betrachtung sollte unter anderem stehen, welche Politikansätze notwendig sind und welche Akteurskoalitionen eingegangen werden können, um eine entsprechende Entwicklung zu forcieren.

In diesem Zusammenhang sollte ebenso eingehend diskutiert werden, ob der ökonomische Handlungsrahmen mit einer ökologischen Steuerreform oder mit einer Mengenregulierung, wie sie Massarrat (2000) vorschlug, am zielführendsten aufgespannt werden kann. In jedem Fall ist eine umfassende nationale Klammer dringend erforderlich, die ökologische und soziale Aspekte in ökonomisches Handeln integriert. Hier ist der Staat als Koordinator und Mediator dringend gefordert.

7 Quellenverzeichnis

- ABAL (1998). *ABAL Statistical Yearbook*. Associacao Brasileira do Aluminio (Hg.), São Paulo
- Adamy, W. (1995). Zur Notwendigkeit elementarer Sozialklauseln im internationalen Handel. In: Die Grünen im europäischen Parlament (Hg.), *Internationaler Kongress zu Sozial- und Umweltstandards im Welthandel*. München, 14-20
- Adler, U.; Schmalschläger, T. (1994). Erntefaktoren und energetische Amortisationszeiten von regenerativen Energiesystemen. In: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (Hg.), *9. Internationales Sonnenforum*. Stuttgart, 1652-1659
- AGS (1998). Abschlussbericht der ersten Phase - Ein Programm des Ministeriums für Wissenschaft und Forschung NRW. Arbeitsgemeinschaft Solar NRW, Düsseldorf
- AGS (2000a). Arbeitsgemeinschaft Solar: Arbeitsgemeinschaft Solar NRW. Internet Homepage. Abruf am 5.6.2000. <http://www.ag-solar.de/de/agsolar/first.htm>
- AGS (2000b). Hochtemperaturschmelzen mit solarthermischer Energie: AG-Solar, NRW. website. <http://www.ag-solar.de/de/projekte/chemie/25502294.html>. Abruf am 02. Februar 2000.
- Ahl, C. (1997). persönliche Mitteilungen. 19.10.1997. Universität Göttingen, Institut für Bodenkunde.
- Alcamo, J.; al., e. (1999). *Global change scenarios of the 21st century - Results from the IMAGE 2.1. Model*. London
- Alemann, U. v. (1992). *Grundlagen der Politikwissenschaft*, Vorlesungsskript, 04/98. FB Erziehungs-, Sozial- und Geisteswissenschaften. Fernuniversität Hagen, Hagen
- Alsema, E. A. (1996). Environmental Aspects of Solar Cell Modules. Science Report 96074. Department of Science, Technology and Society, University of Utrecht, Utrecht
- Altner, G.; Dürr, H.-P. (1995). *Zukünftige Energiepolitik: Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen*. Bonn
- Altwater, E. (1994). Entwicklungsperspektiven für den Norden und Süden am Ende des 20. Jahrhunderts. In: Bündnis 90/Die Grünen (Hg.), *Lieber solidarisieren als intervenieren: Alternativen für eine ökologische und solidarische Weltordnung*. Bielefeld: 5-11
- Ammer, U.; Utschick, H.; Anton, H. (1998). *Die Auswirkungen von biologischem und konventionellem Landbau auf Flora und Fauna*. Fortw. Cbl. 107
- Andersen, U. (1997). Entwicklungspolitik im Wandel: Bundeszentrale für politische Bildung. Website. Abruf am 25.6.00
- Aringhaus (1998). Persönliche Mitteilungen zur praktischen Umsetzung von solarthermischen Kraftwerken. Pilkington Solar, Köln
- Bachmann, I.; Kabus, F.; Seibt, P. (1995). Hydrothermale Erdwärmenutzung. In: Kaltschmitt/Wiese (Hg.), *Erneuerbare Energien*. Berlin: 365-389

- Backes, K.; Reichmann, J. (1998). Konzept zur regenerativen Energiegewinnung und zur Schließung des Wasser- und Stoffkreislaufs. Bericht. RESOB Ingenieurgesellschaft, Erkrath
- Bakker, C.; Coeligh, J. P.; Arkestijn, L. A. G. (1997). Winds of change - A feasibility study of 100.000 MW offshore wind energy in the North Sea. Adviesbureau E-Connection Bvm
- Bartels, H. (2001). Befragung zu Akteuren im Agrarbereich. IG Bauen Agrar Umwelt. Persönliche Auskünfte, 11.01.2001
- Barthel, F. (1997). Uranium: World Energy Council. WEC homepage. Abruf am 10.10.2000. <http://www.worldenergy.org/wec-geis/>
- Bauer, D. (1993). Landwirtschaftsgemeinschaften. In: Technische Universität München-Weihenstephan (Hg.), *Der ökologische Betrieb in seinen wirtschaftlichen und sozialen Beziehungen*. München: TU München-Weihenstephan, 19-30
- Bauerschmidt, R. (1985). *Kernenergie oder Sonnenenergie*. Vereinigung Dt. Wissenschaftler (VDW) (Hg.). München
- Baum, H. (1997). Einführungsreferat zum Symposium: GERMANWATCH. Internet. Abruf am 26.7.00. www.germanwatch.org/ezsymp97/refbaum.htm
- Bechmann, A. (1987). *Landbau-Wende: Gesunde Landwirtschaft - Gesunde Ernährung*. Frankfurt/M.: Fischer
- Beck, U. (1996). *Risikogesellschaft*. Frankfurt/Main
- Bermann, C.; Martins, O. S. (2000). *Sustentabilidade Energética no Brasil. Limites e possibilidades para uma estratégia energética sustentável e democrática*. FASE. Rio de Janeiro
- Berning (2000). Infos zu Caprolactam. BASF Ludwigshafen, Entwicklung Caprolactam. e-mail, 9.5.00
- Berning; Ritz (2000). Antwort auf Anfrage. BASF Ludwigshafen, Entwicklung Caprolactam. Brief, 2.5.00
- Beste, A. (1999). Aspekte des Ökolandbaus. Stiftung Ökologie und Landbau. Persönliche Auskünfte, April bis Oktober
- Beyme, K. v. (1991a). *Theorie der Politik im 20. Jahrhundert. Von der Moderne zur Postmoderne*. Frankfurt/M.
- Beyme, K. v. (1991b). *Theorie der Politik im 21. Jahrhundert. Von der Moderne zur Postmoderne*. Frankfurt a.M.
- BFN (1995). *Materialien zur Situation der biologischen Vielfalt in Deutschland*. Bundesamt für Naturschutz. Bonn
- BGR (1995). Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- Birg, H.; Flöthmann, E.-J. (1995). Bevölkerungsprojektionen für das vereinigte Deutschland bis zum Jahr 2100. In: Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre (Hg.), *Energie Studienprogramm*. Bonn

- Birol, F.; Argiri, M. (1999). World Energy Prospects to 2020. *Energy Policy*, Nr. Vol. 24: pp 905-918
- BMELF (1995). *Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht*. Schriftenreihe Nachhaltende Rohstoffe. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Münster
- BMELF (1997). *Agrarbericht*. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Bonn
- Boeckh, A. (1998). Wie man Unpassendes passend macht - Das Elend des Fortschritts in Lateinamerika. *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 2, Februar: 49-52
- Boeser, C.; Schörner, T.; Wolters, D. (2000). *Kinder des Wohlstands. Auf der Suche nach neuer Lebensqualität*. Frankfurt/Main
- Boyle, S. (1994). A global fossil free energy scenario: towards climate stabilization? *Energy Policy*, Nr. Vol. 2: pp. 106-109
- Braßel, F. (1995). Sozialklauseln Pro und Kontra. *epd-Entwicklungspolitik*, Nr. 10/95, Mai
- Brauch, H. G. (1998). Zum Import erneuerbarer Energien nach Deutschland. Vorschläge an politische Entscheidungsträger. In: Gerhard Knies, G. Czisch und H.-G. Brauch (Hg.), *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Bad Honnef: 149-162
- Braun, A. (2000). Verfahren zur industriellen Herstellung von Caprolactam. Universität Karlsruhe, Institutsleitung. Persönliche Mitteilungen, 31.8.00
- Braun, J. (1995). Flächendeckende Umstellung der Landwirtschaft auf ökologischen Landbau als Alternative zur EU-Agrarreform. *Agrarwirtschaft*, Sonderheft 145
- Breden (2000). Gesprächsnotizen zu Lampenkosten. Heraeus, Abt. Photochemie. persönliche Mitteilungen, 28.08.2000
- Brösamle, H. (1999). *Solarthermische Kraftwerke - Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS*. Dissertation, DLR. Universität Vechta, Vechta
- Bühler, A. (1999). *Simulation eines Offshore Windparks in der Nordsee*. Diplomarbeit, Fachbereich Physik. Universität Hamburg, Hamburg/Wuppertal
- BUND/Misereor (1995). *Zukunftsfähiges Deutschland: Ein Beitrag zu einer global nachhaltigen Entwicklung*. Wuppertal Institut, für Klima Umwelt Energie. Basel, Boston, Berlin
- Bundesarchitektenkammer (1996). *Energiegerechtes Bauen und Modernisieren: Grundlage und Beispiele für Architekten, Bauherren und Bewohner*. Wuppertal Institut, Planungsbüro Schmitz. Basel, Berlin, Boston
- Burdick, B. (1998). Persönliche Mitteilung. Wuppertal Institut. 5.6.1998
- Busse, W. (1995). Offshore-Windenergiesysteme im öffentlichen Meinungsfeld. BMFT-Teilstudie. Energie-Umwelt-Beratung e.V., Bonn
- Cerbe, G. (1988). *Grundlagen der Gastechnik*. München

- CGG (1996). *Nachbarn in einer Welt*. Commission on Global Governance. Bonn
- Coleman, J. (1990). *Foundation of Social Theory*. Cambridge
- CWA (2000). Chemical Week. Chemical Week Associates (Hg.). New York
- Dahrendorf, R. (1967). Elemente der Soziologie. In: R. Dahrendorf (Hg.), *Pfade aus Utopia*. München: 42-62
- Daly, H. E. (1996). *Beyond Growth. The Economics of Sustainable Development*. Boston
- Deissner, V. (1991). *Menschen im biologischen Landbau: Erhebungen auf Bio-Höfen in der Pfalz*. Magisterarbeit, Philologie I. Johannes Gutenberg Universität, Mainz
- Dirkes, S. (1999). Erfahrungsbericht zu Aufenthalten in Biomasse-Heizkraftwerken und auf landwirtschaftlichen Betrieben Dänemarks. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Persönliche Auskünfte, Okt.-Dez. 1999
- DLR (1994). Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Bericht im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. DLR/ZSW/IBS/IMH, Stuttgart
- DLR (2000). Statusbericht zum Projekt "Erzeugung eines blauen Strahls im Sonnenofen", Protokoll zur 28. Sitzung des Themenfeldes 3 der AG Solar NRW. Statusbericht/Protokoll. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Mülheim a.d. Ruhr
- DLR/ISE (1997). Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfrist-szenario für Deutschland. Deutsche Anstalt für Luft und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, Stuttgart
- DLR/WI/ZSW/IWR/Forum (1999). Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340. Studie im Auftrag des BMU und UBA, Berlin, Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal
- DLR/ZSW (1997). Klimaschutzkonzept für das Saarland: Potentiale der Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung und Nutzung regenerativer Energien. Bericht im Auftrag des saarländischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr. Deutsche Anstalt für Luft und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung, Stuttgart
- DOE/EIA (1997). World Energy Projection System. Model Documentation. DOE/EIA - M050(97). Department of Energy, Washington
- DOE/EIA (1999). *Annual Energy Outlook- With Projections to 2020*. Department of Energy, Washington
- DOE/EIA (2000). *International Energy Outlook.*: Department of Energy, Washington
- Durkheim, E. (1885). *Regeln der soziologischen Methode*. Darmstadt/Neuwied 1970
- Ebert, U. (1989). Öllein. In: Ökoring (Hg.), *Ökoring Beratungsordner*. Fallingbostel
- Eden, R. J. (1993). World energy to 2050 - Outline scenarios for energy and electricity. *Energy Policy*, March 93: 231-248
- Edmonds, J.; Reilly, J. M. (1985). *Global Energy - Assessing the Future*. Oxford
- EEA (1998a). *Aluminium in the Automotive Industry*. European Aluminium Association

- EEA (1998b). Packaging: European Aluminium Association. Website. Abruf am 19. Mai 2000. <http://eaa.net/Packaging.html>
- EEA (1998c). Recycling: European Aluminium Association. Website. Abruf am 19. Mai 2000. <http://eaa.net/recycling.html>
- EEA (1998d). Transportation: European Aluminium Association. Website. Abruf am 21. Mai 2000. <http://eaa.net/transportation.html>
- EEA (1999a). *Do not hamper the recycling of Aluminium*. European Aluminium Association
- EEA (1999b). Transportation: European Aluminium Association. Website. Abruf am 21. Mai 2000. <http://eaa.net/news.html>
- Eisenbeiß, G.; Geyer, M.; Trieb, F. (1998). *Thermische Solarkraftwerke für das nächste Jahrhundert*. Themen. Forschungsverbund Sonnenenergie. Köln
- El Bassam, N. (1998). Möglichkeiten und Grenzen der Bereitstellung von Energie aus Biomasse. In: *Landbauforschung Völkenrode* (Hg.), S. 101-111
- Ellis, W. (1999). Wherefore are these things hid. *Global Energy Business*, Nr. November/December: p. 13/14
- Elsenhans, H. (1998). Entwicklung ist machbar - Die Schaffung von Arbeitsplätzen durch zeitweilige Subventionierung. *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 8, August: 208-211
- Elshorst, H.-J. (1994). Entwicklungsperspektiven für den Norden und Süden am Ende des 20. Jahrhunderts. In: Bündnis 90/Die Grünen (Hg.), *Lieber solidarisieren als intervenieren: Alternativen für eine ökologische und solidarische Weltordnung*. Bielefeld: Bundesvorstand Bündnis 90/Die Grünen, 11-14
- Energiedepesche (1996). *Energiedepesche*, Nr. 4, Dezember: 19
- Enquete (1990). *Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft*. ZUR SACHE - Themen parlamentarischer Beratung. Enquete-Kommission "Gestaltung der technischen Entwicklung, Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung". Bonn
- Enquete (1994). *Schutz der grünen Erde - Klimaschutz durch umweltgerechte Landwirtschaft und Erhalt der Wälder*. Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages (Hg.). Bonn
- Enquete (1995). *Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz*. Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre (EK) des Deutschen Bundestages (Hg.). Bonn
- EP (1994a). Die Sozialklausel und der internationale Handel: Was steht auf dem Spiel? Protokoll der öffentlichen Anhörung PE/VI/OV/94-08. European Parliament, Committee on External Economic Relations, Brüssel
- EP (1994b). Report on the introduction of a social clause in the unilateral and multilateral trading system. Report A3-0007/94 + Annex. European Parliament, Committee on External Economic Relations, Brüssel

- Esser, H. (1993). *Soziologie - Allgemeine Grundlagen*. Frankfurt a.M.
- Ettinger, J. v. (1994). Sustainable use of energy - A normative energy scenario: 1990-2050. *Energy Policy*, Nr. Vol. 2: pp. 111-118
- Ettinger, J. v. (2000). Auskünfte zum Weltszenario. Elektronische Mitteilungen (Email), Mai
- Eurosolar (1993). Das Potential der Sonnenenergie in Europa. Eurosolar, Bonn
- Eurosolar (2000). Der Landwirt als Energiewirt, II. *Internationale EUROSOLAR-Konferenz im Rahmen der Grünen Woche*. Berlin
- Eurostat (1994). Grundzahlen der Gemeinschaft. Eurostat, Luxemburg
- Falbe, J.; Regitz, M. (1999). Römpp Chemie Lexikon. CD ROM.
- Falk, R. (1994). Süden und Osten in der Weltwirtschaft - zwischen Verschuldung und Abhängigkeit. In: Bündnis 90/Die Grünen (Hg.), *Lieber solidarisieren als intervenieren: Alternativen für eine ökologische und solidarische Weltordnung*. Bielefeld: 28-33
- Feyerabend, P. (1979). *Erkenntnis für freie Menschen*. Frankfurt/M.
- Fischedick, M. (1994). Anmerkungen zur Wärmepumpe. Stellungnahme des Wuppertal Instituts an das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes NRW. Wuppertal Institut, Wuppertal
- Fischedick, M. et al. (1994). Stand und Entwicklungsperspektiven fossiler Kraftwerkskonzepte (IKARUS-Teilbericht). Teilbericht. IER, Erlangen, Stuttgart
- Flam (1990). Emotional Man II: Corporate Actors as Emotion-Motivated Emotion Managers. *International Sociology*, Nr. 5: 225-234
- Flavin, C. (2000). Auskünfte zum Weltszenario. Elektronische Mitteilungen (Email), Juni
- Flavin, C.; Lenssen, N. (1996). Sustainable energy for tomorrow's world - The case for an optimistic view of the future. *Energy Policy*, Vol. 24: 769-781
- FR (2000). "Erneut Reaktor vom Netz." *Frankfurter Rundschau* 26.7.2000
- Frießen, B. (1997). Arten- und Biotopschutz durch organischen Landbau. In: Weiger und Willer (Hg.), *Naturschutz durch ökologischen Landbau*. Holm
- Fritsche, U.; Leuchtner, J.; Matthes, F., et al. (1994). Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme 2.1. Endbericht. Öko-Institut Freiburg, Freiburg
- Fröhlich, T. (1995). "Deutschland - kein Platz an der Sonne." *Süddeutsche Zeitung* 71.7.1995
- Funken, K.-H. (2000). persönliche Mitteilungen. DLR, Köln. , 21.6.00 und 22.8.00
- Funken, K.-H.; al., e. (1999). Solar collectors versus lamps-a comparison of the energy demand of industrial photochemical processes as exemplified by the production of ε-caprolactam. *Energy*, Nr. 24: 681-687
- Funken, K.-H.; Sattler, C.; Neumann (2000). Gesprächsnotizen. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Solare Energietechnik/Solare Chemie, Köln. persönliche Informationen, 17.02.2000
- Gasch, R. (1993). *Windkraftanlagen*. Stuttgart

- George, S. (1993). *Der Schuldenbumerang*. Reinbek
- Gerdes, G.; Pahlke, T. (1993). Wind- und Flächenpotentialstudie für die Niedersächsische Küste. *DEWI-Magazin*, Nr. 3, August
- Gerhards, J. (1988). *Soziologie der Emotionen. Fragestellungen, Systematik und Perspektive*. Weinheim/München
- Geser, H. (1990). Organisationen als soziale Akteure. *Zeitschrift für Soziologie*, Nr. 19: 401-417
- Giddens, A. (1984). *The Constitution of Society*. Cambridge
- Globus (1998). Landwirtschaft schrumpft. Statistisches Informationsmaterial.
- Goldemberg, J. (1998). Auskünfte zum "Sustainable World" Szenario. Universidade de Sao Paulo. Persönliche Mitteilungen, Februar
- Goldemberg, J.; Johansson, T. B.; Reddy, A. K. N., et al. (1988). *Energy for a sustainable World*. New Delhi
- Greenpeace (1994). Sonnige Zukunft: Energieversorgung jenseits von Öl und Uran. GREENPEACE, Hamburg
- Günther-Pomhoff, C.; Pfitzner, G. (1994). Wärmepumpen; IKARUS, Teilprojekt 8. FZ Jülich, Jülich
- Haas, G.; Köpke, U. (1994). Vergleich der Klimarelevanz ökologischer und konventioneller Landbewirtschaftung. In: Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" (Hg.), *Studienprogramm Landwirtschaft*. Bonn
- Haas, G.; Kramer, L. (1995). Ölsaaten im Organischen Landbau: Perspektiven in Anbau und Ökonomie. In: Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" (Hg.), 3. *Wissenschaftstagung zum Ökologischen Landbau*. Universität Kiel: Wissenschaftlicher Fachverlag
- Hampl, U. (1997). persönliche Mitteilungen. Stiftung Ökologie und Landbau. 10.3.1997
- Handelsblatt (1997). "Steinkohlepreise." *Handelsblatt* 16.7.1997
- Haque, K. (1999a). Alumínio no Novo Milênio: Consequências no Mercado de Reciclagem. In: ABAL (Hg.), *Coletânea dos Trabalhos. V Seminário Internacional de Reciclagem de Alumínio*. Sao Paulo
- Haque, K. (1999b). Alumínio no Novo Milênio: Consequências no Mercado de Reciclagem. In: ABAL (Hg.), *V Seminário Internacional de Reciclagem de Alumínio*. Sao Paulo
- Hardell, R. (1990). Review Development in Wind Energy System Technology to Mid 1990 and look forward, *1st Renewable Energy Congress*
- Hasenclever, A.; Mayer, P.; Rittberger, V. (1996). Interests, Power, Knowledge: The Study of International Regimes. In: Mershon (Hg.), *Mershon International Studies Review*, 177-228
- Hassan, G. (1995). Study of Offshore Wind Energy in the EC Joule I (0072). Germanischer Lloyd

- Heindl, B. (1989). Ausbildung und Eigenständigkeit zwischen Provinzialismus und Welttoffenheit. In: U. Klemm; K. Seitz (Hg.), *Das Provinzbuch: Kultur und Bildung auf dem Lande*. Bremen, 245-256
- Hennecke, K. (2000). Auskünfte zu Parabolrinnenkosten. DLR-Köln. persönliche Mitteilung, 24.8.2000
- Hennicke, P. (1995). *Solarwasserstoff - Energieträger der Zukunft?* Basel
- Hennicke, P.; Seifried, D. (1996). *Das Einsparkraftwerk*. Berlin/Basel/Boston
- Hennicke, P.; Schuler, H.; von Weizsäcker, E. U. (1997). Effizienz gewinnt. Wuppertal Texte. Berlin, Basel
- Heuser (2000). Auskünfte zur Situation der Forstwirtschaft/Sägewerke. Regierungspräsidium Gießen, Dezernat 52, Holzvermarktung. Persönliche Auskünfte, 23.2.00
- Hinsch, C. (2000). Maritime Windkraft-Nutzung gewinnt an Fahrt. *Neue Energie*, Nr. 5/2000: 52-54
- Hochschild, A. R. (1979). Emotionwork, Feeling Rules and Social Structure. *American Journal of Sociology*, Nr. 85: 551-575
- IEA (1997). *OECD Electricity Information*. International Energy Agency. Paris: IEA/OECD
- IEA (1998). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Paris: International Energy Agency
- IFOAM (1997). Sustainable Agriculture put into Practice. Leaflet. Tholey-Theley, Germany
- IPCC (1992). *An Evaluation of the IPCC 1992 Emission Scenarios. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Montreal
- IPCC (1994). *Emission Scenarios for the IPCC: an Update. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Montreal
- IPCC (1995). *Climate change 1995: Impacts, Adaptions, and Mitigation. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Montreal
- Ishitani, H.; Johansson, T. B. (1995). Energy Supply Mitigation Options. In: Intergovernmental Panel on Climate Change (Hg.), *Climate change 1995: Impacts, Adaptions, and Mitigation, Summary for Policymakers - Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report*. Montreal
- ISI/DIW (1995). Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Emissionsstrategien. In: Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" (Hg.), *Energie Band 3, Teilband II*. Bonn
- Jakobeit, C. (1998a). *Internationale Institutionen in den ökonomischen und ökologischen Nord-Süd-Beziehungen*. Habilitationsschrift, Institut für Politikwissenschaft. Universität Hamburg, Hamburg
- Jakobeit, C. (1998b). Regimetheorie und die Re-Regulierung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 39 Jg.: 288-291

- Jänicke, M. (1977). Blauer Himmel über der Ruhr - eine optische Täuschung. *PVS-Sonderheft* 9: 343-355
- Jespersen, S. (1999). Economic Development without Fisher Separation: Trickle-up or Trickle-down? Working Paper 1999-23. University of Aarhus
- Johansson, T. B. (2000). Auskünfte zu verschiedenen Szenarien. UNDP, Energy and Atmosphere Programme. Persönliche Mitteilungen, September 2000
- Johansson, T. B. e. a. (1993). *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. London
- Kaltschmitt, M.; Fishedick, M. (1995). *Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund*. Universität Stuttgart IER (Hg.). Heidelberg
- Kaltschmitt, M.; Lux, R.; Sanner, B. (1995). Oberflächennahe Erdwärmennutzung. In: Kaltschmitt/Wiese (Hg.), *Erneuerbare Energien*. Berlin: 345-365
- Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (1993). *Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Potentiale und Kosten*. Berlin, Heidelberg
- Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (1997). *Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin
- Kaluza, J.; Demuth, M.; Schernau, U., et al. (2000a). AG Solar Projekt: Erzeugung eines blauen Strahls im Sonnenofen. Anlage zum Brief von A. Neumann. Projektbeschreibung. DLR Köln, Solare Energietechnik, Köln
- Kaluza, J.; Neumann, A.; Witzke, A. (2000b). Einsatz konzentrierter Solarstrahlung zur beschleunigten Alterung. In: DLR (Hg.), *4. Kölner Sonnenkolloquium*. Köln
- Kappelmayer, O.; Kaltschmitt, M.; Rummel, F. (1995). Nutzung heißer, trockener Gesteinsschichten. In: Kaltschmitt/Wiese (Hg.), *Erneuerbare Energien*. Berlin: 390-400
- Kellner, C. (1998). Fett+Gelatine+Gülle=Biogas Plus. Kofermentation steigert die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. *Neue Energie*, Nr. 5/1998: 20/21
- Kessler, C. (2000a). Antworten zum Fragebogen Lacktests und "Blauer Strahl". General Motors, ITEZ (Internationales Technologie Entwicklungszentrum), Rüdesheim. 10.05.2000
- Kessler, C. (2000b). Lackforschung in der Industrie, Gesprächsnotizen. General Motors, ITEZ (Internationales Technologie Entwicklungszentrum), Rüdesheim. persönliche Mitteilungen, 17.04.2000
- Kirchner, G. (1994). Der Aluminiumschrottmarkt im Wandel. *Aluminium*, Nr. Nr. 70: 340-343
- Klaiß, H.; Staiß, F. (1992). *Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum*. Heidelberg
- Klemp, L. (1992). Soziale Sicherheit in Entwicklungsländern. *Aus Politik und Zeitgeschichte*, Nr. B 50/92: 47-54
- Knies, G. (1998). Einleitung und Resümee. In: Gerhard Knies, G. Czisch und H.-G. Brauch (Hg.), *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Bad Honnef: 11-12

- Kölbel, M. (1997): Deutschlands Einbindung in die internationalen Märkte für Erdöl und Erdgas. Praktikumsbericht. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie/Universität Göttingen, September: Wuppertal
- Kölsch, O. (1990). *Die Lebensform Landwirtschaft in der Modernisierung*. Frankfurt a.M.
- Kommission (1988). Die Zukunft des ländlichen Raumes. *Bulletin der Europäischen Gemeinschaft*, Nr. 4/88
- Köpke, U. (1997). *Grundlagen der landwirtschaftlichen Pflanzenproduktion*. Nr.Band 1. Ulm
- Korte, C. (1997). Geothermal energy. University of Auckland. Persönliche Mitteilungen, 13.+17.6.97
- Köttner (1999). Auskünfte zu Praxiserfahrungen von Kofermentationsanlagen und zum Biogas-Verband. Fachverband Biogas e.V. Persönliche Mitteilungen, 5.6.1999
- Kristof, K. (1992). *Dezentralisierung in der Elektrizitätswirtschaft*. Frankfurt a.M.
- Krone, K. (2000). *Aluminiumrecycling: Vom Vorstoff bis zur fertigen Legierung*. Vereinigung Deutscher Schmelzhütten (Hg.). Düsseldorf: Vereinigung Deutscher Schmelzhütten
- Kühn, M. (1996). Structural and Economic Optimization of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters, *European Union Wind Energy Conference*. Bremerhafen: European Union
- Lange, A.-M. (1998). *Möglichkeiten der Bereitstellung von Energieträgern bei flächendeckendem Öko-Landbau*. Diplomarbeit, Institut für Bodenkunde. Universität Göttingen, Wuppertal
- Langniß, O.; Luther, J.; Nitsch, J., et al. (1997). Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Forschungsbericht. DLR/FhG-ISE, Stuttgart/Freiburg
- Laue, H. J. (1996). Wärmepumpen - ein Beitrag zur CO₂-Minderung. In: HEAG (Hg.), *Umdenken - CO₂ mindern*. Darmstadt
- Lazarus, M.; al., e. (1993). Towards fossil free energy future - The next energy transition. A Technical Analysis for GREENPEACE International. Stockholm Environment Institute - Boston Center, Boston
- Lehmann, H.; Reetz, T. (1995). *Zukunftsenergien: Strategien einer neuen Energiepolitik*. Wuppertal Paperbacks. Berlin, Basel
- Leible, L.; Wintzer, D. (1993). Energiebilanzen bei nachwachsenden Energieträgern. In: Flaig und Mohr (Hg.), *Energie aus Biomasse - eine Chance für die Landwirtschaft*. Berlin/Heidelberg: 67-84
- Leisinger, K. M. (2000). Entwicklungshilfe an der Schwelle zum 21. Jahrhundert: Novartis Stiftung für Nachhaltige Entwicklung (NSNE). Website. Abruf am 23.5.00. <http://foundation.novartis.com/german/entwicklungshilfe.com>
- Lovins, A.; Hennicke, P. (1999). *Voller Energie - Vision: Die globale Faktor Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg*. Visionen für das 21. Jahrhundert. Frankfurt/Main
- Massarrat, M. (1993). *Endlichkeit in der Natur und Überfluss in der Marktökonomie*. Marburg

- Massarrat, M. (2000a). *Das Dilemma der ökologischen Steuerreform. Plädoyer für eine nachhaltige Klimaschutzpolitik durch Mengenregulierung und neue globale Allianzen*. 2. Auflage, Marburg
- Massarrat, M. (2000b). Wenn die Knappheit regiert – Ölpreise, Ökosteuern und das Konzept einer nachhaltigen Klimaschutzpolitik. *Frankfurter Rundschau*, 28. Dezember 2000
- Matsuoka, Y. (2000). Auskünfte zum "Asian Pacific Integrated Model". Elektronische Mitteilungen (Email)
- Matsuoka, Y.; Kainuma, M.; Morita, T. (1995). Scenario analysis of global warming using the Asian Pacific Integrated Model (AIM). *Energy Policy*, Nr. Vol 23: pp. 357-371
- Melichow, P. (1974). *Energie von der Sonne*. Stuttgart
- Messner, D.; Nuscheler, F. (1996). Global Governance . Organisationselemente und Säulen einer Weltordnungspolitik. In: Messner/Nuscheler (Hg.), *Weltkonferenzen und Weltberichte. Ein Wegweiser durch die internationale Diskussion*. Bonn: 12-36
- Milieudefensie (1992): Sustainable Netherlands – Aktionsplan für eine nachhaltige Entwicklung der Niederlande. Institut für sozial-ökologische Forschung (Hg.). Amsterdam/Frankfurt
- Möller, J. (1998). *Integrierte Betrachtung der Umweltauswirkungen von Photovoltaik-Technologien*. Diplomarbeit, Fachbereich Physik. Universität Oldenburg, Oldenburg/Wuppertal
- Müller, C. (1998a). *Von der lokalen Ökonomie zum globalisierten Dorf: bäuerliche Überlebensstrategien zwischen Weltmarktintegration und Regionalisierung*. Frankfurt a.M./New York
- Müller, H. (1993). *Die Chance der Kooperation. Regime in internationalen Beziehungen*. Darmstadt
- Müller, L. (1998b). *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*. Berlin
- Nakicenovic, N. (1998). Auskünfte zu den WEC-Szenarien. IIASA, Laxenburg. Persönliche Mitteilungen (Telefon, Email), Februar - Oktober
- Nakicenovic, N.; Grübler, A.; McDonald, A. (1998). *Global Energy Perspectives*.
- Niemann, B. (1998). Unternehmer und Lohnabhängige. *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 8, August: 196/197
- Nissen, H.-P. (1993). Einkommensverteilung und Armut. In: D. Nohlen und F. Nuscheler (Hg.), *Handbuch der Dritten Welt 1 - Grundprobleme, Theorien, Strategien*. Bonn: 213-230
- Nitsch, J.; F. Staiß; F. Trieb (1997). Perspektiven der solaren Stromerzeugung. In: J. F. Hake und K. Schultze (Hg.), *Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft*. Forschungszentrum Jülich
- Nitsch, J.; Fishedick, M.; u.a. (2000). *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien*. Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit Umweltbundesamt (Hg.). Berlin

- Nohlen, D.; Nuscheler, F. (1993). *Handbuch der Dritten Welt 1 - Grundprobleme, Theorien, Strategien*. Bonn
- Oberthür, S.; Ott, H. (2000). *Das Kyoto-Protokoll. Internationale Klimapolitik für das 21. Jahrhundert*. Opladen
- OEA (2000). Faxantwort. Organisation of European Aluminium Refiners and Remelters. Fax, 4.2.2000
- Öko-Institut (1997). Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 3.0. Bericht und CD-Rom. Im Auftrag vom Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, Darmstadt/Freiburg/Berlin
- Ollenschläger, I. (2000). telefonische Auskunft. Vereinigte Aluminiumwerke (VAW). 28.8.00
- Olsen, F. A. (1994). Vindeby-Offshore Wind Farm, *OWEMES*
- Omann, I.; Nordmann, A. (2000). Gutes Leben statt Wachstum des Bruttosozialprodukts. In: C. Boeser, T. Schörner und D. Wolters (Hg.), *Kinder des Wohlstands - Auf der Suche nach neuer Lebensqualität*. Frankfurt/M.: 176-193
- Ott, H. (1998). *Umweltregime im Völkerrecht*.
- OWWG (1997). *Action Plan for Offshore Wind Farms in Danish Waters*. Offshore Wind Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency. Kopenhagen: ELKRAFT, Wind Power Department, SEAS
- Pacyna, H. (1988). *Agrilexikon*. Hannover: Informationsgemeinschaft für Meinungspflege und Aufklärung
- Parsons, T. (1972). *Das System moderner Gesellschaften*. München
- Petershagen, H. (1996). Damage at a Large Wind Power Plant. *Welding in the World*, Nr. 37
- Pfahl, S. (2000). *Effizienz und Suffizienz als Determinanten von Nachhaltigkeit*. Dissertation, Fachbereich Sozialwissenschaften. Universität Osnabrück
- Piepel, K. (1995). Die Welthandelsorganisation mit den Menschenrechten konfrontieren - Stellungnahme zum Papier der deutschen FIAN-Sektion. *epd-Entwicklungspolitik*, Nr. 10/95, Mai
- Poetzsch, S. (1998). *Aspekte der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen*. Diplomarbeit, Institut für Energietechnik. Technische Universität Berlin. Berlin, Wuppertal
- Polenz, C. (1998). Auskünfte zum Dissertationsvorhaben. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Persönliche Mitteilungen und modellgestützte Datenübergaben, Januar bis Juli 1998
- Pongratz, H. (1992). *Die Bauern und der ökologische Diskurs: Befunde und Thesen zum Umweltbewußtsein in der bundesdeutschen Landwirtschaft*. Reihe Wissenschaft. München/Wien.
- Popper, K. R. (1966). *Logik der Forschung*. Tübingen
- Poppinga, O. (1989). „Strukturwandel“ der Landwirtschaft - das Ende einer bäuerlichen Lebens- und Produktionsform? In: U. Klemm und K. Seitz (Hg.), *Das Provinzbuch: Kultur und Bildung auf dem Lande*. Bremen: 22-34

- Prognos (1995). *Energiereport II: Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa: Perspektiven bis zum Jahr 2020 - Ein Prognos-Bericht*. Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) (Hg.). Bonn
- Prognos/EWI (1999). Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Berlin) 561-5302. Prognos, EWI (Universität Köln), Basel
- Rehme (1997). Podiumsdiskussion. In: Stadt Bad Oeynhausen Stadt Bünde (Hg.), *Strom aus erneuerbarer Energie - Förderung durch kostendeckende Einspeisevergütung?* Bürgerhaus Rehme
- RESOB (1998). Regenerative Energieversorgung im Siedlungsbau durch Wiederherstellung geschlossener Stoffkreisläufe. Broschüre. Erkrath: RESOB Ingenieurgesellschaft.
- Riffelmann, K. J. (1999). Entwicklung eines Solar-Photoreaktors zur photochemischen Synthese von Caprolactam. Forschungsbericht 1999-17. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Köln
- Ritz (2000). Caprolactam Auskünfte. BASF AG, Ludwigshafen, Entwicklungsabteilung. Telefonische Mitteilung, 17.04.2000
- Rotmans, J.; Vries, B. d. (1999). *Perspectives on Global Change - the TARGETS approach*. Cambridge
- Rudolph, G. (2000a). Antworten zum Fragebogen Lacktests und "Blauer Strahl". ATLAS Material Testing Technology BV, D-Linsengericht/Altenhasslau. 25.05.2000
- Rudolph, G. (2000b). Lackforschung in der Industrie, Gesprächsnotizen. ATLAS Material Testing Technology BV, D-Linsengericht/Altenhasslau. persönliche Mitteilungen, Mai/August 2000
- Ruf, W. (1998). Demokratie in der arabischen Welt - Ein Widerspruch in sich selbst? *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 9/1998: 228-231
- Sande, v. d. (1997). Windfarm Lely - First Offshore Project in the Netherlands, *OWEMES*
- SATEL (2000). European Database of Daylight and Solar Radiation. . Abruf am Feb.-Okt. 2000. <http://arbois.entpe.fr>
- Sattler, C. (2000). Mitteilung per e-mail. DLR, Köln. , 29.3.2000
- Sattler, C.; al., e. (1999a). Concept and economic evaluation of an industrial synthesis of ε-caprolactam via solar photooxygenation of cyclohexan. *J. Phys. IV, France*, Nr. 9
- Sattler, C.; al., e. (1999b). Economic evaluation and comparison of the industrial photosynthesis of caprolactam via solar or lamp operated photooxygenation of cyclohexan. In: N.N. (Hg.), *Renewable and Advanced Energy Systems for the 21st Century*. Lahaina, Maui, Hawaii
- Sautter, H. (1996). Wirtschaftswachstum und Armutsminderung. *E+Z Entwicklung und Zusammenarbeit*, Nr. 5/6, Mai, Juni: 139-141
- Schaefer (2000). persönliche Auskünfte, Vorsitzender der Evaluierungskommission der AG Solar. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Gespräche Juli-Sept.

- Schaefer, H. (1995). Statement zum Einsatz von Wärmepumpen. In: VDI (Hg.), *Wärmepumpen: Energieeinsparung und Umweltschutz*. Düsseldorf
- Schäfer (2000). Investitionskosten von Caprolactam-Anlagen. Lurgi Zimmer AG (Frankfurt/M.), A-ZT-TO. Schriftliche Auskünfte und persönliche Mitteilungen, zwischen Juni und August 2000
- Scheer, H. (Hg.) (1989). *Das Solarzeitalter*. Karlsruhe
- Scheer, H. (1994). *Sonnenstrategie – Politik ohne Alternative*. 4. Auflage. München
- Scheer, H. (1999). *Solare Weltwirtschaft – Strategie für die ökologische Moderne*. 1. Auflage. München
- Schimank, U. (1988): Gesellschaftliche Teilsysteme als Akteurfiktion. In: *Kölner Zeitschrift für Soziologie und Sozialpsychologie*, 40: 619 - 640
- Schimank, U. (1998). *Soziologische Akteurmodelle*. Gesamthochschule Hagen
- Schmidt-Bleek, F.; Bringezu, S.; Hinterberger, F., et al. (1998). *MAIA - Einführung in die Material-Intensitäts-Analyse nach dem MPIS-Konzept*. Berlin/Basel/Boston
- Schneider, V. (1998). *Korporative Akteure, Netzwerke und Öffentliche Politik*. Gesamthochschule Hagen
- Schröder, A. (2000). Anforderungen an Lacktests - Gesprächsnotizen. Fa. Weiss Umwelttechnik/Fa. Vötsch Industrietechnik GmbH; TAB Oberhausen. Persönliche Mitteilungen, 4.5.2000
- Schroeter, S. (2000). "Gazprom will Gasverluste senken." *VDI Nachrichten* 12.5.2000, S. 20
- Schui, H. (1999). Die amerikanische Freihandelspolitik bietet den Europäern nur die Wahl zwischen zwei Übeln: Die Weltwoche online. Internet. Abruf am 26.7.00. www.weltwoche.ch/1899/18.99.wto2.html
- Seitz, K. (1989). Die Kolonisierung des Landes. Kritik der Urbanität. In: U. Klemm und K. Seitz (Hg.), *Das Provinzbuch: Kultur und Bildung auf dem Lande*. Bremen: 48-66
- Shah, N. (1997). Future of work - south: GERMANWATCH. Internet. Abruf am 25.7.00. www.germanwatch.org/ezymp97/shah.htm
- Shell (1995). Energie im 21. Jahrhundert - Betrachtungen zur Entwicklung des Welt-Energieverbrauchs. Broschüre Aktuelle Wirtschaftsanalysen 5/1995, Heft 25. Shell, Hamburg
- Shell (1996a). The Evolution of World's Energy System. Report. Group External Affairs, SIL Shell Centre, London
- Shell (1996b). Perspektiven für Erdöl und Erdgas im 21. Jahrhundert - Steigender Welt-Energieverbrauch stellt Energieversorgung vor neue Herausforderungen. Broschüre Aktuelle Wirtschaftsanalysen 10/1996 Heft 27. Shell, Hamburg
- Shell (2001): Shell homepage – core business renewable energies. Abruf am 10.2.01. www.shell.com/rw-br
- Siqueira, F. (2000). "Hidrovia do governo ameaca matar rios." *Folha de Sao Paulo*. 20.3.2000: 8

- Sorensen, B. (1996). Scenarios for greenhouse mitigation options. *Energy Conversion Management*, Vol. 37: 693-698
- Sorensen, B. (1999). Long-term scenarios for global energy demand and supply: For global greenhouse mitigation scenarios Tekst Nr 359. Roskilde University, Institute 2, Energy & Environment, Roskilde, Denmark
- Sorensen, B. (2000). Auskünfte zum "Long-term scenario". Roskilde University, Institute 2, Energy & Environment. persönliche Auskünfte (mail, Telefon), Mai -Juli
- Spiess, E. et al.. (1993). Entwicklung der Erträge von ausgewählten Kulturen im langjährigen Systemvergleichsversuch DOK. In: U. Zerger (Hg.), *Forschung im ökologischen Landbau*. Bad Dürkheim: 121-128
- SÖL (1996). SÖL-Info. Leaflet. Stiftung Ökologie und Landbau. Bad Dürkheim
- SRU (1992). Umweltprobleme der Landwirtschaft - Sachbuch Ökologie. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Stuttgart
- SRU (1996). *Umweltgutachten 1996 - zur Umsetzung einer dauerhaft-umweltgerechten Entwicklung*. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Stuttgart
- Staiß, F. (2000). *Jahrbuch Erneuerbare Energien*. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Hg.). Radebeul
- Steinmetz, T. (1997). *Wirtschaftlichkeitsanalyse der Substitution von fossiler durch solarthermische Energie bei der Sekundäraluminiumproduktion*. Diplomarbeit, FB Chemietechnik. Universität Dortmund, Dortmund
- Streit, B. (1994). *Lexikon Ökotoxikologie*. Weinheim
- SZ (2001). Künast lässt nun auch jüngere Rinder testen. *Süddeutsche Zeitung*. 27./28. Januar 2001: 6
- TCL (2000). Caprolactam Information: Thai Caprolactam Public Company Limited. Website. Abruf am 4.5.00. <http://www.caprolactam.net>
- Trieb, F. (2000). Forschungsbedarf SOT. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). e-mail, 10.7.2000
- Trieb, F.; Nitsch, J.; Knies, G. (1999). Klimaschutz und Arbeitsplätze durch Solarthermische Kraftwerke - das SYNTHESIS Programm bis 2010. In: Gerhard Knies, G. Czisch und H.-G. Brauch (Hg.), *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Bad Honnef: S. 69-76
- Trieb, F.; Nitsch, J.; Knies, G., et al. (1998). Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 6, 48. Jg.: 392-397
- Turner, R. (1962). Role-Taking: Process Versus Conformity. In: A. Rose (Hg.), *Human Behavior and Social Processes*. London: Routledge
- UBA (1994). *Jahresbericht*. Umweltbundesamt. Berlin
- UBA (1995). *Methodik der produktbezogenen Ökobilanz - Wirkungsbilanz und Bewertung*. Texte 23/95. Umweltbundesamt, Berlin

- UBA (1997). Nachhaltiges Deutschland. Umweltbundesamt. Berlin
- UNDP (2000). Die Zukunft des UNDP. United Nations Development Programme. Experten-
gespräche und UNDP-interne Informationen von Mark Malloch Brown, September
2000
- Utsch (2000). Integrierte Entsorgung von Abfällen und energetische Nutzung. Fa. Rittal. Per-
sönliche Mitteilungen, 20.7.00
- Vester, F. (1983). *Unsere Welt – ein vernetztes System*. 8. Aufl. 1993, München
- VIK (2000). Preisstatistiken: Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
Website. Abruf am Jul.-Okt. 2000. www.vik-online.de
- Vries, B. d.; Beusen, A.; Janssen, M. (1999). Perspectives on global energy futures: simula-
tions with TIME model. *Energy Policy*, Nr. Aug. 99: pp 477-494
- WCED (1987). *Our Common Future*. World Council for Economy and Development. Oxford
- WDR (2000). Unfall in Nigeria: Westdeutscher Rundfunk. Radio Nachrichtensendung. Abruf
am 14.7.00
- Weber, M. (1922). *Wirtschaft und Gesellschaft*. Tübingen, 1970
- WEC (1994). *New Renewable Energy Resources*. World Energy Council. London
- WEC/IIASA (1995). *Global Perspectives to 2050 and Beyond*. World Energy Coun-
cil/International Institute for Applied System Analysis (Hg.). London
- Weiger, H. (1997). Naturschutz durch ökologischen Landbau. In: Weiger/Willer (Hg.), *Natur-
schutz durch ökologischen Landbau*. Holm: 11-48
- Weinrebe, G.; Böhnke, M.; Trieb, F. (1998). Life Cycle Assessment of an 80 MW SEGS and
a 30 MW PHOEBUS Power Tower. In: ASME (Hg.), *International Solar Energy Con-
ference*. Albuquerque
- Weizsäcker, E.-U. (1994). *Erdpolitik - Ökologische Realpolitik an der Schwelle zum Jahr-
hundert der Umwelt*. Darmstadt
- Weizsäcker, E.-U.; Lovins, A.; Lovins, H. (1995). *Faktor Vier . Doppelter Wohlstand - hal-
bierter Naturverbrauch*. München
- WI (2000). Klimaschutz- und Innovationsstrategie für die Landkreise Lahn-Dill und Gießen.
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal
- Wiese, A.; Streicher, W.; Kerschberger, A., et al. (1995). Solarthermische Wärmenutzung. In:
Martin Kaltschmitt und Andreas Wiese (Hg.), *Erneuerbare Energien*. Berlin Heidelberg
- Wilson, T. (1973). Theorien der Interaktion und Modelle soziologischer Erklärung. In: Ar-
beitsgruppe Bielefelder Soziologen (Hg.), *Alltagswissen, Interaktion und gesellschaftli-
che Wirklichkeit I*. Berkeley: 135-152
- Winter, C.-J.; Nitsch, J. (1989). *Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft*.
Berlin
- Wissner, O. (2000). Auskünfte zur Situation der Sägewerke. Sägewerk Roth. Persönliche
Mitteilungen, 23.2.00

- WI-V (1996-2000). Zukünftige Antriebe. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie - Abteilung Verkehr. Persönliche Mitteilungen, Wuppertal
- Wolters, D. (1998). Role and Problems of Biomass in Future Energy Systems. In: FAO (Hg.), *Production, Technology and Ecology of Fibrous Plants*. Poznan, Poland: FAO
- WPDC (1992). Water Power & Dam Construction Handbook. Water Power & Dam Construction, London
- Wuppertal Institut (1998). Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz. Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes NRW. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Wuppertal
- WZ (1999). "Biodiesel aus Pommies-Alt fett." *Westdeutsche Zeitung* 26.10.99
- Zingel, W.-P. (1997). Seminar on "Sustainable Development -- greening of national accounts": Südasiens-Institut der Universität Heidelberg. Internet. Abruf am 25.7.00

Universität Osnabrück
Fachbereich Sozialwissenschaften.

Dissertation

**Struktur- und akteursorientierte
Szenarioanalyse eines nachhaltigen
deutschen Energiesystems im
internationalen Kontext**

Anhang

Anhang

A	SONNENOFEN-BERECHNUNGEN	6
B	ERDGAS-STRATEGIE	15
C	ANALYSE VON WELTSZENARIEN	18
C.1	EIA/DOE 2000	18
C.1.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	18
C.1.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	19
C.1.3	<i>Ergebnisse bis zum Jahr 2020</i>	20
C.1.4	<i>Bewertung</i>	20
C.2	SHELL 1994	21
C.2.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	21
C.2.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	21
C.2.3	<i>Ergebnisse für das Jahr 2060</i>	22
C.2.4	<i>Bewertung</i>	23
C.3	IPCC 1992	23
C.3.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	23
C.3.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	23
C.3.3	<i>Ergebnisse für das Jahr 2100</i>	24
C.3.4	<i>Bewertung</i>	24
C.4	LESS (IPCC 1995)	24
C.4.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	25
C.4.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	25
C.4.3	<i>Ergebnisse im Jahr 2100</i>	25
C.4.4	<i>Bewertung</i>	26
C.5	SØRENSEN 1999	26
C.5.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	27
C.5.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	27
C.5.3	<i>Ergebnisse für das Jahr 2050</i>	29
C.5.4	<i>Bewertung</i>	30
C.6	GOLDEMBERG ET AL. 1988	31
C.6.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	31
C.6.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	31
C.6.3	<i>Ergebnisse für das Jahr 2020</i>	32
C.6.4	<i>Bewertung</i>	33
C.7	AIM 1995	33
C.7.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	33
C.7.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	33
C.7.3	<i>Ergebnisse bis 2100</i>	34
C.7.4	<i>Bewertung</i>	34
C.8	SEI 1993	34
C.8.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	34
C.8.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	35
C.8.3	<i>Ergebnisse bis 2100</i>	36
C.8.4	<i>Bewertung</i>	37
C.9	WORLDWATCH 1996	38

C.9.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	39
C.9.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	39
C.9.3	<i>Ergebnisse bis 2100</i>	39
C.9.4	<i>Bewertung</i>	40
C.10	ETTINGER 1994	40
C.10.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	40
C.10.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	40
C.10.3	<i>Ergebnisse im Jahr 2050</i>	41
C.10.4	<i>Bewertung</i>	41
C.11	EDEN 1993	41
C.11.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	42
C.11.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	42
C.11.3	<i>Ergebnisse bis 2050</i>	43
C.11.4	<i>Bewertung</i>	44
C.12	IEA/OECD 1998	44
C.12.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	45
C.12.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	45
C.12.3	<i>Ergebnisse bis zum Jahr 2020</i>	47
C.12.4	<i>Bewertung</i>	48
C.13	ERM 1985	48
C.13.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	49
C.13.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	49
C.13.3	<i>Ergebnisse bis 2050</i>	51
C.13.4	<i>Bewertung</i>	51
C.14	TIME 1997	51
C.14.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	52
C.14.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	52
C.14.3	<i>Ergebnisse bis zum Jahr 2100</i>	53
C.14.4	<i>Bewertung</i>	53
C.15	JOHANSSON 1993	53
C.15.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	54
C.15.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	54
C.15.3	<i>Ergebnisse bis zum Jahr 2050</i>	55
C.15.4	<i>Bewertung</i>	56
C.16	IMAGE 1998	56
C.16.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	57
C.16.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	57
C.16.3	<i>Ergebnisse bis 2100</i>	58
C.16.4	<i>Bewertung</i>	58
C.17	WEC/IIASA 1998	59
C.17.1	<i>Untersuchte Regionen und Sektoren</i>	60
C.17.2	<i>Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen</i>	60
C.17.3	<i>Ergebnisse bis 2050</i>	61
C.17.4	<i>Bewertung</i>	63
D	 ERGEBNISSE DES GLOBALEN FAKTOR VIER-SZENARIOS	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle A.1: Projektübersicht und 1. Auswahlstufe	6
Tabelle A.2 Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Bilbao.....	8
Tabelle A.3: Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Granollers	8
Tabelle A.4: Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Madrid.....	9
Tabelle A.5: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer konventionellen Aluminiumschmelze für den Standort Bilbao	9
Tabelle A.6: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Bilbao, Neuanlagen.....	10
Tabelle A.7: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Granollers, Neuanlagen.....	11
Tabelle A.8: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Madrid, Neuanlagen.....	12
Tabelle A.9: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Almeria, Neuanlagen	13
Tabelle A.10: Wirtschaftlichkeitsberechnung, Caprolactam, Standort Castellano	14
Tabelle D.1: Vergleich der Eingabe-Parameter von Referenzfall und Erdgas-Strategie in der Industrie.....	15
Tabelle D.2: Vergleich der Eingabe-Parameter von Referenzfall und Erdgas-Strategie im Kraftwerksbereich ...	17
Tabelle E.1: Angenommene regionale Bevölkerungsentwicklung für alle Szenarien (in Mrd.)	19
Tabelle E.2: Jährliche Änderung des Bruttosozialprodukts zwischen 1997 und 2020 (in %)	19
Tabelle E.3: Primärenergieverbräuche der EIA Szenarien 2000 nach Regionen (in Gtoe).....	20
Tabelle E.4: Treibergrößen und sonstige Annahmen für die IPCC 1992 Emissionsszenarien.....	23
Tabelle E.5: Angenommene mittlere Bevölkerungsentwicklung nach UN, 1996	27
Tabelle E.6: Pro-Kopf und Gesamtnutzleistungsbedarf im Sørensen Szenario.....	29
Tabelle E.7: Energieverbrauch der vier Sørensen Szenarios im Jahr 2050 (in GWy/y).....	30
Tabelle E.8: UN-Prognosen für die Bevölkerungsentwicklung von 1980 bis 2020 (in Mrd.).....	32
Tabelle E.9: Unterstelltes Wirtschaftswachstum, FFES	35
Tabelle E.10: Primärenergie Welt von 1988 bis 2100, FFES (in EJ)	36
Tabelle E.11: Endenergieverbrauch 2100 nach Energieträgern, Welt, FFES (in EJ)	37
Tabelle E.12: Endenergieverbrauch 1988 nach Energieträgern, Welt, FFES (in EJ)	37
Tabelle E.13: Weltprimärenergieverbrauch des Worldwatch Szenarios von 1990 bis 2100 (in EJ/a)	39
Tabelle E.14: Primärenergieverbrauch im „normative scenario“ 1990 bis 2050 (in Mtoe)	41
Tabelle E.15: Unterstellte Bevölkerungsentwicklung bis 2050 (in Mrd.)	42
Tabelle E.16: Veränderungen des Pro-Kopf-Energiebedarfs von 1990 bis 2050	42
Tabelle E.17: Primärenergieverbräuche nach Regionen.....	43
Tabelle E.18: Primärenergieverbräuche nach Energieträgern (in Gtoe).....	43
Tabelle E.19: Jährliches Bevölkerungswachstum (in %).....	46

Tabelle E.20: Jährliche Wirtschaftsentwicklung (in %/a).....	46
Tabelle E.21: Unterstellte Preisentwicklung im BAU-Szenario der IEA	47
Tabelle E.22: Globaler Endenergieverbrauch im BAU-Szenario	47
Tabelle E.23: Globaler Primärenergieverbrauch im BAU-Szenario.....	48
Tabelle E.24: Zusammenstellung der Treibergrößen Bevölkerung und Arbeitskräfte	50
Tabelle E.25: Entwicklung der Arbeitsproduktivität von 1975 bis2050.....	50
Tabelle E.26: Treibergrößen der TIME-Szenarien	52
Tabelle E.27: Hauptergebnisse der Szenarienuntersuchung	53
Tabelle E.28: Treibergrößen bei RIGES.....	54
Tabelle E.29: Stromerzeugung gesamt, Welt, RIGES (in TWh).....	55
Tabelle E.30: Primärenergieverbrauch in Entwicklungsländern - gesamt, RIGES (in EJ).....	55
Tabelle E.31: Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung (in Mio.)	57
Tabelle E.32: Angenommenes Gross Domestic Produkt (in 1000 US\$ pro Kopf und Jahr)	57
Tabelle E.33: Unterstellte Bevölkerungsprojektion für alle Szenarien, WEC/IIASA (in Mrd.).....	60
Tabelle E.34: Bruttoinlandsprodukt nach Szenariopfad, WEC/IIASA.....	60
Tabelle E.35: Senkungen der Energieintensitäten (PE/GDP) nach Szenariopfad (in %/a).....	61
Tabelle E.36: Endenergieverbrauch Welt nach Szenariopfad (in Gtoe)	61
Tabelle E.37: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern und Szenariopfad (in Gtoe).....	62
Tabelle E.38: Primärenergieverbrauch Welt nach Energieträgern und Szenariopfad (in Gtoe)	62
Tabelle F.1: Primärenergieverbrauch Welt, OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC)	64
Tabelle F.2: Primärenergie North America.....	65
Tabelle F.3: Primärenergie Pacific OECD.....	65
Tabelle F.4: Primärenergie West Europe.....	65
Tabelle F.5: Primärenergie Central and East Europe.....	65
Tabelle F.6: Primärenergie Former Sovjet Union.....	66
Tabelle F.7: Primärenergie Centrally Planned Asia and China	66
Tabelle F.8: Primärenergie Latin America	66
Tabelle F.9: Primärenergie Middle East and North Africa	66
Tabelle F.10: Primärenergie Other Pacific Asia	67
Tabelle F.11: Primärenergie South Asia	67
Tabelle F.12: Primärenergie Sub Saharan Africa	67
Tabelle F.13: Stromerzeugung Welt und Hauptregionen OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC)	68

Tabelle F.14: Wärmebereitstellung Welt und Hauptregionen OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC) (in TJ/a).....	69
Tabelle F.15: Stromerzeugung North America	70
Tabelle F.16: Wärmebereitstellung North America (in TJ/a).....	71
Tabelle F.17: Stromerzeugung Pacific OECD.....	72
Tabelle F.18: Wärmebereitstellung Pacific OECD (in TJ/a).....	73
Tabelle F.19: Stromerzeugung Western Europe.....	74
Tabelle F.20: Wärmebereitstellung Western Europe (in TJ/a)	75
Tabelle F.21: Stromerzeugung Central and Eastern Europe.....	76
Tabelle F.22: Wärmebereitstellung Central and Eastern Europe (in TJ/a).....	77
Tabelle F.23: Stromerzeugung Former Sovjet Union.....	78
Tabelle F.24: Wärmebereitstellung Former Sovjet Union (in TJ/a).....	79
Tabelle F.25: Stromerzeugung Centrally Planned Asia and China	80
Tabelle F.26: Wärmebereitstellung Centrally Planned Asia and China (in TJ/a).....	81
Tabelle F.27: Stromerzeugung Latin America	82
Tabelle F.28: Wärmebereitstellung Latin America (in TJ/a).....	83
Tabelle F.29: Stromerzeugung Middle East and North Africa	84
Tabelle F.30: Wärmebereitstellung Middle East and North Africa (in TJ/a)	85
Tabelle F.31: Stromerzeugung Other Pacific Asia	86
Tabelle F.32: Wärmebereitstellung Other Pacific Asia (in TJ/a)	87
Tabelle F.33: Stromerzeugung South Asia.....	88
Tabelle F.34: Wärmebereitstellung South Asia (in TJ/a).....	89
Tabelle F.35: Stromerzeugung Sub Saharan Africa	90
Tabelle F.36: Wärmebereitstellung Sub Saharan Africa (in TJ/a).....	91

A Sonnenofen-Berechnungen

Tabelle A.1: Projektübersicht und 1. Auswahlstufe

Projektübersicht und Ergebnis der 1. Auswahlstufe											
AG Solar, Themenfeld 3: Solare Chemie und Solare Materialforschung											
Projekt-Nr	Projekt-Titel	Arbeitsgebiete im Themenfeld 3							Eingruppierung		
		Sonnenofen:	Photochemie: Abwasser- und Abfallentsorgung	Photochemie: Synthese von Chemikalien	Photochemie: Energiespeicherung	Solarthermie:	Solare Materialforschung: Entwicklung von Reaktoren und Mefstechnik:	SOF als Produktionsmittel	SOF als F+E Instrument	Sonstiges	
55 001 91	Der Hochflußdichte-Sonnenofen (HFD-SOF)	x						x	x		
55 002 91	F+E Arbeiten der DLR am HFD-Sonnenofen (FE-SOF)		x	x				x	x		
55 004 91	Optimierung metallischer und keramischer Hochtemperaturwerkstoffe und Beschichtungen für den Einsatz in reaktiven Medien						x		x	x	
55 007 91	Die Einkopplung hochkonzentrierter solarer Strahlung in photochemische Produktionsprozesse			x				x	x		
55 009 91	Möglichkeiten zur photokatalytischen Entfernung von Ammoniak bzw. Ammoniumionen aus Abwässern		x							x	
55 010 91	Erzeugung von Calciumcarbid in solarthermischen Anlagen					x		x			
55 012 91	Synthese organischer Feinchemikalien, insbesondere von Zwischenstufen wertvoller Pharmaka und biologisch aktiver Naturstoffe mit Sonnenlicht			x						x	
55 014 93	Potentialstudie für einen Sonnenofenvergaser					x		x			
55 017 93	FEM-Berechnungen von solarthermisch induzierten Spannungen an metallischen und keramischen Hochtemperatur-Komponenten						x		x	x	
55 018 94	Photokatalytischer Abbau von NH ₃ /NH ₄ ⁺ mit TiO ₂ als Katalysator		x							x	
55 019 94	Ergänzungen für den Hochflußdichte-Sonnenofen der AG Solar NRW, vornehmlich für werkstoffwissenschaftliche Arbeiten	x						x	x		
55 020 94	Untersuchungen zur Nutzung solarer Energie zur Synthese von Wirkstoffen und Zwischenprodukten			x						x	
55 021 94	Beschichtung von Si ₃ N ₄ mit Mullit im NRW Sonnenofen						x		x		
55 022 94	Erzeugung von Hochtemperaturschmelzen mit solarthermischer Energie					x		x			
55 023 95	Untersuchungen der Einsatzmöglichkeiten holographischer Konzentratoren in der solaren Chemie							x		x	
55 024 95	Die Nutzung holographischer Konzentratoren in solar-photochemischen Reaktoren							x		x	
55 025 95	Analyse von Aerosolen in konzentriertem Sonnenlicht							x	x	x	
55 126 95	Werkstoffprüfung und -entwicklung an Bauteilen im Solarofen						x		x	x	
55 127 95	Konzeptentwicklung eines Solarreceivers für chemische Umsetzungen unter Berücksichtigung kurzzeitiger Verschattungen		x					x	x		
55 128 95	Aerosole und Mikropartikel als Strahlungsabsorber und Reaktionspartner in solar-chemischen Receiver-Reaktoren (AEMIREC), Teil 1		x			x		x	x		
55 129 96	Einkopplung hochkonzentrierter Sonnenstrahlung in photochemische Prozesse, Teil B			x				x	x		
55 130 96	Entwicklung eines Molekularspeichersystems - Phase III - Technische Umsetzung von Laborbefunden und Felduntersuchungen an einer Prototypanlage				x	x				x	
55 131 96	Entwicklung und Einsatz holographischer Konzentratoren für die Solare Chemie							x	x	x	
55 132 96	Solarchemischer Abbau von Stickstoffverbindungen aus Abwässern mit dotiertem TiO ₂ als Katalysator		x							x	
55 133 96	Charakterisierung von Hochtemperatüreigenschaften komplexer Verbundwerkstoffe und Glasbildungsexperimente						x		x		
55 134 96	Betrieb und Experimente am Sonnenofen des DLR Köln	x						x	x		
55 135 96	Solar-chemische Verfahren zur Herstellung von Chemikalien und zur Entgiftung von Abfallstoffen		x	x				x	x	x	
55 136 96	Chemie mit Sonnenlicht - Synthese organischer (Fein)-Chemikalien und solartechnologische Entwicklungen			x				x	x	x	

Tabelle A.2: Projektübersicht und 2. Auswahlstufe

Projektübersicht und Ergebnis der 2. Auswahlstufe							
AG Solar, Themenfeld 3: Solare Chemie und Solare Materialforschung							
fd. Nr.	Aufzeit	Projekt-Titel	Arbeitsgebiet / Ziele oder Inhalte	Projekt-Bewertung ⁰⁾			
				Umsetzungsreife	Selbstbewertung	Systemkompatibilität	Bemerkungen
1	08/91-06/96	Der Hochflußdichte-Sonnenofen (HFD-SOF)	Sonnenofen: Errichtung eines Sonnenofen für Experimente im Themenfeld	⊕⊕/⊕⊕⊕	⊕⊕	...	1)
2	09/91-06/96	F+E Arbeiten der DLR am HFD-Sonnenofen (FE-SOF)	Photochemie/Abwasser etc.: Vergleich der Reaktionsgeschwindigkeiten zwischen solarem und thermischen Prozess (Aufbereitung und Spaltung von	⊕	⊕	⊕/⊕⊕	
2	dto.	dto.	Photochemie/Synthese etc.: Versuche zur solaren photochemischen Cyclohexanonoxim-Synthese von	⊕	⊕/⊕⊕	...	2) 3)
4	10/91-12/95	Die Einkopplung hochkonzentrierter solarer Strahlung in photochemische Produktionsprozesse	Photochemie/Synthese etc.: Durchführung photochemischer Experimente im SOF, Einfluß von Strahlungskonzentration auf Umsatzgeschwindigkeit und Qualität der Reaktion (Testreaktion Paternó-Büchi)	⊕	⊕/⊕⊕	...	2) 4)
6	10/91-12/94	Erzeugung von Calciumcarbid in solarthermischen Anlagen	Solarthermie: Entwicklung und Bewertung eines solarthermischen Verfahrens hinsichtlich technischer Realisierbarkeit (Calciumcarbid)	_ /⊕	⊕	⊕	5)
8	04/93-09/93	Potentialstudie für einen Sonnenofenvergaser	Solarthermie: Entwicklung und Erstellung eines Konzeptengineerings für Kleinvergaserapparatur (Biomasse)	-	_ /⊕	⊕	6)
11	07/94-02/96	Ergänzungen für den Hochflußdichte-Sonnenofen der AG Solar NRW, vornehmlich für werkstoffwissenschaftliche Arbeiten	Sonnenofen: Durchführung wichtiger, notwendiger Erweiterungen (Umlenkspiegel, Werkstofflabor)	⊕⊕/⊕⊕⊕	⊕⊕	...	
14	08/94-03/98	Erzeugung von Hochtemperaturschmelzen mit solarthermischer Energie	Solarthermie: eingehende Untersuchung und experimentelle Erprobung des zuvor entwickelten Konzepts (vgl. Nr. 14) im SOF (u.a. zu Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit); (Herstellung	⊕/⊕⊕	⊕/⊕⊕	⊕/⊕⊕	
19	06/95-06/98	Konzeptentwicklung eines Solarreceivers für chemische Umsetzungen unter Berücksichtigung kurzzeitiger Verschattungen	Photochemie: Konzeptvergleich von Reaktortypen zur Spaltung von Schwefelsäure (Simulationsrechnungen)	-	⊕	⊕/⊕⊕	
20	10/95-03/99	Aerosole und Mikropartikel als Strahlungsabsorber und Reaktionspartner in solar-chemischen Receiver-Reaktoren	Photochemie/Abwasser etc.: Erarbeitung der Voraussetzungen für die chemisch-technische Nutzung von Aerosol-Mikropartikel-Receiver-Reaktoren (u.a. Recycling von	⊕/⊕⊕	⊕	⊕/⊕⊕	7)
21	04/96-03/97	Einkopplung hochkonzentrierter Sonnenstrahlung in photochemische Prozesse, Teil B	Photochemie/Synthese etc.: Erhöhung der Raum-Zeit-Ausbeute für photochemische Prozesse, exemplarisch für Paternó-Büchi-Reaktionen	⊕	⊕	...	2)
26	01/96-06/99	Betrieb und Experimente am Sonnenofen des DLR Köln	Sonnenofen: Betrieb der Versuchsanlage als Großforschungsanlage (u.a. Leistungssteigerung)	⊕⊕/⊕⊕⊕	⊕⊕	...	
27	12/97-11/00	Solar-chemische Verfahren zur Herstellung von Chemikalien und zur Entgiftung von Abfallstoffen	Photochemie/Abwasser etc.: AP1 Analyse und Bewertung solar-chemischer Verfahren zur Entgiftung von Abfallstoffen bzgl. Modellabfallstoff Filterstaub (allg. Ziel: Untermauern denkbarer Einstiegswege für eine industrielle Realisierung)	⊕	⊕	⊕/⊕⊕	
27	dto.	dto.	Photochemie/Abwasser etc.: AP2 Solare Entgiftung von Abfallstoffen durch Hochtemperaturbehandlung; Nachweis einer betriebssicheren Entgiftung im Labormaßstab (Recycling	⊕/⊕⊕	⊕	⊕⊕	
27	dto.	dto.	Photochemie/Synthese etc.: AP3 Solar-Chemische Produktion von Bulk-Chemikalien (Cyclohexanonoxim-Synthese); u.a. Optimierungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	⊕/⊕⊕	⊕⊕	...	2) 3)
Bemerkungen:							
0) Die Wertung "... " bedeutet keine Angabe möglich; für die anderen Wertungen siehe Tabelle "Übersicht Kriterienraster"							
1) Die Systemkompatibilität vom Sonnenofen hängt von der Anwendung ab, die mit dem Sonnenofen zum Einsatz kommt.							
2) Der Prozess benötigt nur niedrige Temperaturen (< 50 °C), so dass hier auch andere Technologien vorteilhaft eingesetzt werden können.							
3) Eine Einschätzung der Systemkompatibilität ist hier ohne genaue Kenntnis der umweltrelevanten Eigenschaften der (Neben-)produkte nicht machbar							
4) Die Weiterführung des Projekts bzw. der vorhandenen Betriebsmittel ist zur Zeit unklar.							
5) Vorläuferprojekt zu Projekt Nr. 14							
6) Das Projektvorhaben liegt bereits lange zurück und ist von Seiten der Bearbeiter für beendet erklärt worden.							
7) Die Förderung bezogen auf die Weiterentwicklung des Reaktors ruht derzeit.							

Tabelle A.3 Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Bilbao

	Bilbao		
Sonnenscheinstunden			1226,00
Solarenergie / kWh/m ² a			911,00
Gesamt Kapazität / t/a			50000,00
Schmelzleistung / t/h			6,25
Gesamt Betriebsstunden / h			8000,00
Solarer Jahresumsatz / t/a			7662,50
Abschreibungszeitraum / Jahre			5,00
Energiekosten Gas / DM/kWh			0,027
Energiekosten Elektrizität/ DM/kWh			0,070
	Zweikammerofen	Heizstab-Tiegelofen	Drehrohrföfen
Kosinusverluste	0,13	0,13	0,13
Reflektivität Heliostat	0,90	0,90	0,90
Wirkungsgrad Strahlumlenkung	0,83	0,83	0,83
Reflektivität Endkonzentrator	0,94	0,94	
Wirkungsgrad Ofen	0,30	0,45	0,40
Gesamtwirkungsgrad	0,183	0,275	0,260
Jährliche Nutzenergie / kWh/m ² a	166,96	250,44	236,82
Verfügbare Nutzleistung / kW/m ²	0,136	0,204	0,193
Schmelzenergie 1 Tonne / MWh/t	1,26	1,26	1,96
Aufzuwendende Schmelzleistung / MW	7,88	7,88	12,25
Energie Reinigung (MWh/t)	0,547	0,547	1,205
Heliostatenfläche theoretisch	57827,40	38551,60	63417,39
Heliostatenfläche praktisch	57900,00	38700,00	63450,00

Tabelle A.4: Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Granollers

	Granollers		
Sonnenscheinstunden			1617,00
Solarenergie / kWh/m ² a			1175,00
Gesamt Kapazität / t/a			30000,00
Schmelzleistung / t/h			5,00
Gesamt Betriebsstunden / h			6000,00
Solarer Jahresumsatz / t/a			8085,00
Abschreibungszeitraum / Jahre			5,00
Energiekosten Gas / DM/kWh			0,027
Energiekosten Elektrizität/ DM/kWh			0,070
	Zweikammerofen	Heizstab-Tiegelofen	Drehrohrföfen
Kosinusverluste	0,13	0,13	0,13
Reflektivität Heliostat	0,90	0,90	0,90
Wirkungsgrad Strahlumlenkung	0,83	0,83	0,83
Reflektivität Endkonzentrator	0,94	0,94	
Wirkungsgrad Ofen	0,30	0,45	0,40
Gesamtwirkungsgrad	0,183	0,275	0,260
Jährliche Nutzenergie / kWh/m ² a	215,34	323,01	305,45
Verfügbare Nutzleistung / kW/m ²	0,133	0,200	0,189
Schmelzenergie 1 Tonne / MWh/t	1,26	1,26	1,96
Aufzuwendende Schmelzleistung / MW	6,30	6,30	9,80
Energie Reinigung (MWh/t)	0,547	0,547	1,205
Heliostatenfläche theoretisch	47306,82	31537,88	51879,81
Heliostatenfläche praktisch	47400,00	31650,00	51900,00

Tabelle A.5: Ausgangswerte und Berechnung Heliostatenfläche für die solare Aluminiumschmelze am Standort Madrid

		Madrid	
Sonnenscheinstunden		2051,00	
Solarenergie / kWh/m ² a		1496,00	
Gesamt Kapazität / t/a		12000,00	
Schmelzleistung / t/h		3,00	
Gesamt Betriebsstunden / h		4000,00	
Solarer Jahresumsatz / t/a		6153,00	
Abschreibungszeitraum / Jahre		5,00	
Energiekosten Gas / DM/kWh		0,027	
Energiekosten Elektrizität/ DM/kWh		0,070	
	Zweikammerofen	Heizstab-Tiegelofen	Drehrohrföfen
Kosinusverluste	0,13	0,13	0,13
Reflektivität Heliostat	0,90	0,90	0,90
Wirkungsgrad Strahlumlenkung	0,83	0,83	0,83
Reflektivität Endkonzentrator	0,94	0,94	
Wirkungsgrad Ofen	0,30	0,45	0,40
Gesamtwirkungsgrad	0,183	0,275	0,260
Jährliche Nutzenergie / kWh/m ² a	274,17	411,26	388,89
Verfügbare Nutzleistung / kW/m ²	0,134	0,201	0,190
Schmelzenergie 1 Tonne / MWh/t	1,26	1,26	1,96
Aufzuwendende Schmelzleistung / MW	3,78	3,78	5,88
Energie Reinigung (MWh/t)	0,547	0,547	1,205
Heliostatenfläche theoretisch	28277,23	18851,49	31010,70
Heliostatenfläche praktisch	28350,00	18900,00	31050,00

Tabelle A.6: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer konventionellen Aluminiumschmelze für den Standort Bilbao

Drehrohrföfen		
Investitionskosten		konventionell gasbeh.
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ²	
Turm b)	12,5 % von a)	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	4.312.500,00
Baukosten Heliostatenfeld	12,5 % von a)	
Installation des Ofens	39 % von c)	
Elektrik von Turm und Receiver	10 % von b)+ c)	
Towerlift	28 % von b)	
Kontroll- und Messeinrichtungen	28 % von c)	
Infrastruktur	4,- DM/m ² Heliostatfläche	
Direkte Investitionskosten		
Planung und Aufsicht	10 % von d)	
Totalinvestitionen		4.312.500,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	1.023.771,98
Betriebskosten		
Energiekosten	0,027 DM / kWh	3.969.000,00
Energiemehrkosten für Abgasreinigung	2 % von "Energiekosten"	79.380,00
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	1.807.500,00
Versicherung	1 % von Investitionskosten	43.125,00
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	86.250,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	
Summe Betriebskosten pro Jahr		5.985.255,00
Summe Jahreskosten		7.009.026,98
Kosten pro Tonne		140,18
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,07

Tabelle A.7: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Bilbao, Neuanlagen

Zweikammerofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	20.265.000,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	2.533.125,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	613.000,00	3.387.000,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	231.600,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	2.849.765,63	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	2.849.765,63	
Direkte Investitionskosten		29.342.256,25	3.387.000,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	2.934.225,63	
Totalinvestitionen		32.276.481,88	3.387.000,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	7.662.320,62	804.061,61
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		2.160.482,63
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	820.500,00	820.500,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	220.680,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	4.825,00	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	322.764,82	33.870,00
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	468.222,50	67.740,00
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.836.992,32	3.082.592,63
Summe Jahreskosten		9.499.312,93	3.886.654,23
Kosten pro Tonne		1.239,71	91,80
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,98	0,07
Heizstab-Tiegelofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	13.545.000,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	1.693.125,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	478.906,25	2.646.093,75
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	154.800,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.964.628,91	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.964.628,91	
Direkte Investitionskosten d)		19.801.089,06	2.646.093,75
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.980.108,91	
Totalinvestitionen		21.781.197,97	2.646.093,75
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	5.170.777,99	628.173,13
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		2.160.482,63
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	820.500,00	820.500,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	220.680,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	3.225,00	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	217.811,98	26.460,94
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	314.340,63	52.921,88
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.576.557,60	3.060.365,44
Summe Jahreskosten		6.747.335,60	3.688.538,57
Kosten pro Tonne		880,57	87,12
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,70	0,07
Drehrohrföfen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ²	22.207.500,00	
Turm b)	12,5 % von a)	2.775.937,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	660.890,63	3.651.609,38
Baukosten Heliostatenfeld	12,5 % von a)	2.775.937,50	
Installation des Ofens	39 % von c)	257.747,34	
Elektrik von Turm und Receiver	10 % von b)+ c)	343.682,81	
Towerlift	28 % von b)	777.262,50	
Kontroll- und Messeinrichtungen	28 % von c)	185.049,38	
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	253.800,00	
Direkte Investitionskosten		30.237.807,66	
Planung und Aufsicht	10 % von d)	3.023.780,77	
Totalinvestitionen		33.261.588,42	3.651.609,38
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	7.896.181,36	866.878,92
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		3.360.750,75
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	1.807.500,00	1.807.500,00
Versicherung	1 % von Investitionskosten	332.615,88	36.516,09
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	512.886,56	73.032,19
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	220.680,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	5.287,50	
Summe Betriebskosten pro Jahr		2.878.969,95	5.277.799,03
Summe Jahreskosten		10.775.151,31	6.144.677,95
Kosten pro Tonne		1.406,22	145,14
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,72	0,07

Tabelle A.8: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Granollers, Neuanlagen

Zweikammerofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	16.590.000,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	2.073.750,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	862.400,00	2.337.600,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	189.600,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	2.332.968,75	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	2.332.968,75	
Direkte Investitionskosten		24.381.687,50	2.337.600,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	2.438.168,75	
Totalinvestitionen		26.819.856,25	2.337.600,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	6.366.937,33	554.937,83
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		1.118.322,45
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	492.300,00	492.300,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	291.060,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	3.950,00	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	268.198,56	23.376,00
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	390.523,00	46.752,00
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.446.031,56	1.680.750,45
Summe Jahreskosten		7.812.968,90	2.235.688,28
Kosten pro Tonne		966,35	102,02
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,77	0,08
Heizstab-Tiegelofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	11.077.500,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	1.384.687,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	673.750,00	1.826.250,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	126.600,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.641.992,19	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.641.992,19	
Direkte Investitionskosten d)		16.546.521,88	1.826.250,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.654.652,19	
Totalinvestitionen		18.201.174,06	1.826.250,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	4.320.893,21	433.545,18
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		1.118.322,45
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	492.300,00	492.300,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	291.060,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	2.637,50	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	182.011,74	18.262,50
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	262.718,75	36.525,00
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.230.727,99	1.665.409,95
Summe Jahreskosten		5.551.621,20	2.098.955,13
Kosten pro Tonne		686,66	95,78
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,54	0,08
Drehrohröfen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	18.165.000,00	
Turm b)	12,5 % von a)	2.270.625,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	929.775,00	2.520.225,00
Baukosten Heliostatenfeld	12,5 % von a)	2.270.625,00	
Installation des Ofens	39 % von c)	362.612,25	
Elektrik von Turm und Receiver	10 % von b)+ c)	320.040,00	
Towerlift	28 % von b)	635.775,00	
Kontroll- und Messeinrichtungen	28 % von c)	260.337,00	
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	207.600,00	
Direkte Investitionskosten		25.422.389,25	
Planung und Aufsicht	10 % von d)	2.542.238,93	
Totalinvestitionen		27.964.628,18	2.520.225,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	6.638.702,07	598.292,34
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		1.739.612,70
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	1.084.500,00	1.084.500,00
Versicherung	1 % von Investitionskosten	279.646,28	25.202,25
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	427.308,00	50.404,50
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	291.060,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	4.325,00	
Summe Betriebskosten pro Jahr		2.086.839,28	2.899.719,45
Summe Jahreskosten		8.725.541,35	3.498.011,79
Kosten pro Tonne		1.079,23	159,62
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,55	0,08

Tabelle A.9: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Madrid, Neuanlagen

Zweikammerofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gastteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	9.922.500,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	1.240.312,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	984.480,00	935.520,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	113.400,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.395.351,56	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.395.351,56	
Direkte Investitionskosten		15.051.395,63	935.520,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.505.139,56	
Totalinvestitionen		16.556.535,19	935.520,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	3.930.461,86	222.089,08
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		298.372,41
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	196.920,00	196.920,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	369.180,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	2.362,50	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	165.565,35	9.355,20
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	242.945,85	18.710,40
Summe Betriebskosten pro Jahr		976.973,70	523.358,01
Summe Jahreskosten		4.907.435,56	745.447,09
Kosten pro Tonne		797,57	127,49
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,63	0,10
Heizstab-Tiegelofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gastteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	6.615.000,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	826.875,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	769.125,00	730.875,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	75.600,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.026.375,00	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.026.375,00	
Direkte Investitionskosten d)		10.339.350,00	730.875,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.033.935,00	
Totalinvestitionen		11.373.285,00	730.875,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	2.699.976,92	173.507,09
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		298.372,41
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	196.920,00	196.920,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	369.180,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	1.575,00	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	113.732,85	7.308,75
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	164.220,00	14.617,50
Summe Betriebskosten pro Jahr		845.627,85	517.218,66
Summe Jahreskosten		3.545.604,77	690.725,75
Kosten pro Tonne		576,24	118,13
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,46	0,09
Drehrohrofen			
Investitionskosten		hybrid / Solarteil	hybrid / Gastteil
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	10.867.500,00	
Turm b)	12,5 % von a)	1.358.437,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	1.061.392,50	1.008.607,50
Baukosten Heliostatenfeld	12,5 % von a)	1.358.437,50	
Installation des Ofens	39 % von c)	413.943,08	
Elektrik von Turm und Receiver	10 % von b)+ c)	241.983,00	
Towerlift	28 % von b)	380.362,50	
Kontroll- und Messeinrichtungen	28 % von c)	297.189,90	
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	124.200,00	
Direkte Investitionskosten		16.103.445,98	
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.610.344,60	
Totalinvestitionen		17.713.790,57	1.008.607,50
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	4.205.190,12	239.439,79
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		464.134,86
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	433.800,00	433.800,00
Versicherung	1 % von Investitionskosten	177.137,91	10.086,08
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	265.746,60	20.172,15
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	369.180,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	2.587,50	
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.248.452,01	928.193,09
Summe Jahreskosten		5.453.642,13	1.167.632,87
Kosten pro Tonne		886,34	199,70
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,45	0,10

Tabelle A.10: Wirtschaftlichkeitsberechnung, solare Aluminiumschmelze, Standort Almeria, Neuanlagen

Zweikammerofen		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Investitionskosten			
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	13.597.500,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	1.699.687,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	920.000,00	2.280.000,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	155.400,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.912.148,44	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.912.148,44	
Direkte Investitionskosten		20.196.884,38	2.280.000,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	2.019.688,44	
Totalinvestitionen		22.216.572,81	2.280.000,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	5.274.134,42	541.263,79
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		1.269.675,00
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	656.400,00	656.400,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	414.000,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	3.237,50	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	222.165,73	22.800,00
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	324.343,75	45.600,00
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.620.146,98	1.994.475,00
Summe Jahreskosten		6.894.281,39	2.535.738,79
Kosten pro Tonne		599,50	88,97
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,55	0,08
Heizstab-Tiegelofen		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Investitionskosten			
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	9.082.500,00	
Turm mit Strahlumlenkung b)	12,5 % von a)	1.135.312,50	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	718.750,00	1.781.250,00
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	103.800,00	
Baukosten Heliostatenfeld und Turm	12,5 % von a) + b)	1.367.070,31	
Unvorhersehbare Ausgaben	12,5 % von Summe a) + b)	1.367.070,31	
Direkte Investitionskosten d)		13.774.503,13	1.781.250,00
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.377.450,31	
Totalinvestitionen		15.151.953,44	1.781.250,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	3.597.019,21	422.862,34
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		1.269.675,00
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	656.400,00	656.400,00
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	414.000,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	2.162,50	
Versicherung	1 % von Investitionskosten	151.519,53	17.812,50
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	218.731,25	35.625,00
Summe Betriebskosten pro Jahr		1.442.813,28	1.979.512,50
Summe Jahreskosten		5.039.832,49	2.402.374,84
Kosten pro Tonne		438,25	84,29
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,40	0,08
Drehrohrofen		hybrid / Solarteil	hybrid / Gasteil
Investitionskosten			
Heliostatenfeld a)	350,- DM/m ³	11.865.000,00	
Turm b)	20 000 DM/m Höhe	2.864.318,00	
Schmelzofen c)	Hybrid: Betriebsstundenanteilig	991.875,00	2.458.125,00
Baukosten Heliostatenfeld	12,5 % von a)	1.483.125,00	
Installation des Ofens	39 % von c)	386.831,25	
Elektrik von Turm und Receiver	10 % von b)+ c)	385.619,30	
Towerlift	28 % von b)	802.009,04	
Kontroll- und Messeinrichtungen	28 % von c)	277.725,00	
Infrastruktur	4,- DM/m ³ Heliostatfläche	135.600,00	
Direkte Investitionskosten		19.192.102,59	
Planung und Aufsicht	10 % von d)	1.919.210,26	
Totalinvestitionen		21.111.312,85	2.458.125,00
Jahreskosten Investitionen	Annuitätsmethode 6% Zinssatz	5.011.749,68	583.550,03
Betriebskosten			
Energiekosten	0,027 DM / kWh		2.458.552,50
Energiekosten für Reinigung	0,03 DM/kWh	1.446.000,00	1.446.000,00
Versicherung	1 % von Investitionskosten	211.113,13	24.581,25
Wartung	2 % von Summe a) bis c)	314.423,86	49.162,50
Personalkosten (Ingenieur)	180,- DM/Betriebsstunde	414.000,00	
Reinigungsarbeiten	15 min./Heliostat, 50,-DM/h	2.825,00	
Summe Betriebskosten pro Jahr		2.388.361,99	3.978.296,25
Summe Jahreskosten		7.400.111,67	4.561.846,28
Kosten pro Tonne		643,49	160,06
Kosten pro kWh Schmelzenergie		0,30	0,08

Tabelle A.11: Wirtschaftlichkeitsberechnung, Caprolactam, Standort Castellano

Werte in Mio DM		Lampenbetrieben	Solarbetrieben Kollektor
Investitionskosten			
Rinnenkollektor	400 DM/m ² Kollektor		14,40
Heliostatenfeld	350,- DM/m ³		
Turm mit Strahlumlenkung	12,5 % von a)		
Photoreaktor	255 DM/t Kapazität	3,72	
Photonitrosierung		0,34	0,43
Umlagerung		0,17	0,17
Neutralisation		2,96	2,96
Tanks		0,00	1,31
NOCI-Herstellung		2,35	3,47
HCl-Aufbereitung		0,99	1,19
Katalysatoren		0,49	0,73
Zusätzliche Einrichtungen		0,92	1,29
Summe direkte Investitionskosten a)		11,9	25,9
Zugehörige Einrichtungen	30% von a)	2,39	5,19
Planungskosten etc.	20 % von a)	2,39	5,19
Unvorhersehbare Ausgaben	10% von a)	1,19	2,59
Summe Investitionskosten b)		17,9	38,9
Betriebskosten			
Fixkosten (Personal, Versicherung, etc)	15% von b)	2,68	5,84
Strom	0,07 DM/kWh	2,22	0,55
Chemikalien		6,55	6,55
Kühlenergie	0,07 DM/kWh	1,68	0,76
Verkauf Ammoniumsulfat			
Lampenersatz pro Jahr		0,51	
Summe Betriebskosten pro Jahr		13,64	13,70
Annuität	Zinssatz 6%	0,2374	0,2374
Summe Jahreskosten		17,89	22,93
Kosten pro Tonne	DM/t	1788,70	2293,47
Kosten pro kWh	DM/kWh	0,32	0,41

B Erdgas-Strategie

Tabelle B.1: Vergleich der Eingabe-Parameter von Referenzfall und Erdgas-Strategie in der Industrie

Process	Commodity 1	Commodity 2	Unit	Reference-Case		Erdgas-Strategie	
				1995	2050	1995	2050
Chemische Industrie	NPW WZ24 (Ch	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	6,20E-10	2,10E-10	9,60E-10	3,00E-10
Chemische Industrie	NPW WZ24 (Ch	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Chemische Industrie	NPW WZ24 (Ch	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	3,30E-10	1,10E-10	0,00E+00	2,00E-11
Chemische Industrie	NPW WZ24 (Ch	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Err	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	8,30E-10	2,50E-10	1,48E-09	4,50E-10
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Err	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	3,20E-10	1,00E-10	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Err	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,20E-10	7,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Err	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Tal	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	1,00E-10	2,00E-11
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Tal	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Tal	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Tal	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Ber	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,12E-09	6,10E-10	2,89E-09	8,40E-10
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Ber	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	5,70E-10	1,70E-10	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Ber	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Ber	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,80E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gla	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,87E-09	1,44E-09	6,32E-09	3,17E-09
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gla	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,10E-10	2,10E-10	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gla	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	6,50E-10	3,20E-10	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gla	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,39E-09	1,20E-09	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	2,00E-11	8,00E-11	3,00E-11
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	5,00E-11	2,60E-10	8,00E-11
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	7,00E-11	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	5,00E-10	1,50E-10	6,60E-10	2,00E-10
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,30E-10	4,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kra	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-10	8,00E-11	3,60E-10	1,00E-10
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kra	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kra	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kra	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	4,90E-10	1,30E-10	6,50E-10	1,70E-10
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,50E-10	4,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,20E-10	5,00E-11	2,90E-10	1,10E-10
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,50E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	9,00E-11	2,00E-11	5,50E-10	1,30E-10
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	2,50E-10	6,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,10E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,30E-10	7,00E-11	3,70E-10	1,10E-10
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,30E-10	6,00E-11	2,40E-10	1,10E-10
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,36E-09	1,00E-09	2,36E-09	1,00E-09
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,04E-09	4,40E-10	1,04E-09	4,40E-10
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	7,21E-09	3,04E-09	7,21E-09	3,04E-09
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	9,80E-10	9,00E-11	1,20E-09	1,10E-10
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ver	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	6,00E-11	2,20E-10	8,00E-11
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ver	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ver	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ver	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Recycling	NPW WZ37 (Re	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	4,20E-10	1,60E-10	5,90E-10	2,30E-10
Recycling	NPW WZ37 (Re	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	7,00E-11	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00

Akteurs- und strukturorientierte Szenarioanalyse eines nachhaltigen
deutschen Energiesystems im internationalen Kontext

Anhang

Fortsetzung...

Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Er)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	8,30E-10	2,50E-10	1,48E-09	4,50E-10
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Er)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	3,20E-10	1,00E-10	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Er)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,20E-10	7,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ15 (Er)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Ta)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	1,00E-10	2,00E-11
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Ta)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Ta)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Ernährungsgewerbe und Tabakv.	NPW WZ16 (Ta)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Be)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,12E-09	6,10E-10	2,89E-09	8,40E-10
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Be)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	5,70E-10	1,70E-10	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Be)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	NPW WZ14 (Be)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,80E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gl)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,87E-09	1,44E-09	6,32E-09	3,17E-09
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gl)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,10E-10	2,10E-10	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gl)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	6,50E-10	3,20E-10	0,00E+00	0,00E+00
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	NPW WZ26 (Gl)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,39E-09	1,20E-09	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	2,00E-11	8,00E-11	3,00E-11
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Büromaschinen	NPW WZ30 (Bü)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	5,00E-11	2,60E-10	8,00E-11
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	7,00E-11	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Geräten der Energieerzeugung	NPW WZ31 (En)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	5,00E-10	1,50E-10	6,60E-10	2,00E-10
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,30E-10	4,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	NPW WZ25 (Gu)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kr)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	3,00E-10	8,00E-11	3,60E-10	1,00E-10
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kr)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	4,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kr)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Kraftwagen	NPW WZ34 (Kr)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	4,90E-10	1,30E-10	6,50E-10	1,70E-10
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,50E-10	4,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Metallzeugnissen	NPW WZ28 (Me)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,20E-10	5,00E-11	2,90E-10	1,10E-10
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,50E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Herstellung v. Möbeln etc.	NPW WZ36 (Mö)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	9,00E-11	2,00E-11	5,50E-10	1,30E-10
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	2,50E-10	6,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	2,10E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Holzgewerbe	NPW WZ20 (Ho)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,30E-10	7,00E-11	3,70E-10	1,10E-10
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Maschinenbau	NPW WZ29 (Ma)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	2,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,30E-10	6,00E-11	2,40E-10	1,10E-10
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	1,10E-10	5,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Medizintechnik	NPW WZ33 (Me)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	2,36E-09	1,00E-09	2,36E-09	1,00E-09
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,04E-09	4,40E-10	1,04E-09	4,40E-10
Metallerzeugung und erste Bearbeitung	NPW WZ27 (Me)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	7,21E-09	3,04E-09	7,21E-09	3,04E-09
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	9,80E-10	9,00E-11	1,20E-09	1,10E-10
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ21 (Pa)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ve)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,60E-10	6,00E-11	2,20E-10	8,00E-11
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ve)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	6,00E-11	2,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ve)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Papier- und Verlagsgewerbe	NPW WZ22 (Ve)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Recycling	NPW WZ37 (Re)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	4,20E-10	1,60E-10	5,90E-10	2,30E-10
Recycling	NPW WZ37 (Re)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	7,00E-11	3,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Recycling	NPW WZ37 (Re)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Recycling	NPW WZ37 (Re)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	1,00E-10	4,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	NPW WZ32 (Ru)	Erdgas Industrie	PJ / DM[91]	1,40E-10	4,00E-11	1,90E-10	5,00E-11
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	NPW WZ32 (Ru)	Heizöl EL Industrie	PJ / DM[91]	5,00E-11	1,00E-11	0,00E+00	0,00E+00
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	NPW WZ32 (Ru)	Heizöl S Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	NPW WZ32 (Ru)	Kohle Industrie	PJ / DM[91]	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

Tabelle B.2: Vergleich der Eingabe-Parameter von Referenzfall und Erdgas-Strategie im Kraftwerksbereich

Process	Com.-1	Unit	Reference-Case		Erdgas-Strategie	
			1995	2050	1995	2050
Atomkraftwerk	Elektrizität zentral	[1]	0,275	0	0,275	0
Ausland: H2O-Kraftwerk	Elektrizität Import	[1]	0,339	0,339	0,339	0,339
Ausland: Sonstige Kraftwerke	Elektrizität Import	[1]	0,66	0,66	0,66	0,66
Ausland: Windkraftanlage	Elektrizität Import	[1]	0	0	0	0
Erdgas-Heizkraftwerk	Fernwärme	[1]	0,3166	0,11	0,5	0,225
GuD Gas (KWK)	Elektrizität zentral	[1]	0,00256	0,095	0,00256	0,095
GuD mit integr. Kohlevergasung (KWK)	Elektrizität zentral	[1]	0	0,0001	0	0,0001
H2O-Speicherkraftwerk Zentral	Elektrizität zentral	[1]	0,0155	0,0165	0,0155	0,0165
Heizwerk gasgefeuert	Fernwärme	[1]	0,1	0,08	0,2	0,2
Heizwerk Öl	Fernwärme	[1]	0,059	0,01	0	0
Hilfsprozeß Biomasse für Heizwerk Hyb	Hilfsbrennstoff für Heizwerk Hybrid	[1]	0,077	0,3	0,077	0,3
Hilfsprozeß Biomasse für Kohle HKW	Hilfsbrennstoff für Kohle Groß-KWK	[1]	0	0,3	0	0,3
Hilfsprozeß Erdgas für Verbund-KW	Hilfsbrennstoff für Verbund-KW	[1]	0,3	0,5	0,93	0,93
Kohleheizkraftwerk (KWK)	Fernwärme	[1]	0,338	0,15	0,034	0,015
Kohlekraftwerk (Kondensation)	Elektrizität zentral	[1]	0,458	0,55	0,046	0,056
Müllverbrennungsanlage	Elektrizität zentral	[1]	0,0126	0,012	0,0126	0,012
Öl-Heizkraftwerk	Fernwärme	[1]	0,04	0,01	0,04	0,01
Schweröl-Kraftwerk	Elektrizität zentral	[1]	0,0092	0,0035	0	0
Stromimport	Elektrizität zentral	[1]	0,083	0,05	0,083	0,05
Verbund-Kraftwerk (Kondensation)	Elektrizität zentral	[1]	0,0114	0,09	0,0114	0,09
Windkraftanlage Zentral	Elektrizität zentral	[1]	0	0,03	0	0,03
Achtung: Die verschiedenen Residual-Prozesse passen sich jeweils an!						

C Analyse von Weltszenarien

C.1 EIA/DOE 2000

Titel: International Energy Outlook 2000 - With Projections to 2020

Entwickler: Energy Information Administration; Department of Energy, USA (EIA-DOE)

Verwendete Quellen: DOE/EIA 1997, DOE/EIA 1999, DOE/EIA 2000

Das verwendete Modell WEPS (World Energy Projection System) wurde von der EIA im Jahr 1997 entwickelt. Das Modell besteht aus mehreren unabhängigen externen und internen Modulen, baut auf vorhandenen nationalen Modellen auf und wird zur weltweiten Abschätzung von Zukünften bzgl. Energie aus Öl, Gas, Kohle und erneuerbaren Energien (Wasserkraftanlagen, Geothermie, Sonnenenergie, Wind, Biomasse u.a.) eingesetzt.

Die Submodule basieren im wesentlichen auf in die Zukunft zielende Projektionen der Vergangenheit. Insofern handelt es sich vornehmlich um Zeitreihenanalysen. Es besteht eine enge Verknüpfung zum „National Energy Modelling System“ (NEMS), mit dem für das Gebiet der USA jährliche Prognosen erstellt werden. Das „International Energy Module“ (IEM) ist ein externes Modell des NEMS (National Energy Modelling System) und wird für Ölprojektionen verwendet. Das „Nuclear Model“ ist ein internes Modul von WEPS und bildet die Grundlage für drei Szenarien (Referenz, hohes Wachstum und niedriges Wachstum). Das „Coal Expert Submodule“ (CES) ist ein internes Modul des NEMS und wird für Gas-, Kohle-, Wasserkraft- und erneuerbare Energien-Projektionen verwendet.

Es handelt sich bei WEPS sowie bei allen Submodellen um gut zu überblickende Top-down Ansätze mit einer großen regionalen Differenzierung (s.u.). Ziel der Untersuchungen ist es, Trendbeschreibungen zu liefern, die möglichst sicher sind. Daher werden neben einem Referenzpfad auch 2 weitere Pfade berechnet, die ökonomische Unsicherheiten und veränderte Rahmenbedingungen ausdrücken sollen. Diese Sensitivitäten werden mit „high growth“ und „low growth“ bezeichnet.

Neue Technologien, Instrumente oder Strategien werden bewusst ausgeschlossen und sogar als „Spekulation“ bezeichnet. Es handelt sich somit um deskriptive Szenarien (Zeitraum: 1997-2020), auch als Business-as-Usual bezeichnet.

C.1.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Das Modell beinhaltet nach einigen Umstrukturierungen innerhalb der letzten 2 Jahre eine Reihe individueller Länder, die in neun Weltregionen, und dann noch mal in stärkeren Aggregationen in sechs großen bzw. 3 Megaregionen zusammengefasst werden. Die Megaregion Industrieländer teilt sich auf in Nordamerika, Westeuropa und OECD-Pazifik. Diese sind jeweils aufgespalten in Kanada, USA, Mexiko, in Frankreich, Deutschland, Italien, Niederlande, Vereinigtes Königreich und restliches Westeuropa sowie in Japan und Australasien.

Die Megaregion Reformstaaten ist unterteilt in die großen Regionen Osteuropa und ehemalige Sowjetunion, die selber nicht weiter differenziert werden.

Schließlich ist die Megaregion Entwicklungsländer in vier Bereiche (Asien, Mittlerer Osten, Afrika, Zentral- und Südamerika) unterteilt. Asien wiederum wird differenziert in China, Indien, Südkorea und restliches Asien. Der Mittlere Osten besteht aus der Türkei und „anderen Staaten“, Afrika wird hingegen nicht weiter aufgegliedert und Zentral- und Südamerika wird durch Brasilien und „andere Länder“ gebildet.

Damit hat das Modell ein sehr gute regionale Disaggregation aufzuweisen. Wie die Erfahrung zeigt, ist eine weitere nach Ländern kaum noch handhabbar.

Obwohl die Untersuchungen das Ziel haben, Aussagen für das gesamte Energiesystem zu treffen, werden nur wenige Sektoren einzeln analysiert. Vor allem im Nachfragebereich gibt es keine Unterteilung nach Haushalten, Kleinverbrauchern oder Industrie. Lediglich der Verkehrssektor ist explizit aufgenommen worden. Dort wiederum erfolgte eine zusätzliche Einteilung in Luft-, Straßen- und sonstigen Verkehr. Da die Prognosen auf den heutigen Strukturen und Technologien aufbauen, wurde das Verkehrsmodul direkt mit dem Ölmodul verknüpft. Daraus resultiert bereits per Definition die Festlegung, dass alternative Kraftstoffe oder alternative Verkehrsmodelle keine Beachtung finden. Auf der Angebotsseite ist die Stromerzeugung modelliert worden.

C.1.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die vom EIA unterstellte Bevölkerungsentwicklung wird für alle 3 Szenarien gleichbelassen (s. Tabelle C.1). Dies bedeutet, dass die EIA keine Rückwirkung zwischen Wirtschaftswachstum und Bevölkerungsentwicklung unterstellt.

Tabelle C.1: Angenommene regionale Bevölkerungsentwicklung für alle Szenarien (in Mrd.)

	1990	2000	2010	2020
Industrieländer	0,89	0,92	0,99	1,03
Reformstaaten	0,41	0,41	0,41	0,41
Entwicklungsländer	4,00	4,83	5,40	6,09
Welt gesamt	5,30	6,16	6,80	7,53

Aus der folgenden Tabelle können die Annahmen bezüglich des unterstellten Wirtschaftswachstums für die drei betrachteten Fälle entnommen werden.

Tabelle C.2: Jährliche Änderung des Bruttonationalprodukts zwischen 1997 und 2020 (in %)

	Reference Case	High growth	Low growth
Industrieländer	2,2	3,2	1,2
Reformstaaten	4,0	6,1	2,5
Entwicklungsländer	4,6	6,1	2,7
Welt gesamt	2,8	4,0	1,5

Wie bereits erwähnt, besteht die Grundannahme der Szenarien darin, dass die betrachteten 23 Jahre ohne große Veränderungen in Technologie, Politik, Gesellschaft und wirtschaftlichen Zusammenhängen ablaufen. Somit handelt es sich um ein sehr striktes Trendszenario.

Die Untersuchungen gehen vornehmlich von der Analyse des Ölmarktes aus, der somit als das zentrale und bestimmende Element für die Entwicklung aller weiteren Energieträger gesehen wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass es moderate Steigerungen im Ölpreis gegenüber den Preisen zu Beginn des Jahres 2000 (13,11 US\$ per Barrel) geben wird. Da es zuvor starke Preisverluste gab, pendelt sich das Niveau bis 2020 auf einem Niveau um die 23 US\$ per Barrel ein.

Daraus resultiert die Annahme, dass die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien gering bleiben wird und sich die Anteile am Gesamtverbrauch kaum ändern dürften. Die Entwicklung von Erdgas wird mit der gleichen Dynamik wie in den letzten 10 Jahren angenommen, so dass deutliche Marktanteile hinzugewonnen werden können. In Bezug auf Kernenergie wird von einem kurzfristigen Anstieg aufgrund der erwarteten Aktivitäten in den Reformstaaten ausgegangen, der allerdings mittelfristig durch die Politik in den meisten Industriestaaten (Atomausstieg) konterkariert wird. Auch für die Entwicklungsländer wird von einer zunehmenden Nutzung der Kernenergie ausgegangen.

In Bezug auf die Nachfrageseite wird anhand von spezifischen Energiekennzahlen, deren zeitlicher Entwicklung in der Vergangenheit und Elastizitäten der Energiebedarf ermittelt. Dabei wird auch hier von moderaten Weiterentwicklungen ausgegangen, wobei die EIA am stärksten von Erhöhungen in den Reformstaaten ausgeht (um knapp 50% bis 2020). Bei den Entwicklungs- und Industrieländern soll sich die Energieintensität bis 2020 um rund 15 bis 20 % vermindern.

C.1.3 Ergebnisse bis zum Jahr 2020

Das Modell WEPS der EIA gibt keine Angaben bezüglich der Entwicklung von Nutz- oder Endenergie. Aufgrund des hier verwendeten Top-down Ansatzes kann aus den Modellen lediglich der Primärenergieeinsatz entnommen werden. Alle davor ablaufenden Umwandlungsprozesse werden in der Entwicklung der unterstellten Energieintensitäten widergespiegelt. Aus diesem Grund werden in der nächsten Tabelle die Verläufe der Primärenergie insgesamt gezeigt.

Tabelle C.3: Primärenergieverbräuche der EIA Szenarien 2000 nach Regionen (in Gtoe)

	Reference Case					High growth				Low growth			
	1997	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
Industrieländer	5,1	5,7	6,0	6,3	6,6	5,9	6,3	6,7	7,1	5,5	5,7	5,9	6,0
Reformstaaten	1,3	1,4	1,6	1,7	1,9	1,6	1,8	1,9	2,2	1,4	1,5	1,6	1,7
Entwicklungsländer	3,1	4,2	5,0	5,7	6,9	4,6	5,8	7,0	8,9	3,6	4,0	4,3	4,8
Welt gesamt	9,5	11,3	12,6	13,7	15,3	12,1	13,9	15,7	18,2	10,5	11,2	11,7	12,5

Eine genaue Aufteilung der erneuerbaren Energien ist nicht möglich. EIA gibt lediglich die Auskunft, dass bei allen Erneuerbaren weltweit Wasserkraft mit über 50 % die größte Rolle spielt. Dies würde für die hier vorgenommene Betrachtung bedeuten, dass in den Trendszenarien der EIA andere erneuerbare Energien wenig Raum finden, da insbesondere in einigen der großen betrachteten Entwicklungsländern Wasserkraft eine führende Rolle in der Energieversorgung spielt (z.B. Brasilien).

C.1.4 Bewertung

Das Szenario wird aufgrund der regionalen Disaggregation und hohen Akzeptanz innerhalb der Energiewirtschaft in die weitere Betrachtung einbezogen. Allerdings muss beachtet werden, dass es sich um eine relativ kurzfristige Trendanalysen handelt.

C.2 Shell 1994

Titel: The Evolution of World's Energy System

Quellenangaben: Shell 1995, Shell 1996a, Shell 1996b

Georges Dupont-Roc, Alexon Khor und Chris Anastasi leiteten die Shell Group Planning zur Erforschung möglicher Entwicklungen der Weltenergiewirtschaft, deren Ergebnisse im Jahre 1994 veröffentlicht worden sind. Unter der Leitung von Ged Davis und Douglas McKay wurden dann eine Reihe weiterer Arbeiten vollzogen, woraus verschiedene Szenarien entstanden sind.

Es handelt sich bei den Modellen um diskursorientierte Top-down Ansätze. Daraus wurden zwei Szenarien entwickelt: „sustained growth“ und „dematerialization“. Welche Modelle tatsächlich dahinter stehen, ist weder aus den verfügbaren Veröffentlichungen, noch aus persönlichen Nachfragen klar ersichtlich¹. Art der Ergebnisse und der Veröffentlichungen lassen darauf schließen, dass es sich weniger um quantitative Modelle, sondern eher um qualitative Szenarien handelt, die durch einfache Rechnungen und Plausibilitätsüberlegungen entstanden sind.

Beide Szenarien gehen von historischen Zeitreihenanalysen aus, sind wachstumsorientiert und zeigen unter den gleichen Prämissen (Treibergrößen) verschiedene Pfade auf. Das Szenario „sustained growth“ hat zum Ziel, eine Entwicklung zu beschreiben, die ohne weitere politische oder sonstige Eingriffe ablaufen würde. Es kann somit auch als Trendszenario oder Prognose bezeichnet werden. Im Szenario „dematerialization“ wird eine deutliche Zunahme auf der Effizienzseite unterstellt. Diese Gegenüberstellung erfolgt, um Schlussfolgerungen hinsichtlich erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerung für die Politik und für das eigene Unternehmen zu ziehen. Untersucht wird ein Zeitraum zwischen 1990 und 2060, es handelt sich somit um Langfristszenarien.

C.2.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Bei beiden Szenarien wurde lediglich eine Weltregion dargestellt, es erfolgt keine regionale Disaggregation. Auch wurden keine Sektoren im einzelnen untersucht. Hauptbestandteil der Analysen bestand in Plausibilitätsüberlegungen bezüglich des globalen Energiemarktes und bezüglich der Kostenentwicklungen von Technologien.

C.2.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Shell bezieht sich bei den Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung auf die Weltbank. Die Bevölkerung nimmt dabei von 5,2 Milliarden im Jahr 1990 auf 10 bis 12 Milliarden im Jahr 2060 zu. Die globale Wirtschaft wächst um 3 % jährlich, so dass das Pro-Kopf-Bruttosozialprodukt im Jahr 2060 US\$ 17.000 beträgt (1990: US\$ 4.300).

Für beide Szenarien gilt, dass v.a. die fossilen Brennstoffe auch in mittelfristiger Zukunft die wichtigsten Energieträger bleiben. Für das Szenario „sustained growth“ werden darüber hinaus folgende Annahmen getroffen:

Neue Technologien, insbesondere die zur Nutzung erneuerbarer Energien werden um das Jahr 2020 konkurrenzfähig sein. Dies wird einerseits damit begründet, dass die Kosten für erneuerbare Energien weiterhin fallen werden und im Gegensatz dazu die Gewinnung fossiler Rohstoffe Kosten intensiver wird. Eine Flankierung durch politische Maßnahmen (wie

¹ Die Gutachter waren 1999 bei Shell, London, und haben dort mit den Verantwortlichen gesprochen.

Ökosteuer) ist nach Ansicht von Shell nicht notwendig, die Kostensituation wird sich von selbst wie oben beschrieben ändern.

Es wird davon ausgegangen, dass PV, Biomasse und Wind hohe Marktanteile ab 2020 erreichen werden. Die Stromerzeugungskosten würden dann zwischen 3 und 8 US cents liegen. Die Kosten für Biomasse werden u.a. deswegen deutlich abnehmen, da Shell Entwicklungen im Bereich der Klon- und Gentechnik unterstellt.

Zudem wird angenommen, dass die Entwicklungsländer um das Jahr 2030 eine ausreichende technologische Entwicklung erreicht haben und auf die erneuerbaren Energien zugreifen werden.

Die Effizienzsteigerung wird moderat mit 1% pro Jahr angenommen.

Beim Szenario „dematerialization“ wird unterstellt, dass das gesamte Energiesystem deutlich effizienter wird. Shell geht dabei von einer jährlichen Steigerungsrate von 2 % aus. Diese Entwicklung wird zunächst in OECD-Ländern und dann systematisch in Entwicklungsländern stattfinden. Autos werden beispielsweise dreimal so effizient wie heute sein². Gleichzeitig wird unterstellt, dass die Integration erneuerbarer Energien langsamer als beim ersten Szenario abläuft, da aufgrund des geringeren Gesamtverbrauchs fossile Energien weniger teuer sein werden und erneuerbare Energien nicht so schnelle Fortschritte machen können.

C.2.3 Ergebnisse für das Jahr 2060

Der Primärenergieverbrauch steigt beim „sustained growth“-Szenario von knapp 500 EJ im Jahr 1990 auf über 1.500 EJ im Jahr 2060, es ergibt sich also ein dreifache Steigerung. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von 2%. Das Energieangebot wird vielfältiger als heute sein, rund 10 verschiedene Energiequellen werden jeweils einen Marktanteil von 5% bis 15% besitzen. Es wird einen Überfluss an Energie geben, die unter konkurrenzfähigen Preisen zur Verfügung stehen wird.

Der durchschnittliche Pro-Kopf-Weltenergieverbrauch erreicht im Jahr 2060 das Niveau des heutigen Japans. Daraus resultiert, dass hier ein sehr striktes Modell der nachholenden Entwicklung hinter der Szenarioentwicklung steht. Mögliche regionale Disparitäten werden jedoch nicht untersucht.

Um das Wirtschaftswachstum von 3%/a beim Szenario „dematerialisation“ zu gewährleisten, muss nach Aussagen von Shell die Primärenergie um 1,3%/a bis zum Jahre 2030 ansteigen und um 1% in den darauffolgenden Jahrzehnten.

Kohle- und Ölverbrauch steigen in diesem Szenario weniger stark an als in dem ersten Szenario. Trotzdem wird vergleichsweise viel Gas verbraucht. Dies liegt darin begründet, dass Erdgas aufgrund des hier verzögerten Einsatzes von PV notwendig ist, um die Nachfrage zu decken³.

Der Marktanteil erneuerbarer Energien ist in diesem Szenario (< 40 %) deutlich geringer als bei „sustained growth“ (> 60 %).

² Dies soll erreicht werden durch elektronische Kontrollsysteme, Brennstoffzellen, Hybridmotoren etc.

³ Erst ab 2050 wird PV danach nennenswert in den Markt eindringen können.

C.2.4 Bewertung

Aufgrund der mangelnden Disaggregation und Transparenz wird die Szenariountersuchung von Shell aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

C.3 IPCC 1992

Entwickler: J. Alcamo, A. Bouwman, J. Edmonds, A. Grübler, T. Morita, A. Sugandhy

Quellenangaben: IPCC 1992, IPCC 1994

Seit 1992 haben Wissenschaftler und Mitglieder des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPSCC) Simulationsmodelle und Szenarien erstellt. Ziel war es vornehmlich, den möglichen Verlauf von Emissionen unter verschiedenen Bedingungen für das nächste Jahrhundert abzuschätzen. Von den oben genannten Autoren, aber auch von weiteren Wissenschaftlern wurden aufbauend auf den ersten Untersuchungen verschiedene weitere Versionen erstellt. Da sich daraus kein neuer Erkenntnisgewinn ableiten lässt, wird hier nur auf die erste Untersuchung eingegangen.

Es handelt sich bei allen sechs Varianten um deskriptive Szenarien, die den Zeitraum von 1990 bis 2100 betrachten. Das IPCC wollte ermitteln, welche Emissionen bei welchen Zukünften entstehen und welcher Pfad daher möglichst eingeschlagen werden sollte. Es handelt sich bei den Szenarien nicht im engeren Sinne um „Energie“- sondern um „Emissions“-Szenarien. Das Energiesystem wird nur sehr marginal abgebildet. Über eine grobe Top-down Modellierung wird eine Verbindung zwischen Energieträgern, Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftswachstum erreicht. Daraus werden unmittelbar treibhausrelevante Emissionen berechnet und in komplexe Emissionsmodelle, die auch andere Sektoren und Rückwirkungen beachten, eingespeist.

C.3.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

In Bezug auf Energie ist weder eine regionale noch eine sektorale Untergliederung vorgenommen worden. Erst bei der Berechnung der Emissionen wurden regionale Differenzierungen eingebaut.

C.3.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die folgende Tabelle gibt die unterstellten Annahmen bezüglich der Treibergrößen wieder. In der letzten Spalte sind zudem die wichtigsten sonstigen Annahmen zu finden, die entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse genommen haben.

Tabelle C.4: Treibergrößen und sonstige Annahmen für die IPCC 1992 Emissionsszenarien

	Bevölkerung	Wirtschaftswachstum	Sonstige Annahmen
IS92a	2100: 11,3 Mrd. (Welt Bank 1991)	1990 – 2025: 2,9% 1990 – 2100: 2,3%	2100: PV-Strom um US\$ 0,075/kWh Biokraftstoffe um US\$ 70 pro Barrel
IS92b	2100: 11,3 Mrd. (Welt Bank 1991)	1990 – 2025: 2,9% 1990 – 2100: 2,3%	2100: PV-Strom um US\$ 0,075/kWh Biokraftstoffe um US\$ 70 pro Barrel
IS92c	2100: 6,4 Mrd. (UN)	1990 – 2025: 2,7% 1990 – 2100: 2,0%	Stromgestehungskosten aus Kernkraft sinken um 0,4%/a
IS92d	2100: 6,4 Mrd. (UN)	1990 – 2025: 2,0% 1990 – 2100: 1,2%	2100: PV-Strom um US\$ 0,065/kWh Biokraftstoffe um US\$ 50 pro Barrel

IS92e	2100: 11,3 Mrd. (Welt Bank 1991)	1990 – 2025: 3,5% 1990 – 2100: 3,0%	Kernkraft nur bis 2075
IS92f	2100: 17,6 Mrd. (UN)	1990 – 2025: 2,9% 1990 – 2100: 2,3%	2100: PV-Strom um US\$ 0,083/kWh Kernkraftkosten steigen auf US\$ 0,09/kWh

Zudem wurden eine Reihe von Festlegungen getroffen. Diese betreffen internationale Abkommen wie das Montreal Protokoll oder auch die Höhe der Gesamtnutzungen von fossilen Brennstoffen.

C.3.3 Ergebnisse für das Jahr 2100

Für den Energiebereich existieren keine Ergebnisse, sondern nur für die resultierenden Emissionen. Dies liegt darin begründet, dass bereits bei den Annahmen und Rahmenbedingungen festgelegt worden ist, in welcher Höhe fossile Brennstoffe genutzt werden. Inwiefern dies mit dem Energiebedarf übereinstimmen kann, wurde lediglich durch Plausibilitätsüberlegungen erörtert.

C.3.4 Bewertung

Für die Betrachtung von Energieträgern eignet sich dieses Szenario nur sehr bedingt. Vor allem ist es nicht für die vorliegende Aufgabenstellung zu verwerten, da die dafür notwendigen Daten vollständig fehlen. Insofern wird IPCC 1992 aus der vergleichenden Betrachtung ausgeschlossen.

C.4 LESS (IPCC 1995)

Entwickler: H. Ishitani, T.B. Johansson;

Quellenangaben: IPCC 1995, Ishitani/ Johansson 1995, persönliche Mitteilungen

Diese Arbeit zu „Low CO₂-Emitting Energy Supply Systems“ ergänzt die IPCC-Studie von 1992, bei der, wie oben beschrieben, nur deskriptive Emissionsszenarien entwickelt worden sind. Mit LESS wurde innerhalb des IPCC-Prozesses die technologie- und energieorientierte Basis für globale Emissionsszenarien geschaffen. Damit sollte der Nachteil der 1992er Emissionsszenarien aufgehoben werden, die zu losgelöst von der realen Basis Entwicklungen beschrieb und damit nicht ausreichend in der Lage war, Politikempfehlungen zu geben. Zudem wurde die Untersuchungsrichtung umgekehrt. LESS soll Optionen der CO₂-Emissionsminderung aufzeigen und miteinander vergleichen.

Es handelt sich somit bei LESS um normative Szenarien, die Bottom-up gestützt aufgebaut worden sind. Der Zeitraum ist der gleiche wie bei den 1992er Szenarien, reicht also von 1990 bis 2100. Die Nachfrageseite wurde über spezifische Energiekennzahlen (Intensitäten) und zeitreihengestützte Abschätzungen ihrer Entwicklungen modelliert. Bei der Angebotsseite wurden alle möglichen Technologielinien in ausreichender Weise in das Modell integriert, so dass hier eine sehr gute Untersuchungsbasis vorliegt.

Fünf verschiedene Szenarien wurden erstellt:

- 1: Nuclear power intensive (NI)
- 2: Biomass intensive (BI)
- 3: Natural gas intensive (NGI)
- 4: Coal intensive (CI)
- 5: High demand (HD)

C.4.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

In LESS wurde die Erde in 11 relativ homogene Regionen eingeteilt, die wiederum zu zwei Megaregionen zusammengefasst sind, Industrieländer und Entwicklungsländer. Die genaue Zuordnung, insbesondere der Reformstaaten, war nicht einwandfrei zu ermitteln.

Wie bereits oben erwähnt wurde, ist der Angebots- oder Umwandlungssektor gut abgebildet worden. Die Nachfragesektoren sind nicht technologie- und bedarfsorientiert in das Modell integriert worden, sondern anhand von Energieintensitäten.

C.4.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die Treibergrößen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum orientieren sich an den IPCC-Untersuchungen von 1992. So wird angenommen, dass sich die Bevölkerung von 5,3 Mrd. im Jahr 1990 über 9,5 Mrd. im Jahr 2050 bis zu 10,5 Mrd. am Ende des Jahrhunderts entwickelt. Das Weltbruttosozialprodukt erhöht sich bis 2050 um den Faktor 7 (um 5 in Industrie- und um 14 in Entwicklungsländern) sowie um den Faktor 24 bis 2100 gegenüber 1990 (13 bzw. 69).

Zusätzlich wird unterstellt, dass eine Entkopplung zwischen Wirtschaftswachstum und Energiebedarf weltweit einsetzt. Es wird keine umfassende, in das Modell integrierte Kostenanalyse gemacht, da die Entwickler der Ansicht sind, dass es nicht möglich wäre, für Langzeitanalysen den Pfad mit den geringsten Kosten zu ermitteln. Andererseits wurden eine Reihe von Technologien betrachtet, die heute noch nicht konkurrenzfähig sind. Aufgrund von Lernkurven kamen die Autoren daher zu der Ansicht, dass die meisten heute verfügbaren oder bald verfügbaren Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie zur rationellen Energieanwendung in den nächsten Jahren und Jahrzehnten wirtschaftlich konkurrenzfähig sein werden.

C.4.3 Ergebnisse im Jahr 2100

Die Nachfrage nach Energie wurde nicht durch die Modellierung von Technologien unter Beachtung menschlicher Bedürfnisse, sondern mittels Energieintensitäten ermittelt. Dabei orientierten sich die Entwickler an bereits bestehenden Arbeiten des IPCC. Das Szenario „High Demand“ basiert auf dem 1992er IPCC Szenario IS92a, bei dem eine Vervierfachung des weltweiten Energiebedarfs unterstellt wird. Die anderen vier Szenarien unterstellen die „Low Energy Demand“-Variante des First Assessment Reports des IPCC (1990). Dabei gehen die Autoren von einer Verdopplung des Energiebedarfs aus, wobei es in den Industrieländern keine Veränderung zu verzeichnen gibt, in den Entwicklungsländern jedoch einen Anstieg um den Faktor 4,4. Hinter diesen Annahmen finden sich keine Modellberechnungen, sondern Plausibilitätsbetrachtungen.

End- oder Nutzenergie wird in den Veröffentlichungen nicht ausgewiesen, sondern lediglich der resultierende Primärenergieverbrauch.

Für den „Low Energy“ Pfad ergibt sich ein globaler Primärenergieverbrauch von etwa 700 EJ/a. In allen vier Fällen übernehmen erneuerbare Energien davon den mit Abstand größten Anteil. Dieser reicht von rund 64 % (450 EJ) im Nuclear-Intensive Fall bis zu knapp 80 % (560 EJ) in der Biomass-Intensive Variante. Biomasse wiederum besitzt bei allen Varianten den größten Einzelanteil unter den erneuerbaren Energien, im Coal-Intensive Fall liegt dieser bei 29 % (200 EJ) am Gesamtverbrauch und in der Biomass-Intensive Variante bei 48 %.

Auch im Szenario „High Demand“ haben die erneuerbaren Energien einen sehr hohen Anteil. Dieser liegt allerdings mit ca. 50 % (650 EJ) im Vergleich deutlich unter denen der „Low Energy“ Fälle. Grund dafür sind die begrenzten Ressourcen aller Energieträger außer Kohle. Daher wird Kohle in diesem Szenario der wichtigste Energieträger mit einem Anteil von rund 42 % (500 EJ). Zweitwichtigster Energieträger ist die Biomasse mit etwa 27 % Anteil (320 EJ) am Gesamtverbrauch (1200 EJ).

Zahlen für Entwicklungsländer liegen nur in dem Fall der *biomass-intensive* Variante dezidiert vor. Es ist dabei ein stetiger Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien zu verzeichnen. Kernenergie wird in diesen Ländern nicht genutzt und nach einer starken Steigerung in der Nutzung von Erdgas und Kohle gehen absolute wie relative Anteile ab 2025 zunehmend zurück. Im Jahr 2100 wird ein Gesamtverbrauch (mit weiterhin steigender Tendenz) von ca. 440 EJ erreicht sein. 390 EJ, also 89 % werden dabei von den erneuerbaren Energien Wasserkraft, Geothermie, Biomasse, Solar und Wind sowie Solarwasserstoff übernommen werden. Der Rest teilt sich etwa zu gleichen Teilen auf Kohle, Erdöl und Erdgas auf. Biomasse hat den mit 46 % größten Anteil am Gesamtverbrauch.

29 % dieser Biomasse gehen direkt in den stationären Stromumwandlungssektor, 20 % werden in Wasserstoff und der Rest in Methanol umgewandelt. Der Grund für die hohen Anteile an Biomasse liegt nach den Entwicklern der Szenarien neben den hohen Potentialen in der guten Speicherbarkeit und Umwandlungsfähigkeit in jede Form benötigter Energieträger. Die Autoren berufen sich dabei zudem auf eine Reihe weiterer Untersuchungen aus den Jahren 1985 bis 1993, wo der Biomasse ähnlich wichtige Rollen zugesprochen worden sind.

C.4.4 Bewertung

Die gesamte Datenlage und die Betrachtung der Einzeltechnologien lässt auf eine gut recherchierte und modellierte Arbeit schließen. Allerdings ist die Transparenz in der Darstellung schlecht, so dass eine Reihe wahrscheinlich interessanter Ergebnisse nicht zur öffentlichen Verfügung stehen. Nichtsdestotrotz wird die Arbeit in die vergleichende Bewertung aufgenommen.

C.5 Sørensen 1999

Titel: Long-Term Scenarios for Global Energy Demand and Supply - Four Global Greenhouse Mitigation Scenarios

Entwickler: Bent Sørensen

Quellenangaben: Sørensen 1996, Sørensen 1999, persönliche Mitteilungen

Diese Arbeit basiert auf Vorarbeiten innerhalb des IPCC und wurde in den Jahren 1996 bis 1998 durchgeführt. Das Modell stellt ein Novum in der Szenariobearbeitung dar, da es als Grundlage geografische Informationssysteme (GIS) einsetzt und verschiedene nicht-energetische Aspekte mit einbezieht⁴. Zudem ist es möglich, alle Ergebnisse auf eine „energy flow per unit of land area“ auszuweisen, was einerseits die Anschaulichkeit erhöht, andererseits aus einer energetischen Betrachtung heraus aber auch Probleme aufwirft (siehe unten).

Bei den Szenarien handelt es sich um normative Untersuchungen, die zum Ziel haben, Wege zu einem Energiesystem mit Null-Emissionen (netto) zu beschreiben. Dabei werden vier Wege mit folgenden Bezeichnungen untersucht und bewertet:

⁴ Nahrungsmittelproduktion, geografische Randbedingungen, Trinkwassergewinnung etc.

- The clean fossil scenario
- The safe nuclear scenario
- The decentralised renewable energy 2050 scenario
- The centralised renewable energy 2050 scenario

Das zugrundeliegende Modell ist Bottom-up aufgebaut, wobei nicht nur der Umwandlungssektor detailliert wurde (allerdings deutlich aggregierter als bei vergleichbaren Untersuchungen), sondern auch der Nachfragesektor. Sørensen geht von den Bedürfnissen jedes einzelnen nach Lebensmitteln, Raumwärme, Kühlung usw. aus und baut von dort aus das gesamte System auf. Es handelt sich demnach um eines von zwei zurzeit existierenden Modellen, die vollständig Bottom-up orientiert sind.

Ein Hauptgrund, warum GIS eingesetzt worden ist, liegt in der detaillierten Betrachtung möglicher Systeme, die auf erneuerbaren Energien aufgebaut sind. Denn bei solchen Systemen wird Biomasse eine sehr wichtige Rolle einnehmen, die aber wiederum den Agrarbereich betrifft; „...it is clear, that an integrated analysis of agriculture and biomass energy use must be performed“ (Sørensen 1999: 77).

C.5.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Die Welt wurde in sechs Regionen eingeteilt, die allerdings weniger homogen sind als beispielsweise die 11 Regionen des World Energy Council:

- North America
- West Europe, Japan & Pacific
- East Europe, former USSR & Middle East
- Latin America, India & other SE Asia
- China & other centrally planned Asia
- Sub Saharan Africa

Wie bereits erwähnt wurde, handelt es sich um ein vollständig Bottom-up aufgebautes Modell. Daher sind alle Sektoren (Haushalte, Kleinverbraucher, Industrie, Verkehr, Umwandlung) in den Berechnungen explizit integriert.

C.5.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Für die Bevölkerungsentwicklung wurde die mittlere Variante der UN-Bevölkerungsprognose des Jahres 1996 gewählt, s. Tabelle C.5.

Tabelle C.5: Angenommene mittlere Bevölkerungsentwicklung nach UN, 1996

Regionen	Bevölkerung (Millionen)		
	1930	1990	2050
North America	132	265	387
West Europe, Japan & Pacific	362	545	601
East Europe, former USSR & Middle East	240	530	1151
Latin America, India & other SE Asia	660	1860	3737
China & other centrally planned Asia	442	1190	1684
Sub Saharan Africa	152	610	1795

World	2000	5000	9355
-------	------	------	------

Die Wirtschaftsentwicklung ist bei dem verwendeten GIS-Modell keine Treibergröße, sondern ergibt sich modellimmanent. Es werden Grundbedürfnisse definiert, die jeder Mensch hat, egal an welchem Ort der Erde er sich befindet. Als Voraussetzung für die Szenarienberechnung wird dann definiert, dass alle Grundbedürfnisse im Jahre 2050 gedeckt werden müssen. Wie dies geschieht, wird zunächst nicht behandelt, jedoch werden die physikalischen Voraussetzungen (Bodennutzung, Nahrungsmittelproduktion etc.) beschrieben. Aus dieser Grundbedürfnisdeckung heraus ergibt sich das dafür notwendige Wirtschaftswachstum, welches in dem Falle besagt, dass die Weltwirtschaft mindestens um den Faktor 2,7 ansteigen muss. Dieser Ansatz läuft darauf hinaus, wie auch das relativ geringe Wachstum vermuten lässt, dass sich die Entwickler nicht auf die Idee der nachholenden Entwicklung berufen. Im Gegensatz dazu werden Grundbedürfnisse in den Vordergrund gestellt, wie genau zu leben und wirtschaften ist, bleibt jeder Region selber überlassen.

Zur Berechnung der benötigten Endenergie wird für das Jahr 2050 davon ausgegangen, dass alle Umwandlungstechnologien der Nachfrageseite dem besten heute zur Verfügung stehenden Stand der Technik entsprechen. Zudem wurden bei den einzelnen Szenarien eine Reihe technischer Annahmen getroffen, von denen die wichtigsten im folgenden vorgestellt werden.

Das „clean fossil scenario“ könnte nach Aussagen der Entwickler auch als „hydrogen scenario“ bezeichnet werden, da dies der wichtigste Energieträger wird. Da es sich hier aber um ein auf fossilen Rohstoffen aufgebautes Szenario handelt, muss davon ausgegangen werden, dass Technologien zur CO₂-Deponierung und zum biologischen CO₂-Abbau verfügbar sind. Die zu erwartenden hohen Kosten sollen sich in etwa mit den externen Kosten des heutigen Systems decken, so dass es sich um ein weitgehend kostenneutrales Szenario handelt. Als weiteres wichtiges Strategieelement finden Brennstoffzellen, betrieben mit Wasserstoff, Eingang in das Szenario.

Im „safe nuclear scenario“ wird davon ausgegangen, dass in allen Risikobereichen der Kernenergie (Proliferation, Unfälle, Lagerung) praktikable Lösungen gefunden werden. Der Gefahr der Proliferation soll durch spezielle Beschleuniger, die die Entstehung von Plutonium vermeiden, entgegengewirkt werden. Um Unfälle vermeiden zu können, geht man von „inhärent sicheren“ Reaktoren aus und um die zu lagernden radioaktiven Abfälle zu reduzieren, wird die sogenannte Transmutation eingesetzt. Da keine der unterstellten Technologien erprobt ist, gehen die Entwickler von hohen F+E-Anstrengungen über einen langen Zeitraum aus. Wasserstoff wird auch in diesem Szenario verwendet, allerdings in weitaus geringerer Intensität. Da es sich um ein Szenario handelt, welches sich auf Kernenergie konzentriert, werden in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Strom und Wärme die wichtigsten Energieträger darstellen.

Weiterhin wurden zwei „renewable energy scenarios“ gerechnet, eines mit dezentralisierten und eines mit zentraleren Strukturen. Es werden die meisten der heute bekannten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien einbezogen⁵. Die Effizienz der Einzeltechnologien ist moderat gegenüber heute gesteigert (PV 15 %, Solarkollektoren 50 %, Wärmepumpen Arbeitszahl 3,33). In der Langzeitbetrachtung wird Biomasse nicht mehr

⁵ Solche mit nur geringen Potentialen werden zur Vereinfachung nicht beachtet, so z.B. Geothermie oder Fischabfälle der Lebensmittelindustrie.

direkt verbrannt, sondern zuvor immer in Wasserstoff oder Biokraftstoffe umgewandelt. Windkraftanlagen tendieren eher zu größeren Einheiten (2-4 MW), off-shore wird in einigen Gebieten eine wichtige Rolle spielen können. Als Energieträger kommt erneut Wasserstoff im größerem Maße zum Einsatz. Mit Hilfe des geografischen Informationssystems wurden Potenzialanalysen für alle betrachteten Regionen durchgeführt. Bezüglich der unterstellten Technologien handelt es sich bei diesen Szenarien im Vergleich zu den beiden ersten um eher konservative, da hier nur bereits erprobte Technologien eingesetzt werden.

Der Unterschied zwischen den beiden „renewable“ Szenarien besteht hauptsächlich in der Struktur des Versorgungssystems. Für diese ergeben sich zum Teil vollständig andere Anforderungen, wenn beispielsweise hausintegrierte PV-Systeme oder große PV-Freianlagen Verwendung finden. Dementsprechend wurden den Systemen angepasste Ausgleichs-, Speicher- und Übertragungstechnologien eingesetzt, die aber alle dem Stand der Technik entsprechen bzw. nur noch einer Weiterentwicklung bedürfen.

C.5.3 Ergebnisse für das Jahr 2050

Die folgende Tabelle zeigt den Verlauf des Nutzenergiebedarfs in den betrachteten Regionen. Die Werte für das Jahr 2050 stammen dabei aus den skizzierten Bottom-up Analysen.

Tabelle C.6: Pro-Kopf und Gesamtnutzleistungsbedarf im Sørensen Szenario

Region	1994		2050	
	W/cap	GW	W/cap	GW
North America	948	268	1.105	419
West Europe, Japan & Pacific	962	540	1.033	545
East Europe, former USSR & Middle East	448	298	1.136	1.181
Latin America, India & other SE Asia	195	160	866	1.195
China & other centrally planned Asia	167	432	1.238	4.902
Sub Saharan Africa	121	83	899	1.834
World-average/total	318	1.781	1.079	10.076

Wie zu ersehen ist, wächst der weltweite Energiebedarf, der nötig ist, um die Grundbedürfnisse für alle Menschen zu decken, ungefähr um den Faktor 5,5. Er liegt damit weitaus höher als bei vergleichbaren Untersuchungen, unabhängig davon, ob diese den Trend oder eine nachholende Entwicklung widerspiegeln.

Die zur Deckung dieser Endenergie notwendige Sekundärenergie wird für die vier Szenarien in der folgenden Tabelle im globalen Überblick wiedergegeben⁶. Dabei fällt auf, dass aufgrund der über den Energiesektor hinausgehenden Systembetrachtung die in Nahrungsmitteln enthaltene Energie ebenfalls wiedergegeben ist (die sich auch im oben angegebenen Endenergieverbrauch findet). Vergleiche mit der o.a. Nutzenergie sind aufgrund der verwendeten Einheiten nicht unmittelbar möglich.

⁶ Die eigentliche Primärenergie wird nicht ausgewiesen.

Eine auf die sechs Regionen vorgenommene Aufteilung des Sekundärenergieverbrauchs findet sich nur bei den „renewable“ Szenarien, die beiden ersten Szenarien wurden nur im globalen Überblick gerechnet und veröffentlicht.

Tabelle C.7: Energieverbrauch der vier Sørensen Szenarios im Jahr 2050 (in GWy/y)

	clean fossil	safe nuclear	renewable -decentral-	renewable -central-
Erdgas	2.098			
Erdöl				
Kohle	5.603			
Uran		12.916		
Wasserkraft	263	440	615	440
Wind - zentral				243
Wind - dezentral			719	463
Solar - zentral			172	923
Solar - dezentral			862	620
Biomasse			2.329	1.981
Erdwärme	444	716	1.422	1.422
Pflanzliche Nahrung	1.148	1.148	1.148	1.148
Tierische Nahrung	339	339	339	339
Gesamt*	9.895	15.560	7.606	7.579

*Vergleichswert 1990: 10.814 GWy/y

C.5.4 Bewertung

Die vier Szenarien haben den Vorteil, dass es sich um wohldefinierte Strategien handelt, die sich jeweils deutlich von den anderen unterscheiden. Auch wenn es in der Realität immer eine Mischung dieser Modelle geben dürfte, so können aus der hier vorgenommenen Überspitzung aber gut Schlussfolgerungen bezüglich einer politischen Strategie abgeleitet werden.

Bezüglich möglicher Anteile einzelner Technologien sind die Szenarien aber nur unter Vorbehalten zu nutzen. Zum einen wurden im Nachfragebereich keine neuen und innovativen Technologien wie Passivhäuser oder Hypercar beachtet. Dadurch ergeben sich sehr hohe Nutzenergiebedarfe, die leicht und kosteneffizient vermieden werden könnten. Die Szenarioentwickler hätten dies ohne wesentliche Probleme machen können, da das sehr gut disaggregierte Modell dafür alle Möglichkeiten bietet.

Zum anderen erlauben es die strikten Festlegungen, die vor der Generierung der Ergebnisse durchgeführt worden sind, nur sehr bedingt, sichere Aussagen über einzelne Technologien zu treffen. So nimmt beispielsweise die Biomasse im Rahmen der „renewable“ Szenarien eine sehr wichtige Rolle ein, taucht allerdings in den beiden anderen Pfaden definitionsgemäß nicht auf.

Auffällig ist auch, dass in keinem Szenario Erdöl verwendet wird, obwohl auch dieses prinzipiell und unter der Annahme einer funktionierenden Lagerung CO₂-frei umzuwandeln wäre. Zudem ist die Versorgungsseite sehr einfach, also mit wenigen Technologien modelliert worden, was die Aussagefähigkeit einschränkt.

C.6 Goldemberg et al. 1988

Titel: Energy for a Sustainable World

Entwickler: J. Goldemberg, T.B. Johansson, A. Reddy, R.H. Williams

Quellenangaben: Goldemberg 1988, persönliche Mitteilungen

Goldemberg, Johansson, Reddy und Williams stellten im Jahr 1988 ein globales Szenario vor. Dieses mag heute in manchen Teilen veraltet sein, da es aber die erste nutzenergieorientierte Studie war, soll es hier Beachtung finden. Die davor erarbeiteten globalen Szenarien gingen in der Betrachtung immer von der Versorgungsseite aus und schlossen dann auf die Nachfrageseite. Goldemberg et al. kehrten diese Sichtweise um, sie begannen, die Bedürfnisse der Menschen nach Raumwärme, Mobilität etc. in den Mittelpunkt der Betrachtung zu stellen und von dort aus ein Energiesystem zu beschreiben, welches in der Lage ist, diese zu decken. So einleuchtend dies heute klingen mag, damals war es ein Novum.

Ziel des normativen „Base Case“ Szenarios war es, zu ermitteln, ob ein Energiesystem in der Lage sein kann, allen Nachhaltigkeitskriterien aus Ökologie, Wirtschaft und Sozialem gerecht zu werden. Daher wurden, jeweils getrennt nach Industrie- und nach Entwicklungsländern, vor der eigentlichen Szenariorechnung eine Reihe von technischen, ökologischen und sozio-ökonomischen Analysen durchgeführt.

Es handelt sich um ein relativ hochaggregiertes Bottom-up Rechenmodell, wobei allerdings hinter jeder dort enthaltenen Technologie die o.g. Analysen stehen. Somit ist insgesamt eine gute technische Basis gegeben, die differenzierte Aussagen zulässt. Inwiefern Rückwirkungen abgebildet worden sind, ist nicht zu ermitteln gewesen. Der Betrachtungszeitraum liegt zur Vergleichbarkeit mit anderen Untersuchungen, die damals erstellt worden sind, zwischen 1980 und 2020.

C.6.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Goldemberg et al. haben lediglich 2 Regionen, Industrie- und Entwicklungsländer, betrachtet. Diese Trennung wurde zudem nur auf der Nachfrageseite eingehalten. Die jeweiligen Endenergieverbräuche sind daraufhin in einem „Global Energy Demand“ zusammengefasst worden. Mit einem relativ einfachen und übersichtlichen Versorgungsmodell wurde dann ein möglicher Pfad zu Energiebedarfsdeckung des Jahres 2020 aufgezeigt.

Die Nachfrage selber wurde nicht technologiebasiert, sondern anhand von Kennzahlen/Energieintensitäten ermittelt. Dabei wurden allerdings differenzierte Analysen über mögliche Nachfragetechnologien und deren Folgen auf Energieintensitäten durchgeführt, so dass damit eine deutlich verbesserte Modellierung gegenüber früheren Szenarien möglich wurde.

C.6.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Für die unterstellte Bevölkerungsentwicklung wurde auf die „Low Variant“ der UN-Prognose von 1981 zurückgegriffen. In Sensitivitätsanalysen wurden zudem die anderen Varianten einbezogen (s. folgende Tabelle).

Tabelle C.8: UN-Prognosen für die Bevölkerungsentwicklung von 1980 bis 2020 (in Mrd.)

Region	1980	2020		
		Low Variant	Medium Variant	High Variant
Industrieländer	1,11	1,24	1,35	1,44
Entwicklungsländer	3,32	5,71	6,47	7,14
Welt	4,43	6,95	7,82	8,58

Die wirtschaftliche Entwicklung wurde ebenfalls normativ festgelegt. Während man im Bereich der Industrieländer von einer Trendentwicklung ausging (Steigerung des pro-Kopf GDP um mehr 50%), sollte das wirtschaftliche Niveau in den Entwicklungsländern im Jahr 2020 auf dem westeuropäischen Durchschnittsniveau der siebziger Jahre liegen (zehnfache Steigerung des pro-Kopf GDP).

Das Szenario steht unter dem Eindruck dreier dort beschriebener Risiken: Klimaveränderung, hohe Abhängigkeit vom Mittleren Osten und Proliferation. Daher war es das Ziel, einen Pfad zu eruieren, der genau diese Risiken ausschließt. Die beiden Hauptstrategien zur Vermeidung dieser Risiken bestehen in einer Ausnutzung von Effizienzpotentialen sowie in einem Übergang zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei wurden einerseits Effizienzpotentiale ermittelt, die auf der Nachfrageseite liegen und andererseits regionale Potentiale von erneuerbaren Energien grob abgeschätzt. Für die spezifischen Energieverbräuche von Nachfragetechnologien wurden die damaligen marktbesten Geräte angesetzt. Zudem wurde von den Entwicklern angestrebt, einen moderaten Übergang ohne Systembrüche zu beschreiben.

C.6.3 Ergebnisse für das Jahr 2020

Insbesondere die Ausnutzung von Effizienzpotentialen hat in diesem Szenario große Auswirkungen auf das Energiesystem. Der globale Verbrauch ist in den betrachteten 40 Jahren nur geringfügig gestiegen, wohingegen die Vergleichsszenarien, die aus einer „Versorgungssicht“ kommen, deutlich höhere Energieverbräuche ausweisen.

Zudem ging man von einem sehr moderaten Anstieg bei der Nutzung erneuerbarer Energien aus und sogar die Kernenergie sollte deutlich zunehmen. Diese war damals noch nicht als ein solches Problem angesehen worden, wie es die Mehrzahl der schon an dieser Studie beteiligten Entwickler in einem anderen Szenario später tun sollte (s. Johansson et al. 1993). Aufgrund der Ergebnisse lässt sich schlussfolgern, dass die Hauptstrategie neben der Ausnutzung von Effizienzpotentialen bei einem Übergang von Kohle und Öl zu Erdgas lag, wofür insbesondere zum damaligen Untersuchungszeitpunkt ökonomische Faktoren eine Rolle gespielt haben dürften. Allerdings ist zu erwähnen, dass sich die Technologien, die sich hinter dem Biomasseanteil verbergen, in den untersuchten 40 Jahren vollständig verändert hätten. Die Entwickler gingen davon aus, dass die moderne Biomassenutzung die traditionelle dann abgelöst hätte.

Eine regionale Aufgliederung ließ das erstellte und verwendete Modell nicht zu.

C.6.4 Bewertung

Aufgrund des Fehlens einer regionalen Aufgliederung wird das Goldemberg et al.-Szenario nicht in die vergleichende Bewertung aufgenommen.

C.7 AIM 1995

Titel: Scenario analysis of global warming using AIM (Asian Pacific Integrated Model)

Entwickler: Yuzuru Matsuoka, Mikiko Kainuma, Tsuneyuki Morita

Quellenangaben: Matsuoka 1995, persönliche Mitteilungen

Das „Asian Pacific Integrated Model“ ist ein hoch-komplexes Modell welches für Szenariountersuchungen in Bezug auf Treibhausgasemissionen und ihrer Einwirkungen auf die Asian Pacific-Region von japanischen Universitäten entwickelt und verwendet wird. Dabei handelt es sich eigentlich um zwei verschiedene Modelle. Das erste (AIM/emissions) wird für Vorhersagen zu Treibhausgasen genutzt, das zweite (AIM/impact) zur Abschätzung von Klimaschäden in der asiatischen Pazifikregion. In der vorliegenden Bearbeitung wird nur auf AIM/emissions eingegangen.

AIM/emissions ist ein Top-down aufgebautes Modell mit sehr hoher Aggregation. Ziel der Szenarioentwicklung ist die Beschreibung von Emissionen unter verschiedenen absehbaren Trendentwicklungen, die Vorgehensweise ist somit deskriptiv. Betrachtet werden langfristige Zeiträume von 1990 bis 2100 für die asiatische Pazifikregion, allerdings bestehen Verknüpfungen zu globalen Klimamodellen (nicht zu Energiemodellen!). Zwei Szenarien werden dabei einander gegenüber gestellt:

- high standard scenario
- low standard scenario

Zudem existiert ein „energy service submodule“ und ein „energy efficiency submodule“, welches technologieorientiert aufgebaut ist und ökonomische Aspekte beinhaltet.

C.7.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Mit dem Modell wird explizit die asiatische Pazifikregion ländergestützt untersucht. Die Nachfragesektoren werden durch Energieintensitäten berechnet, wobei nicht eindeutig zu klären ist, in welchem Maße Einzeltechnologien betrachtet werden können. Der Versorgungssektor wird nicht näher untersucht, sondern nur mit groben Technologieeinteilungen versehen.

C.7.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Für die Bevölkerungsentwicklung wurden zwei Varianten gewählt. Zum einen griffen Matsuoka et al. auf die niedrige Variante einer Weltbank-Prognose zurück und setzten die Bevölkerung im Jahr 2100 mit 11,3 Mrd. an. Die hohe Variante geht auf das *US Bureau of the Census* (USBC) zurück und liegt bei einer Höhe von 13,5 Mrd. Menschen für das Jahr 2100.

In Bezug auf das Wirtschaftswachstum werden Zahlen des IPCC (1990) genommen, allerdings um - 20% in der niedrigen Variante und um +20% in der hohen Variante verändert. Damit liegen die jährlichen Wachstumsraten für Industrieländer zwischen 2 und 3%. Die unterstellten Werte für Entwicklungsländer sind nicht veröffentlicht worden.

Die mögliche Effizienzsteigerung wird nicht eindeutig ausgewiesen, aber auch hier werden wieder 2 Varianten in Betracht gezogen, eine low-efficiency und eine high-efficiency.

Die Annahmen werden bezüglich der Szenarien folgendermaßen zusammengefasst: Das high standard scenario beinhaltet die hohe Bevölkerungsentwicklung, das hohe Wirtschaftswachstum und die niedrige Effizienzsteigerung. Das low standard scenario im Gegensatz dazu die niedrige Bevölkerungsentwicklung, das niedrige Wirtschaftswachstum und die hohe Effizienzsteigerung.

C.7.3 Ergebnisse bis 2100

Ziel der Untersuchungen sind Angaben zu Klimawirkungen von Energiesystemen. Aus diesem Grund geben die Modelle keinerlei Daten zu den simulierten Energieverbräuchen aus, obwohl dies leicht möglich sein müsste. Bezüglich der CO₂-Emissionen ist festzustellen, dass eine Verdopplung bis zum Jahr 2100 im low standard scenario zu verzeichnen ist und sogar fast eine Verzehnfachung im high standard scenario. Daraus lassen sich grob Abschätzungen über das dahinter stehende Energiesystem tätigen.

C.7.4 Bewertung

Aufgrund der nicht vorhandenen regionalen Aufgliederung findet diese Arbeit keine weitere Beachtung.

C.8 SEI 1993

Titel: Fossil Free Energy Scenario (FFES)

Entwickler: Boston Center des Stockholm Environment Institute (SEI)

Quellenangaben: Lazarus 1993, Boyle 1994, Greenpeace 1994

Diese Studie wurde im Jahre 1993 vom Stockholm Environment Institute – Boston Center im Auftrag des Greenpeace International erstellt. Gegenstand dieser Studie ist die Evaluierung der technischen, wirtschaftlichen und politischen Konsequenzen einer Reduzierung des Verbrauchs fossiler Energien und eines effizienten Energiesystems, welches auf erneuerbaren Energien aufgebaut ist. Als langfristiges Ziel wurde eine Stabilisierung des globalen Klimasystems auf dem vorindustriellen Niveau festgelegt, was auf eine Reduktion der Treibhausgase auf Null hinausläuft. Somit ist FFES ein normatives Szenario mit einem, im Vergleich zu anderen Untersuchungen, sehr konsequenten und engen Zielkorridor. Betrachtet wurde ein Zeitraum zwischen 1985 und 2100.

Für die Gesamtbearbeitung der Studie wurden mehrere Modelle verwendet, die jeweils einen anderen Untersuchungsgegenstand haben. Für die Modellierung des globalen Energiesystems wurde das „Long-Range Energy Alternative Planning (LEAP)“-System vom Boston Center entwickelt und genutzt. LEAP ist ein vollständig und konsequent bottom up-orientiertes Modell mit einer sehr genauen, technologieorientierten Abbildung aller Sektoren. Das SEI hat sich bewusst für ein solches Modell entschieden und ausführlich begründet, warum Top-down Modelle zu fragwürdigen Ergebnissen führen müssen. Zudem handelt es sich bei LEAP um ein Simulations- und nicht um ein Optimierungsmodell, so dass die Szenarienmodellierer selber große Einflussmöglichkeiten besitzen.

C.8.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Bezüglich der regionalen Disaggregation orientierte sich SEI an dem Edmonds-Reilly-Modell, hat allerdings aufgrund der sich zwischenzeitlich geänderten politischen Bedingungen kleine Modifikationen vorgenommen. Daher sind folgende Regionen betrachtet worden:

AFR	Africa
CPA	Centrally Planned Asia
EE	Central and Eastern Europe
JANZ	OECD Pacific
LA	Latin America
ME	Middle East
SEA	South and East Asia
US	United States
USSR	Former USSR
WE	Western Europe, Canada

Auch bezüglich der Sektoren wurde eine gute Differenzierung in residential, service, industry, transport und in den Umwandlungssektor supply gewählt und dezidiert behandelt.

Da es sich um ein vollständiges Bottom-up Modell handelt, mussten ökonometrische Funktionen, die reale Zusammenhänge beschreiben sollen, nicht integriert werden. Damit konnten große Fehlerquellen, die sich insbesondere bei der Entwicklung normativer Szenarien bemerkbar machen, vermieden werden.

C.8.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Wie bei den meisten der Szenarien der frühen 90er Jahre wird auf eine von der Weltbank vorgenommene Projektion der Weltbevölkerung zurückgegriffen, die auch in etwa mit denen der UN übereinstimmt. Darin wird im mittleren Pfad eine Zunahme auf über 11 Mrd. Menschen prognostiziert.

Der unterstellte Verlauf des Pro-Kopf-BIP ist in der nächsten Tabelle zu sehen. Gegenüber anderen Untersuchungen wurde dabei von einer zunehmenden Angleichung zwischen armen und reichen Ländern ausgegangen. Damit wird das Ziel verfolgt, für eine sozial gerechte Welt ein Szenario zu entwickeln.

Tabelle C.9: Unterstelltes Wirtschaftswachstum, FFES

Region	Pro-Kopf-BIP (in 1985 US\$/cap)		Änderung (in %/a) 1985-2100
	1985	2100	
AFR	0,7	17,1	2,8
CPA	0,3	16,4	3,6
EE	2,2	19,4	1,9
JANZ	13,2	31,9	0,8
LA	2,0	19,1	2,0
ME	3,8	21,9	1,5
SEA	0,5	16,7	3,1
US	16,6	31,9	0,6
USSR	7,8	28,3	1,1
WE/Can.	9,4	31,9	1,1
Welt	3,1	18,8	1,6
davon: Industrieländer	10,1	29,5	0,9
davon: Entwicklungsländer	0,7	17,2	2,8

Zudem werden folgende Annahmen und Festlegungen getroffen: Kernenergie läuft bis zum Jahr 2010 aus, fossile Brennstoffe bis zum Jahr 2100. Die Konsumgewohnheiten des Nordens gelten als Beispiel für den Süden, daraus resultieren in etwa die gleichen Bedürfnisse und, den geografischen Verhältnissen angepasst, ähnliche Energiebedarfe. Energieeffiziente und erneuerbare Energien werden nur dann eingeführt, wenn sie kosteneffizient sind. Um dies zu unterstützen, wird von einer schadensorientierten Einführung einer CO₂-Steuer und weiteren politischen Maßnahmen ausgegangen. Die Steigerung der angenommenen Energieeffizienz von Technologien orientiert sich an damaligen Abschätzungen. Ansonsten werden die üblichen Maßnahmen wie Kraft-Wärme-Kopplung zur CO₂-Minderung unterstellt. Zum Ausgleich zwischen Nachfrage und zunehmend intermittierendem Angebot wird auch in diesem Szenario auf Wasserstoff und Biomasse gesetzt.

C.8.3 Ergebnisse bis 2100

In der folgenden Tabelle ist ein Überblick über den Verlauf des globalen Weltenergieverbrauchs nach Energieträgern gegeben. Deutlich zu erkennen ist, dass im Jahr 2100 weder fossile noch nukleare Brennstoffe Verwendung finden. Die korrespondierenden CO₂-Emissionen sinken dabei von 5,5 GtC auf Null im Jahr 2100.

Tabelle C.10: Primärenergie Welt von 1988 bis 2100, FFES (in EJ)

	1988	2000	2010	2030	2100
Erdöl	115,6	111,5	93,3	59	0
Kohle	92,6	92,7	85,3	28,5	0
Erdgas	64,6	95,6	105	56,8	0
Wasser/Geoth.	23,3	26,4	28	30,4	27,6
Biomasse	22,1	37,9	51,8	91,1	181,4
Solar/Wind	0,1	20	36,3	118,2	778,3
Uran	19,4	11,8	0	0	0
Total	337,7	396	399,8	384	987,2
davon EL*	96	144	170	190	783
davon IL*	242	252	229	194	204

Insbesondere in der Zeit ab dem Jahr 2030 beginnen die umfangreichen Umwälzungen. Dies stimmt mit den Annahmen des SEI überein, dass irgendwann zwischen 2010 und 2030 alle erneuerbaren Energien konkurrenzfähig sind. Die Umwälzungen sind zum einen an der Änderung des Gesamtverbrauchs zu erkennen, zum anderen an den Anteilen der jeweiligen Energieträger und zum dritten an der interregionalen Aufteilung.

Auch ist die geringe absolute Steigerung der Wasserkraft zu sehen, die mit den großen ökologischen Schäden zentraler Kraftwerke erklärt werden. Die intermittierenden Stromerzeuger Solar (insbesondere PV) und Wind machen den größten Anteil aus, werden allerdings zum Teil in Wasserstoff umgewandelt. Zusammen mit der Biomasse stünden dann ausreichend chemische Energieträger zur Verfügung (s. Tabelle C.11).

Tabelle C.11: Endenergieverbrauch 2100 nach Energieträgern, Welt, FFES (in EJ)

	Haushalte	„commercial“	Verkehr	Industrie	total	Anteil
Strom	26,7	54,6	39,4	88,0	208,8	46,7%
Wärme (KWK)	7,1	8,9	0	42,0	58,0	13,0%
Biomasse - fest	0	0	0	50,9	50,9	11,4%
Biomasse - flüssig	4,2	0	19,7	0	23,9	5,3%
Wasserstoff	6,2	29,6	39,4	0	75,2	16,8%
Solarwärme	9,2	6,2	0	14,8	30,3	6,8%
Gesamt	53,4	99,3	98,5	195,7	446,9	100%
Anteil	11,9%	22,2%	22,0%	43,8%	100%	

Im Vergleich zu den Werten des Jahres 1988 ergeben sich damit einige Änderungen. Neben dem Auslaufen fossiler Energieträger wird Strom der mit Abstand wichtigste Energieträger, und Wasserstoff sowie biogene Energieträger bilden ein wichtiges Back-up Rückgrat des zukünftigen Systems. Die Tatsache, dass keine Kohle mehr Verwendung findet, deutet auf eine Strukturänderung in der Stahlindustrie hin, wo Kohle bei der Primärstahlerzeugung benötigt wird. Für 2100 wurde demnach unterstellt, dass nur noch Sekundärstahl notwendig sein wird.

Tabelle C.12: Endenergieverbrauch 1988 nach Energieträgern, Welt, FFES (in EJ)

	residential	commercial	transport	industry	total	Anteil
Strom	8,4	8,1	0,8	15,1	32,4	13,8%
Ölprodukte	8,4	12,5	59,5	14,3	94,7	40,2%
Erdgas	12,1	5,2	0,2	21,9	39,4	16,7%
Kohle	7,8	4,0	1,0	28,1	41,0	17,4%
Wärme (KWK)	2,5	0	0	4,5	7,1	3,0%
Biomasse - fest	14,5	0	0	6,3	20,8	8,8%
Biomasse - flüssig	0	0	0,3	0	0,3	0,1%
Gesamt	53,7	29,8	61,7	90,3	235,6	100%
Anteil	22,8%	12,6%	26,2%	38,3%	100%	

Interessanterweise wächst im FFES-Szenario der Anteil der Industrie leicht. Dies ist auf eine zunehmende Industrialisierung der Entwicklungsländer zurückzuführen. Da auch beim commercial-Sektor (Dienstleistungen) eine deutliche Steigerung vorhanden ist, findet gleichzeitig ein Strukturwandel statt, zunächst vor allem in Industrieländern, später aber auch in Entwicklungsländern.

C.8.4 Bewertung

Aufgrund der sehr guten regionalen, sektoralen und technologischen Differenzierung wird diese Studie in die weitere Betrachtung einbezogen. Allerdings stellen sich mehrere Fragen,

die nicht endgültig beantwortet werden können und die in der weiteren Betrachtung beachtet werden sollten:

Das schnelle Auslaufen der Kernenergie sowie das vollständige Auslaufen aller fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2100 scheinen relativ weitgehende Forderungen zu sein, bei denen zu bezweifeln ist, ob sie unter Kostengesichtspunkten tatsächlich Bestand haben können. Denn einerseits würde es hohe Kosten verursachen, Kernkraftwerke vor dem Ende der Abschreibungszeit stillzulegen, und andererseits ist insbesondere Kohle in vielen armen Regionen der Erde preiswert vorhanden. Dort müssen in den nächsten Jahren Investitionen getätigt werden, die weitreichende Folgen haben und den Ersatz dieser Kapazitäten durch erneuerbare Energien vorerst nicht wirtschaftlich erscheinen lassen. Allerdings ist festzuhalten, dass dies Vorgaben des Szenarios waren und insofern konsequent modelliert worden ist.

Der hohe Beitrag von Biomasse lässt wie auch bei anderen Szenarien die Frage aufkommen, ob Bodenschutzaspekte und die Nahrungsmittelsicherung genügend beachtet worden sind. Da es bislang keine Abschätzungen zu den globalen Potenzialen im Rahmen ökologischer Anbausysteme gibt, bleibt dies weiterhin offen. Das SEI ging in seinen Annahmen zwar von relativ moderaten Produktivitätssteigerungsraten aus, diese beruhen allerdings wiederum auf konventionellen Anbausystemen.

Inwiefern der große Anteil intermittierender Stromerzeuger tatsächlich durch die unterstellten Back-up Systeme mit hoher Versorgungsqualität ausgeglichen werden kann (und zu welchen Kosten), ist nicht klar zu ersehen. Insofern müssen auch hier die Ergebnisse mit Vorsicht betrachtet werden.

C.9 Worldwatch 1996

Titel: Sustainable energy for tomorrow's world

Entwickler: Nicholas Lenssen, Christopher Flavin

Quellenangaben: Flavin 1996, persönliche Mitteilungen

Das Worldwatch Institute stellte im Jahr 1996 ein normatives Szenario im Vergleich zu den Ergebnissen anderer Modelle (WEC, IEA und DOE) vor. Ziel des erstellten Szenarios war es, Alternativen zu den gängigen Vorstellungen zu beschreiben, die davon ausgingen, Energiezukünfte wären nicht gestaltbar. Als Leitziel wurde dabei formuliert, dass die CO₂ Konzentration in der Atmosphäre bis zum Jahr 2050 stabilisiert werden muss, wobei der Betrachtungszeitraum bis 2100 erweitert wurde.

Für die Berechnungen wurde ein einfaches, hochaggregiertes Bottom-up Modell verwendet. Mit Hilfe einer Reihe von Plausibilitätsüberlegungen zu regionalen Potentialen, Rahmenbedingungen und Nutzungsmöglichkeiten von Technologien wurde daraus ein möglicher Pfad errechnet und in seinen ökonomischen wie ökologischen⁷ Auswirkungen abgeschätzt. Der Energiebedarf wurde über eine Verknüpfung der Treibergrößen mit Energieintensitäten unter Berücksichtigung neuer effizienter Technologien bestimmt.

⁷ In Bezug auf die Kumulierung von Kohlenstoff in der Atmosphäre wurde beispielsweise ein einfaches Klimamodell mit fünf Parametern entwickelt.

C.9.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Im Rahmen des „Sustainable energy for tomorrow’s world“ wurde nur eine Weltregion betrachtet, eine regionale Aufgliederung erfolgte nicht. Eine dezidierte sektorale Aufgliederung ist ebenfalls nicht zu erkennen, lediglich Nachfrage- und Umwandlungssektor sind getrennt modelliert worden.

C.9.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Lenssen und Flavin gehen von einem relativ kleinen Bevölkerungswachstum bis auf 8 Mrd. Menschen aus⁸, setzen hingegen ein hohes Wirtschaftswachstum von 2,5 % pro Jahr an, wie es vor einigen Jahren häufig bei globalen Szenarien gemacht worden ist.

Die Entwickler gehen davon aus, dass die Energieproduktivität weltweit bis 2050 durchschnittlich um 100% gestiegen sein wird. Dieser Wert geht nicht eindeutig aus wissenschaftlichen Analysen hervor, sondern scheint eher auf einer Einschätzung zu beruhen, um das angestrebte Ziel auch zu erreichen. Dabei wird zudem angenommen, dass Regierungen eine effiziente Energienutzung mit großem Engagement unterstützen würden, ohne das das Ziel wohl nicht zu verwirklichen wäre. Dies bedeutet aus Sicht der Entwickler nicht, dass es sich um ein planwirtschaftliches System handelt, sondern man spricht einem marktwirtschaftlichen Wirtschaftssystem größere Umsetzungschancen zu.

Kernkraftanlagen (Spalt- wie Fusionsanlagen) werden aus verschiedenen Gründen als nicht zielführend angesehen, so dass diese bis zum Jahr 2025 außer Betrieb genommen werden. Von diesem Ausstiegszeitraum versprechen sich Lenssen und Flavin eine Entwicklung ohne strukturelle Brüche.

Wie auch in einigen anderen Szenarien, die bis Mitte der 90er Jahre erstellt worden sind, hat Wasserstoff eine wichtige Rolle als Energieträger und -speicher. Zudem wird ein Übergang von kohlenstoffreichen zu kohlenstoffarmen Energieträgern postuliert, wobei nicht klar wird, was Festlegung und was Ergebnis ist⁹.

C.9.3 Ergebnisse bis 2100

Die folgende Tabelle zeigt die Veränderungen des globalen jährlichen Primärenergieverbrauchs von 1990 bis 2100 für das Worldwatch Szenario.

Tabelle C.13: Weltprimärenergieverbrauch des Worldwatch Szenarios von 1990 bis 2100 (in EJ/a)

Energiequelle	1990	2025	2050	2100
Fossil	360	395	305	70
Nicht-fossil	50	175	295	450
Gesamt	410	570	600	520

Der Kohleverbrauch sinkt für das Jahr 2025 um 73%, der Ölverbrauch um 20% und der Gasverbrauch steigt im Gegenzug um 200%. Im Worldwatch Szenario wird Kernenergie im Jahr 2025 vollständig durch Wind- und Solarenergie (PV- und solarthermisch) ersetzt sein.

⁸ Davon leben 85 % in Entwicklungsländern.

⁹ „Our sustainable scenario posits a 73% reduction in coal use by 2025, ...“ (Lenssen, Flavin 1996).

Im Jahre 2100 wird 90% der Energienachfrage aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Im Verkehr wird zunehmend Methanol aus Biomassen oder Wasserstoff eingesetzt. Wasserstoff wird hauptsächlich aus Sonne und Wind, aber auch durch die Vergasung von Biomasse produziert und zu einem großen Teil in Brennstoffzellen eingesetzt.

C.9.4 Bewertung

Aus mehreren Gründen wird dieses Szenario nicht weiter betrachtet. Zum einen liegt dies an der fehlenden regionalen Disaggregation sowie an fehlenden dezidierten Ergebnisdaten. Zum anderen ist nicht eindeutig festzustellen, welche Daten vorherige Festlegungen waren und welche als Ergebnisse aus der Modellanalyse anzusehen sind.

C.10 Ettinger 1994

Titel: Normative energy scenario

Entwickler: Jan van Ettinger (Van Ettinger and Associates, Netherlands)

Quellenangaben: Ettinger 1994, persönliche Mitteilungen

Jan van Ettinger stellte im Jahre 1994 ein Szenario vor, mit dem er einerseits das 50%-CO₂-Reduktionsziel des IPCC bis 2050 erreichen, mit anderen Szenarien vergleichen und zudem verschiedene weitere Aspekte von Energie (Energie und Entwicklung, regionale Disparitäten) diskutieren wollte. Es handelt sich somit um ein normatives Szenario, welches eine eindeutige Zielvorstellung hat und von dort aus entwickelt wird.

Verwendet wird ein einfaches Top-down Modell, welches die wichtigsten Energieträger und Energieintensitäten beinhaltet.

C.10.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Ettinger hat eine Aufteilung der Welt in die zwei Regionen Industrieländer und Entwicklungsländer vorgenommen. Die Gruppe der Industrieländer umfasst dabei alle OECD- und Reformstaaten.

Sektoren wurden nicht gesondert untersucht. Der Energiebedarf wurde durch Annahmen bezüglich der Energieintensitäten in Verbindung mit den Treibergrößen ermittelt. Die Entwicklung der zur Deckung des ausgewiesenen Energiebedarfs benötigten Energieträger wurde durch prozentuale Veränderungen der jeweiligen Anteile bestimmt.

C.10.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die Bevölkerung steigt im „normative scenario“ bis 2050 auf 10,0 Mrd. Menschen an. Bezüglich der Wirtschaftsentwicklung geht Ettinger von geringen Werten aus. Nach seiner Einschätzung wird das Wachstum in den Industriestaaten von 2,4% im Jahr 1990 auf 0% im Jahr 2050 absinken. Bei den Entwicklungsländern wird ein ähnlicher Verlauf angenommen, nur dass dieser bei 3,3% im Jahr 1990 startet und ebenfalls auf 0 sinkt.

Um einen Ausgleich zwischen Industrie- und Entwicklungsländern herstellen zu können, wird von massivem Technologietransfer und fairen Nord-Süd Handelsabkommen ausgegangen. Weitere wichtige Strategien sind eine Erhöhung des Erdgasanteils zu Lasten von Kohle und Erdöl, ein Ausstieg aus der Kernenergie ab 2005, eine zunehmende Nutzung aller erneuerbaren Energien¹⁰, die Nutzung rationeller Energietechnologien sowie intensive Aufforstungstätigkeiten.

¹⁰ PV soll in großem Maße zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden.

C.10.3 Ergebnisse im Jahr 2050

Der Energieverbrauch wird im „normative scenario“ bis 2050 jährlich um 0,5% zunehmen und eine Gesamtsteigerung um 45% erfahren (s.).

Tabelle C.14: Primärenergieverbrauch im „normative scenario“ 1990 bis 2050 (in Mtoe)

Region	1990	2005	2020	2035	2050
Industrielländer	6.040	5.195	3.837	3.300	3.300
Entwicklungsländer	2.624	4.088	5.921	7.969	9.252
Welt	8.664	9.283	9.758	11.269	12.552

Eine regionale und energieträgerbezogene Differenzierung ist für dieses Szenario nicht erhältlich. Die Nutzung „traditioneller Energie“, womit Biomasse gemeint ist, sinkt nach Jettinger um jährlich 0,3 %, so dass der Anteil am Gesamtverbrauch von 6 % 1990 auf 3,5 % im Jahr 2050 sinkt. Dies ist eine eher überraschende Einschätzung, da Biomasse in allen anderen Klimaschutzszenarien eine wichtige Rolle spielt.

Der Kohleverbrauch reduziert sich um jährlich 4 %, so dass es ab dem Jahr 2035 einen Kohleausstieg geben wird. Öl wird zwischen 1990 und 2005 jährlich um 1 % und bis 2035 jährlich um 3 % weniger verbraucht. Danach sinkt der Verbrauch weiter bis auf Null im Jahr 2050. Der Erdgasverbrauch hingegen steigt zwischen 1990 und 2005 um jährlich 3,5 %, dann bis 2020 um 2,5%, danach bis 2035 noch mal um 1,75 % und bis zum Ende des Betrachtungszeitraums immer noch um 1% jährlich. Dies hätte zur Folge, dass 2/3 aller Reserven bis 2050 aufgebraucht sein dürften. Erdgas hätte im Jahr 2050 einen Anteil von rund 50% am Gesamtverbrauch.

Aufforstung sowie CO₂-Lagerung würden im Jahr 2050 etwa 20 % der CO₂-Emissionen substituieren. Die Nutzung der Wasserkraft würde wie Gas ebenfalls stark zunehmen, anfangs mit jährlichen Wachstumsraten um 4,5 %, zuletzt mit 0,75 %. Dies entspricht etwa einem Anteil von 20 % am 2050er Gesamtverbrauch. Wind, Geothermie und andere Erneuerbare werden ebenfalls große Wachstumsraten erreichen und 2050 einen Anteil von 27 % ausmachen.

C.10.4 Bewertung

Auch diese Untersuchung wird im weiteren nicht beachtet. Dies liegt vor allem an der fehlenden Technologieorientierung und Disaggregation. Die Ergebnisse des Szenarios machen deutlich, dass eine regionale Differenzierung fehlt, da insbesondere das starke Wachstum der Wasserkraft aufgrund, in vielen Regionen, fehlender Potentiale kaum zu verwirklichen sein dürfte.

C.11 Eden 1993

Titel: World Energy to 2050 - Outline scenarios for energy and electricity

Entwickler: Richard J. Eden (Cambridge University)

Quellenangaben: Eden 1993

Richard J. Eden hat 1993 zwei Weltszenarien veröffentlicht, die jeweils verschiedene Ziele verfolgen. Das „Targeted Efficiency Scenario“ (TE) stellt die Abnahme von Umwelteinwirkungen des Menschen in den Mittelpunkt während er im „Targeted Growth

Scenario“ (TG) das Wirtschaftswachstum der Entwicklungsländer als das primäre Ziel ansieht. Bei beiden Szenarien handelt es sich somit um normative Untersuchungen.

Das hinter den Szenarioanalysen stehende Modell ist hoch-aggregiert und Top-down aufgebaut. Es werden damit Entwicklungen zwischen 1990 und 2050 beschrieben.

C.11.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Eden hat die Welt in drei Megaregionen aufgeteilt: Industriestaaten, Reformstaaten und Entwicklungsländer. Eine sektorielle Differenzierung erfolgte hingegen nicht, abgesehen von der groben Einteilung in Nachfrage und Angebot.

Die Nachfrage nach Energie wird wie in Top-down Modellen üblich durch eine Verknüpfung der Treibergrößen mit Energieintensitäten vollzogen. Die Simulation der Deckung des Energiebedarfs erfolgt anhand von Plausibilitätsüberlegungen.

C.11.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die unterstellte Bevölkerungsentwicklung geht aus eigenen Abschätzungen des Autors hervor und ist der folgenden Tabelle zu entnehmen. Insgesamt deckt sich diese Abschätzung in etwa mit den damaligen mittleren UN-Prognosen.

Tabelle C.15: Unterstellte Bevölkerungsentwicklung bis 2050 (in Mrd.)

Region	1988	2050
Industrieländer	0,77	0,88
Reformstaaten	0,42	0,48
Entwicklungsländer	3,92	9,16
Welt	5,11	10,52

Die Treibergröße Wirtschaftsentwicklung wird nicht explizit behandelt. Hingegen legt Eden aufgrund von Plausibilitätsüberlegungen fest, wie sich der spezifische Pro-Kopf-Verbrauch im Betrachtungszeitraum verändern könnte. Die folgende Tabelle gibt die daraus resultierenden Entwicklungen wieder.

Tabelle C.16: Veränderungen des Pro-Kopf-Energiebedarfs von 1990 bis 2050

Region	Targeted efficiency scenario	Targeted Growth Scenario
Industrieländer	Halbierung	gleich
Reformstaaten	?	?
Entwicklungsländer	Verdopplung	Verdreifachung

Diese Faktoren reichen nach Ansicht des Autors aus, um eine Angleichung der Lebensverhältnisse in Nord und Süd zu erreichen. Wie sich die Reformstaaten in diesem Szenario verhalten, ist nicht zu ermitteln gewesen.

Öl wird auch das gesamte nächste Jahrhundert verfügbar sein, allerdings werden die Kosten der Gewinnung deutlich steigen und es wird eine Reihe von „Schocks“ geben. Damit spielt Eden auf die Tatsache an, dass die meisten Ölreserven im Mittleren Osten liegen. Zudem geht

er davon aus, dass unkonventionelle Ölquellen (Teersande, Ölschiefer etc.) einen zunehmend höheren Beitrag zur Ölversorgung leisten werden.

Erdgas wird vor allem im Bereich der Stromerzeugung vermehrt als Substitut für Öl eingesetzt. Eden geht weiterhin davon aus, dass es einen intensiven Bau weiterer Transportkapazitäten geben wird, um Erdgas über weite Strecken zu verteilen. Dies kann einerseits gasförmig geschehen oder andererseits über die Verflüssigung von Erdgas.

In Bezug auf Wasserkraft geht Eden von einer moderaten Steigerung insbesondere in Entwicklungsländern aus. Dabei spielen in seinen Betrachtungen Umwelteinwirkungen großer Wasserkraftwerke sowie große Distanzen zwischen Angebot und Nachfrage eine beim Ausbau hemmende Rolle.

Die traditionelle, also nicht-kommerzielle, Nutzung von Biomasse wird seiner Einschätzung nach auch in Zukunft in gleicher Höhe fortgesetzt, es findet somit kaum eine Entwicklung zur modernen Nutzung von Biomasse statt.

Zudem beschreibt Eden einige Bereiche (Kohle, Uran, neue Erneuerbare), die sich nicht „sicher“ vorhersagen lassen. Für diese Bereiche erläutert er unter verschiedenen Bedingungen mögliche Entwicklungspfade.

C.11.3 Ergebnisse bis 2050

Die folgende Tabelle zeigt für beide Szenarien die pro-Kopf-Verbräuche und die Gesamtverbräuche aufgeteilt nach Regionen. Dabei fällt auf, dass, entgegen der von Eden selbst getätigten Aussage, das Ziel eines Ausgleichs zwischen armen und reichen Ländern nicht erreicht wurde.

Tabelle C.17: Primärenergieverbräuche nach Regionen

Region	1988		Targeted Growth 2050		Targeted Efficiency 2050	
	toe/cap	Gtoe	toe/cap	Gtoe	toe/cap	Gtoe
Industrieländer	5,2	4,0	5,2	4,6	2,6	2,3
Reformstaaten	4,4	1,9	4,4	2,1	2,2	1,1
Entwicklungsländer	0,5	2,0	1,5	13,8	1,0	9,2
Welt	1,5	7,9	2,0	20,5	1,2	12,6

Tabelle C.18 enthält die energieträgerbezogene Aufteilung, allerdings können hier keine regionale Ergebnisse aufgezeigt werden.

Tabelle C.18: Primärenergieverbräuche nach Energieträgern (in Gtoe)

Energieträger	1988	Targeted Growth 2050	Targeted Efficiency 2050
Öl	3,1	3,0	3,0
Gas	1,7	3,0	3,0
Wasserkraft	0,5	1,0	1,0
Neue Erneuerbare	-	3,0	0,5-1,5
Kohle	2,2	8,0	3,0-5,0
Uran	0,4	2,5	0,1-1,5
Welt	7,9	20,5	12,6

Diese Weltverbräuche hätten zur Folge, daß sich die CO₂-Emissionen von 6 Gt C auf 13 bzw. 7,5 Gt C ansteigen würden. Da auch im „Targeted Growth“ Szenario das Ziel eines Ausgleichs verpaßt wurde, kann bei beiden nicht von einer Zielerreichung gesprochen werden.

C.11.4 Bewertung

Diese Szenario wird ebenfalls wie einige andere, die ähnlich aufgebaut sind (s. Jettinger), nicht in die weitere Betrachtung einbezogen. Dies liegt zum einen an der fehlenden regionalen Disaggregation, zum anderen an methodischen Fehlern.

Die Annahme, dass Biomasse auch weiterhin traditionell genutzt wird, widerspricht der Annahme, dass im Jahr 2050 soziale und technische Unterschiede ausgeglichen sind. Die strikte Trennung in „wahrscheinliche“ und „unsichere“ Vorhersagen zeigt eine methodische Inkonsistenz, wie sie in Szenarien nicht auftauchen darf. Denn es handelt sich bei allen Aussagen um Annahmen, die in gleicher Höhe „sicher“ oder „unsicher“ sind. Es können allerhöchstens Plausibilitäten in Betracht gezogen werden. Insbesondere bei einem zielorientierten Szenario geht es aber nicht darum, die Wahrscheinlichkeit von Pfaden zu beschreiben, sondern deren mögliche Ausgestaltung zur Erreichung des festgelegten Ziels. Wie auch die Ergebnisse zeigen, ist das ursprünglich normativ angelegte Szenario zu sehr verknüpft mit deskriptiven Aspekten und damit aussagelos.

C.12 IEA/OECD 1998

Titel: World Energy Outlook 1998

Entwickler: IEA/OECD

Quellenangaben: IEA 1998, Birol 1999

Die Internationale Energie Agentur, Paris, gibt jedes Jahr den World Energy Outlook heraus, der einen Bericht zur weltweiten Lage der Energieversorgung mit jeweils wechselnden Schwerpunkten darstellt. Der Bericht des Jahres 1998 enthielt eine Szenariobetrachtung für die Jahre 1995 bis 2020.

Das Ziel dieser Untersuchung bestand darin, die Entwicklung der Weltenergiewirtschaft unter „Business as Usual“ (BAU)-Bedingungen abzuschätzen¹¹. Es handelt sich somit um eine Trendbeschreibung, also um ein deskriptives Szenario.

Das zugrundegelegte Modell stellt eine Mischung aus Top-down und Bottom-up Ansätzen dar, die für jede Region spezifisch modifiziert worden sind. Zur Abschätzung der Energienachfrage wurde ein Top-down Modell verwendet, welches die Treibergrößen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung mit angenommenen Preisentwicklungen für fossile Brennstoffe über spezifische Kennzahlen (Energieintensitäten und -elastizitäten) miteinander verknüpft. Besonders hervorzuheben ist gerade die Einbindung von Elastizitäten, die aus einer Reihe von Länderanalysen entstanden sind und somit für ein BAU-Szenario mit mittlerer Laufzeit realistische Ergebnisse hervorbringen kann.

Die Energieangebotsseite, also der Umwandlungssektor, ist nach Regionen getrennt Bottom-up aufgebaut. Dabei werden verschiedene voneinander unabhängige Modelle verwendet. Zusammengeführt werden die Ergebnisse im linear programmierten „power generation“-

¹¹ Dabei wurde unterstellt, dass das Kyoto-Protokoll vom Dezember 1997 im Betrachtungszeitraum keinen Einfluss auf die Weltenergiewirtschaft haben wird.

Modul, welches für jede Region die least-cost Technologien identifiziert. Die notwendigen Daten für einzelne Umwandlungsverfahren (transformation processes: oil refineries, gas works, solid fuel preparation plants and heat-only plants) werden in eigenen Modellen abgeschätzt.

Ein detailliertes Modell für den globalen Ölmarkt berücksichtigt die Unsicherheiten der Ölmarktentwicklung, Aspekte der Reservenlage konventionellen Öls und der Produktion von konventionellem und nicht-konventionellem Öl. Der Gas- und der Kohlemarkt werden ebenfalls getrennt abgeschätzt und diskutiert, allerdings ebenso wie die Zusammenhänge zwischen Preisen und Angeboten fossiler Brennstoffe nicht modelliert. Insbesondere hat sich die IEA erstmalig mit einem Typ der erneuerbaren Energien explizit auseinandergesetzt. So wurde eine interne Biomassestudie für Entwicklungsländer erstellt und vorgestellt.

C.12.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Die IEA führt relativ genaue Regionen- und zum Teil auch Länderanalysen durch. Daher wurde auch dem BAU-Szenario die Welt in folgende zehn Regionen unterteilt:

- OECD Nordamerika
- OECD Europa
- OECD Pazifik
- Ehemalige Sowjetunion, Ost- und Zentral-Europa
- China
- West-Asien
- Süd-Asien
- Lateinamerika
- Afrika
- Mittlerer Osten

Die Nachfragesektoren werden nicht explizit abgebildet, sondern wie oben bereits erwähnt, anhand von Top-down Ansätzen modelliert. Der Umwandlungssektor hingegen ist technologieorientiert behandelt worden.

Im Weltmodell erfolgt jedoch keine Trennung innerhalb der Gruppe der erneuerbaren Energien, diese werden nur aggregiert betrachtet und ausgewiesen. Eine Ausnahme stellt die Nutzung von Biomasse in Entwicklungsländern dar, da für dieses Thema eine eigene Studie erarbeitet worden ist. Dies zeigt, dass es eine methodische Trennung bei der Prognostizierung der „Weltentwicklung“ und der „Biomasse in Entwicklungsländern“ gibt, die nur durch Plausibilitätsbetrachtungen der IEA aufgehoben werden konnte. Wie konsistent dies erfolgte, kann allerdings nicht nachvollzogen werden.

C.12.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die Projektionen des Bevölkerungswachstums wurden von den UN Projektionen übernommen, die im Einklang mit den Ergebnissen der OECD Studie (The World in 2020: Toward a New Global Age) stehen (siehe Tabelle C.19). Die Annahmen über das Bevölkerungswachstum gingen insbesondere in die Abschätzungen des unter den Szenariobedingungen wahrscheinlichen Biomasseverbrauchs in Entwicklungsländern ein.

Tabelle C.19: Jährliches Bevölkerungswachstum (in %)

Region	1995-2020
OECD Nordamerika	0,79
OECD Europa	0,01
OECD Pazifik	0,14
Reformstaaten	0,01
China	0,79
West-Asien	1,16
Süd-Asien	1,54
Lateinamerika	1,29
Afrika	2,41
Mittlerer Osten	2,47
Welt	1,21

Zur Abschätzung der Wirtschaftsentwicklungen wurde wiederum auf die oben genannten Projektionen der OECD zurückgegriffen. Tabelle C.20 zeigt verschiedene Varianten dieser Entwicklung, von denen für das IEA Szenario ebenfalls der BAU-Fall gewählt worden ist.

Tabelle C.20: Jährliche Wirtschaftsentwicklung (in %/a)

Region	1971-1995	1995-2020 Varianten		
		Low	BAU	High
OECD Nordamerika	2,7	1,6	2,1	2,3
OECD Europa	2,4	1,6	2,0	2,3
OECD Pazifik	3,5	1,4	1,8	2,1
Länder ehemaliger Soviet Union, Ost- und Zentral-Europa	-0,5	2,6	3,3	4,0
China	8,5	5,0	5,5	6,6
West Asien	6,9	3,7	4,5	5,2
Süd Asien	4,6	3,4	4,2	5,1
Lateinamerika	3,4	2,7	3,3	4,1
Afrika	2,6	2,0	2,5	3,5
Mittlerer Osten	2,7	2,1	2,7	4,0
Welt	3,2	2,6	3,1	3,8

Aus den beiden gezeigten Treibergrößenentwicklungen wurde unter Beachtung von Veränderungen der Energieintensität die Höhe des Nutzenergiebedarfes ermittelt. Um daraus auf die Endenergienachfrage nach Energieträgern zu schließen, wurden die Preise fossiler Brennstoffe herangezogen. Diese wiederum sind auf der Basis von Zusammenhängen zwischen der projizierten Nutzenergienachfrage und dem Angebot abgeschätzt worden. Daraus ergab sich die in Tabelle C.21 gezeigte Preisentwicklung.

Tabelle C.21: Unterstellte Preisentwicklung im BAU-Szenario der IEA

Region	1995	1996	1997	1998-2010	2015-2020
IEA crude oil import price (in \$ 1990/bbl)	15,0	17,5	16,1	17	25
IEA steam coal import price (in \$ 1990/tonne)	40,3	39,3	37,2	42	46
US natural gas wellhead price (in \$ 1990/thousand cubic feet)	1,35	1,92	1,96	1,7*	3,5
Natural gas import price (into Europe in \$ 1990/toe)	89,9	85,7	97,2	103	150
Japan LNG import price (in \$ 1990/toe)	125,6	130,1	133,4	141	210

Ansonsten werden keinerlei Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterstellt. Weder wird dem Kyoto-Protokoll eine verändernde Wirkung zugesprochen, noch wird von veränderten Politiken bezüglich Kernenergie ausgegangen. Auch werden keine merkbare Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite und keine sinkenden Kosten bei erneuerbaren Energien angenommen.

C.12.3 Ergebnisse bis zum Jahr 2020

Wie in zu erkennen ist, wächst der Weltenergieverbrauch bis 2020 jährlich um 2%, die Energieintensitäten sinken währenddessen um 1,1%/a.

Tabelle C.22: Globaler Endenergieverbrauch im BAU-Szenario

	Endenergie (in Mtoe)				Anteil (in %)				Wachstum (in %/a)		
	1971	1995	2010	2020	1971	1995	2010	2020	1971 - 1995	1995 - 2010	1995 - 2020
Feste Brennstoffe	783	897	1141	1314	21	15	14	14	0,6	1,6	1,5
Öl	1893	2678	3637	4285	51	46	46	45	1,5	2,1	1,9
Gas	567	1019	1349	1560	15	18	17	16	2,5	1,9	1,7
Strom	377	932	1477	1938	10	16	19	20	3,8	3,1	3,0
Wärme	67	268	318	364	2	5	4	4	6,0	1,1	1,2
Gesamt	3687	5794	7922	9461	100	100	100	100	1,9	2,1	2,0

Die hohe durchschnittliche Wirtschaftsentwicklung von über 3% pro Jahr, die bei der Szenariobetrachtung angenommen worden ist, bewirkt mit der niedrigen unterstellten Effizienzsteigerung (1,1%/a) einen deutlichen Zuwachs im Energieverbrauch von etwa 5.800 Mtoe auf 9.500 Mtoe.

Primärenergieseitig ergibt sich damit folgendes Bild:

Tabelle C.23: Globaler Primärenergieverbrauch im BAU-Szenario

	Primärenergie (in Mtoe)				Anteil (in %)				Wachstum (in %/a)		
	1971	1995	2010	2020	1971	1995	2010	2020	1971 - 1995	1995 - 2010	1995 - 2020
Feste Brennstoffe*	1503	2347	3269	3947	30	28	28	29	1,9	2,2	2,1
Öl	2448	3324	4468	5264	49	40	39	38	1,3	2,0	1,9
Gas	899	1810	2721	3468	18	22	24	25	3,0	2,8	2,6
Kernkraft	29	608	670	604	1	7	6	4	13,5	0,6	0,0
Wasserkraft	104	215	296	352	2	3	3	3	3,1	2,2	2,0
Andere Erneuerbare	4	36	83	113	0	0	1	1	9,8	5,7	4,7
Primärenergie - kommerziell	4988	8341	11508	13749	100	100	100	100	2,2	2,2	2,0
Combustible Renewables + waste	?	904	1108	1246	-	10	9	8	-	1,4	1,3
Primärenergie - gesamt	?	9245	12616	14995	-	100	100	100	-	2,1	2,0

* einschließlich fester kommerzieller Biomasse

Wie zu sehen ist, spielen in diesem Szenario kommerzielle erneuerbare Energien auch bis zum Jahr 2020 kaum eine Rolle. Zudem ist zu erkennen, dass eine erhebliche Steigerung (> 60%) des Primärenergiebedarfs prognostiziert wird. In Bezug auf CO₂-Emissionen bedeutet dies eine Steigerung um 73% von 22 Mio. Tonnen auf 38 Mio. Tonnen.

C.12.4 Bewertung

Aufgrund der Tatsache, dass es sich um eine umfangreich recherchierte, transparent dargestellte und regional ausreichend aufgelöste Untersuchung handelt, wird das BAU-Szenario der IEA in die weitere Betrachtung einbezogen.

Der starke Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs erinnert jedoch sehr deutlich an die Untersuchungen der 80er Jahre vom World Energy Council, in denen ebenfalls immer mit sehr hohen Steigerungen gerechnet wurde. Das WEC hatte dabei immer mehrere Pfade untersucht, die Realität lag allerdings jedes Mal weit unterhalb des untersten Pfades, der vom WEC selbst immer als unrealistisch bezeichnet worden ist. Insofern ist auch hier wieder zu beachten, dass ein BAU-Szenario keinesfalls realistischer als andere sein muss.

C.13ERM 1985

Titel: Global Energy – Assessing the Future (Edmonds-Reilly-Model)

Entwickler: Jae Edmonds, John M. Reilly

Quellenangaben: Edmonds 1985

Das Modell von Edmonds und Reilly geht auf ein großes Forschungsprojekt zwischen 1979 und 1985 zurück, aus welchem abschließend die Studie „Global Energy“ hervorging, die Energiezukünfte von 1975 bis 2050 beschreiben sollte. Auch wenn es sich hier um eine relativ alte Untersuchung handelt, soll sie aus zwei Gründen Erwähnung finden. Erstens gehen eine Reihe weiterer Szenarienanalysen auf das Edmonds-Reilly-Modell zurück, welches damals einen großen Qualitätssprung in der Modellierung darstellte. Und zum zweiten liegt die

tatsächliche Entwicklung bis zum Jahr 2000 nahe an den in der Studie „Global Energy“ vorgestellten. Ob dies zufällig geschah oder auf die Qualität der Studie zurückzuführen ist, kann nicht abschließend geklärt werden. Nichtsdestotrotz ist diese Tatsache Grund genug, die Studie näher zu analysieren.

Das Modell von Edmonds und Reilly ist linear programmiert, beinhaltet also Optimierungsalgorithmen, die sich an Kostenfaktoren orientieren. Da zu Beginn der 80er Jahre die moderne Nutzung erneuerbarer Energien erst am Anfang stand, macht sich dieses Vorgehen allerdings deutlich in den Ergebnissen bemerkbar. Ziel der Untersuchungen war es, erstmalig umfangreiche Zusammenhänge zwischen Energie und weltweiten CO₂-Emissionen zu simulieren. Das entwickelte Szenario ist somit deskriptiv und versuchte, den damals gültigen Trend fortzuschreiben.

Das gesamte Modell ist bewusst einfach gehalten, wobei der Umwandlungssektor Bottom-up aufgebaut, der Nachfragesektor jedoch Top-down modelliert wurde. Aber auch der Umwandlungssektor beinhaltet lediglich 6 Technologien, die die Nutzung von sechs Primärenergietypen (Uran, Kohle, Öl, Gas, Wasser, Solar) widerspiegeln.

C.13.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Im Modell wurde die Welt in neun Regionen aufgeteilt, die noch mal zu den vier Makroregionen USA, OECD, Centrally Planned und Developing Countries zusammengefasst worden sind. Die neun Einzelregionen, deren Einteilung noch unter dem Eindruck der Ost-West-Konfrontation steht, sind folgende:

- 1 US (USA)
- 2 OECD West (Western Europe and Canada)
- 3 JANZ (OECD Asia)
- 4 EUSSR (Centrally Planned Europe)
- 5 ACNP (Centrally Planned Asia)
- 6 MIDEAST (Middle East)
- 7 AFR (Afrika)
- 8 LA (Latin America)
- 9 SEASIA (Non-Communist South, East and Southern Asia)

Die Modellierung der Sektoren erfolgt uneinheitlich. Bei den OECD-Staaten werden drei Nachfragesektoren (residential/commercial, industry, transport) betrachtet, bei allen anderen Staaten hingegen nur ein einziger. Der Umwandlungssektor wird hingegen für alle Regionen getrennt modelliert, allerdings werden die Ergebnisse nur für die gesamte Welt in aggregierter Form ausgewiesen. Zudem erfolgte für alle Regionen eine Betrachtung von Faktoren, die den Energiebedarf beeinflussen.

C.13.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Es sind mehr Treibergrößen als üblich verwendet worden. Die unterstellten Daten werden daher im folgenden vorgestellt. Tabelle C.24 zeigt zunächst die verwendete Bevölkerungsentwicklung, die eine mittlere Projektion verschiedener damals bekannter darstellt.

Tabelle C.24: Zusammenstellung der Treibergrößen Bevölkerung und Arbeitskräfte

Region	Bevölkerung (in Mio.)			Arbeitskräfte (> 15a) (in Mio.)	
	1975	2000	2050	1975	2050
US	214	254	292	168	232
OECD West	405	476	562	300	444
JANZ	128	153	169	96	134
EUSSR	395	472	541	294	428
ACNP	911	1248	1647	601	1288
MIDEST	81	147	241	45	184
AFR	399	697	1150	223	869
LA	313	540	849	181	655
SEASIA	1130	1904	2995	647	2290
World	3976	5892	8446	2546	6523

Die Zunahme der Arbeitsproduktivität ist aus der folgenden Tabelle zu entnehmen. Als weitere Treibergröße ist zudem der Aspekt „technological change“ anzusehen. Dieser besteht aus mehreren Faktoren wie Energie pro Wertschöpfung und einen Zusammenhang zwischen Endenergie und Primärenergie und kennzeichnet somit die Güte des Umwandlungssystems. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich dieser in den OECD-Staaten um 75 % und in allen anderen Ländern nur um 30 % erhöht.

Tabelle C.25: Entwicklung der Arbeitsproduktivität von 1975 bis 2050

Region	Änderung der Arbeitsproduktivität (in %/a)		
	1975-2000	2000-2025	2025-2050
US	1,5	1,5	1,5
OECD West	1,7	1,7	1,7
JANZ	3,0	2,5	2,0
EUSSR	2,5	2,5	2,5
ACNP	3,0	3,0	3,0
MIDEST	3,0	3,0	3,0
AFR	2,7	2,7	2,7
LA	3,0	3,0	3,0
SEASIA	2,6	2,6	2,6

Da es sich um eine Trendbeschreibung handelt, wird von keinen politischen oder sonstigen Änderungen ausgegangen. Dies bedeutete zum damaligen Zeitpunkt, dass zum einen der Ost-West-Konflikt weiterhin Bestand hat, die Sowjetunion also nicht zusammengebrochen ist.

Auch ist das Vertrauen in die Kernenergie weltweit noch vorhanden¹², und auch Öl-Verknappungen oder zumindest die Problematik einer zunehmenden Ölkonzentration im Mittleren (Nahen) Osten ist so nicht gesehen worden. Zudem waren die Einschätzungen bezüglich der Möglichkeiten erneuerbarer Energien deutlich zurückhaltender, als dies heute der Fall ist. Auch politische Eingriffe wie Ökosteuer, Zertifikatslösungen im Zuge einer weltweiten Klimaschutzstrategie waren im Trend noch nicht abzusehen.

C.13.3 Ergebnisse bis 2050

Im Trend steigt der Energieverbrauch dramatisch von 263 EJ (1975) auf 1646 EJ (2050) an. Dies hat u.a. zur Folge, dass der Kohlendioxidausstoß im Jahr 2050 ungefähr um den Faktor 5,5 über dem von 1975 und immer noch fast um den Faktor 3 gegenüber 2000 liegt. Allerdings ist zu erwähnen, dass der Wert für den Gesamtprimärenergieverbrauch des Jahres 2000 mit einer Abweichung von rund 25 % deutlich über dem tatsächlichen liegt und somit, wie in vielen anderen Untersuchungen der 70er und 80er Jahre, von zu hohen Steigerungsraten ausgegangen worden ist.

Es wird ein äußerst geringer Anteil erneuerbarer Energien (außer Wasserkraft) prognostiziert, der absolute Wert für Solarenergie liegt bei 27 EJ, was in etwa einem Anteil von 1,6 % entspricht. Wasserkraft hat hingegen einen höheren Anteil von 7 % (119 EJ), der allerdings immer noch marginalen Charakter besitzt. Andere erneuerbare Energien wurden nicht betrachtet. Kernenergie trägt im Jahr 2050 mit 363 EJ (22 %) zum Primärenergieverbrauch bei, was einer Verzehnfachung zwischen 2000 und 2050 gleichkommt¹³. Mit knapp 70 % Anteil werden laut dieser Untersuchung die fossilen Energieträger auch im Jahr 2050 den wichtigsten Beitrag zur Energiebedarfsdeckung leisten.

C.13.4 Bewertung

Im Prinzip könnte die Studie gut für den Vergleich herangezogen werden. Allerdings versäumten die Entwickler eine genaue regionale Aufteilung für die Primärenergieverbräuche zu errechnen und darzustellen. Da diese Daten heute nicht mehr generierbar bzw. zugänglich sind, wird das Szenario „Global Energy“ nicht weiter betrachtet.

Auch ist zu vermuten, dass die guten Übereinstimmungen für das Jahr 2000 eher zufälliger Natur sind, da damals eine Reihe wichtiger Entwicklungen nicht zu ersehen waren, die sich aber massiv auf das Weltenergiesystem ausgewirkt haben¹⁴. Auch sind in Bezug auf die fossilen Märkte Einschätzungen vorgenommen worden, die sich als falsch erwiesen haben oder erweisen werden¹⁵.

C.14 TIME 1997

Titel: Perspectives on Global Change – The TARGETS Approach

Entwickler: Bert de Vries (Niederlande)

Quellenangaben: de Vries 1999, Rotmans 1999, persönliche Mitteilungen

¹² Die Untersuchung fand vor dem Tschernobyl-Unfall statt.

¹³ Die Untersuchung wurde vor dem Tschernobyl-Unfall durchgeführt.

¹⁴ z.B. Zusammenbruch der UDSSR

¹⁵ So wird die zukünftige Rolle der USA als Ölanbieter deutlich überschätzt und die des Mittleren Ostens im Gegenzug unterschätzt. Der Grund liegt darin, dass die Ressourcen für beide Regionen falsch eingeschätzt worden sind, bei der USA zu hoch, beim Mittleren Osten zu niedrig.

Das “Targets IMage Energy”-Modell (TIME) wird dafür eingesetzt, die Konsequenzen verschiedener Annahmen zu unsicheren oder kontroversen Aspekten der weltweiten Energieversorgung herauszuarbeiten. Es handelt sich demnach um deskriptive Szenarien, wobei drei verschiedene Pfade analysiert worden sind, die auf soziologischen Akteursmodelle aufgebaut sind. Diese sind im einzelnen:

- 1 Hierarchist
- 2 Egalitarian
- 3 Individualist

Das „hierarchist“-Szenario wird als Business-as-usual Fall betrachtet und stimmt im Verlauf in etwa mit dem IPCC Szenario IS92a (kohleintensiv) überein. Das „egalitarian“-Szenario legt den Schwerpunkt auf den Ausgleich von weltweiten Ungleichheiten und die Vermeidung ökologischer Schäden. Im „individualist“-Fall wird von einer Welt ausgegangen, in der jegliche Beschränkungen ökonomischer Aktivitäten aufgehoben sind. Der Markt und seine ihn treibenden Kräfte sollen sich voll entfalten können.

TIME ist ein hochaggregiertes Top-down Modell, welches linear programmiert wurde. Einzeltechnologien werden nicht betrachtet, sondern nur die wichtigsten Energieträger. Die Szenarienrechnungen wurden für einen Zeitraum von 1990 bis 2100 durchgeführt.

C.14.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Die hohe Aggregation hat zur Folge, dass nur eine Weltregion betrachtet wurde und das Modell Top-down in Nachfrage und Angebot aufgeteilt worden ist. Insbesondere Preis- und Kostenbetrachtungen stehen im Mittelpunkt der Untersuchungen.

C.14.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die Entwickler gehen je nach Szenariopfad von unterschiedlichen Treibergrößen aus, die in Tabelle C.26 dargestellt sind.

Tabelle C.26: Treibergrößen der TIME-Szenarien

	1990		2100	
		Hierarchist	Egalitarian	Individualist
Bevölkerung (in Mrd.)	5,3	11,7	8,0	13,3
Bruttoweltprodukt (US\$/cap)	4.000	21.000	7.800	41.000

Im „hierarchist“-Fall wird zudem von einer Effizienzsteigerung von 1 % pro Jahr, von einem durchschnittlichen Stromwirkungsgrad von 50 % und von niedrigen bis moderaten Kostenentwicklungen im Bereich fossiler Brennstoffe ausgegangen. Beim „egalitarian“-Pfad wird eine höhere Effizienzsteigerung unterstellt (1,5%/a), die Einführung einer Emissionssteuer sowie andere Kostenrelationen zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern. Im „individualist“-Fall wird vor allem von einem sehr schnellen Lernen ausgegangen, so dass sich die Effizienzsteigerungen ebenfalls bei 1,5 %/a befinden, Technologien schnell in die Märkte eingeführt werden und Pay-back Zeiten sehr niedrig liegen.

C.14.3 Ergebnisse bis zum Jahr 2100

Unter Beachtung der oben genannten Annahmen resultieren aus der Modellrechnung die in Tabelle C.27 angegebenen Gesamtverbräuche. Der Anteil aller erneuerbaren Energien ist nicht auszuweisen, da die Stromerzeugung aus „nicht-thermischen“ Anlagen zusammengefasst wurde. Dies bedeutet, dass sich darunter sowohl Kernenergie als auch Solar- und Windstrom befindet. Die Bioenergieanteile sind jedoch ausgewiesen. Eine regionale Aufgliederung ist aufgrund des Modellaufbaus nicht möglich.

Tabelle C.27: Hauptergebnisse der Szenarienuntersuchung

	1990		2100	
		Hierarchist	Egalitarian	Individualist
Primärenergie (EJ)	300	1220	310	1035
Anteil Bioenergie - flüssig	-	4%	8%	9%
Anteil Bioenergie - gasförmig	-	10%	13%	12%
Kum. Investitionen (10 ¹² US\$)		ca. 200	ca. 100	ca. 220
CO ₂ -Emissionen (in GtC)	6	20	3-4	12,5

Das vielleicht interessanteste Ergebnis ist die Abschätzung der Investitionskosten im Umwandlungssektor über den gesamten Betrachtungszeitraum. Wie zu sehen ist, schneidet der Ökologiefeld „egalitarian“ dabei mit Abstand am besten ab.

C.14.4 Bewertung

Auch wenn es keine regionale Aufgliederung gibt, so kann das Szenario doch herangezogen werden, um die Plausibilität anderer Szenarien zu überprüfen. Allerdings ist zu beachten, dass es aufgrund seiner Modellstruktur in der Aussagefähigkeit über lange Zeiträume sehr eingeschränkt ist. Auch werden implizit einige Annahmen getroffen, die erst zu belegen wären. Dies ist insbesondere im „individualist“-Pfad der Fall, bei dem vorausgesetzt wird, dass der Markt ohne steuernde Eingriffe in der Lage ist, effiziente Technologien sehr schnell zu integrieren.

Auch die Kostenaussagen sind kritisch zu betrachten, da eine Schätzung über einen Zeitraum von mehr als einem Jahrhundert nur sehr vage sein können.

C.15 JOHANSSON 1993

Titel: A Renewable-Intensive Global Energy Scenario (RIGES)

Entwickler: T.B. Johansson, H. Kelly, A. Reddy, R. Williams

Quellenangaben: Johansson 1993, persönliche Mitteilungen

Im Rahmen des IPCC-Prozesses hatten sich die Entwickler das Ziel gesetzt, ein Szenario zu entwickeln, welches ökologischen Restriktionen gerecht wird und gleichzeitig die Anforderung eines Ausgleichs zwischen armen und reichen Ländern beachtet. Drei der vier Autoren haben bereits die Studie Goldemberg et al. 1988 (s. ebd.) mitgestaltet. Daher ergeben sich eine Reihe von Ähnlichkeiten bzgl. Methodik (Bottom-up) und Untersuchungsphilosophie (Bedürfnisorientierung), die hier nicht wiederholt werden sollen. RIGES ist allerdings eine deutlich umfangreichere und detailliertere Arbeit als die des Jahres 1988.

Das Basisjahr dieser Untersuchung ist 1985, der Gesamtzeitraum reicht bis zum Jahr 2050.

C.15.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Elf Weltregionen wurden in RIGES berücksichtigt, dies sind im einzelnen:

- Africa
- Latin America
- South and East Asia
- Centrally Planned Asia
- Japan
- Australia/New Zealand
- USA
- Canada
- OECD Europe
- Former Centrally Planned Europe
- Middle East

Die Entwickler haben sich auf zwei Untersuchungsbereiche beschränkt. Zum einen wurde der Stromsektor (nachfrage- wie angebotsseitig) analysiert und zum anderen der Sektor Verkehr, wo es hauptsächlich um neue Kraftstoffe ging. Die Ergebnisse werden aber auf das gesamte Energiesystem bezogen. Die nicht betrachteten Nachfragesektoren wurden über Annahmen zur Effizienzverbesserung behandelt, so dass sich insgesamt ein weitgehend konsistentes Bild ergibt¹⁶.

C.15.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

Die folgende Tabelle gibt den Verlauf der beiden Treibergrößen wieder, wie sie bereits in einigen anderen IPCC-Untersuchungen verwendet worden sind. Dabei wurde eine sehr hohe Variante für das Wirtschaftswachstum mit Änderungsraten von 3,5 %/a bis 2025 und 3,0 %/a von 2025 bis 2050 gewählt. Dies liegt darin begründet, dass das Szenario das Ziel hat, Perspektiven für erneuerbare Energien in einer Welt mit einem allgemein besseren Lebensstandard zu untersuchen.

Tabelle C.28: Treibergrößen bei RIGES

	BSP pro Kopf (in 1989 US\$)	Bevölkerung (in Mrd.)	Anteil EL* an Bev. (in %)
1985	3.232	4,9	75
2000	4.428	6,2	78
2025	7.676	8,2	82
2050	13.636	9,5	85

* EL = Entwicklungsländer

Auch werden regionale Disparitäten beachtet, so dass sich in der oben gezeigten Tabelle nur die aggregierten Daten befinden. In den westlichen Industriestaaten wird die Wirtschaftsentwicklung mit 2,0 bis 2,7 %/a angesetzt, in armen Länder zwischen 4,5 und 6,0 %/a.

¹⁶ Wenn auch mit unterschiedlichen Methodiken.

In RIGES gehen die Autoren von einer sehr optimistischen technischen wie ökonomischen Entwicklung der erneuerbaren Energien aus, so dass zwischen 2010 und 2020 völlige Konkurrenzfähigkeit gegeben ist und alle benötigten Technologien zugänglich und erprobt sind. In einem auf erneuerbare Energien aufgebauten System wird insbesondere den Energieträgern Biomasse und Wasserstoff eine wichtige Rolle zugesprochen. Wie auch in vielen anderen Untersuchungen, kommen die Entwickler von RIGES zu dem Schluss, dass bei hohen Anteilen intermittierender Stromquellen (Sonne, Wind) ausgleichende Faktoren hinzukommen müssen. Diese Rolle kann insbesondere von chemischen Energieträgern wie den oben genannten übernommen werden.

C.15.3 Ergebnisse bis zum Jahr 2050

Die Stromversorgung entwickelt sich weltweit gemäß Tabelle C.29.

Tabelle C.29: Stromerzeugung gesamt, Welt, RIGES (in TWh)

	1985	2050
Kohle	3.782	2.032
Öl	1.042	-
Erdgas	1.099	8.170
Kernenergie	1.399	1.834
Wasserkraft	1.880	4.785
Solar + Wind	-	9.576
Bagasse	-	1.335
Biomass	-	4.084
Methanol	-	348
Geothermie	15	212
Andere	21	-
Gesamt	9,239	32.376

Insgesamt wird 63 % des Strombedarfs im Jahr 2050 durch erneuerbare Energien gedeckt. Dabei besitzen die intermittierenden Stromerzeuger Sonne und Wind den größten Anteil gefolgt von Biomasse (Bagasse, Biomasse, Methanol) und Wasserkraft. Der Verlauf der Primärenergie ist folgender Tabelle zu entnehmen:

Tabelle C.30: Primärenergieverbrauch in Entwicklungsländern - gesamt, RIGES (in EJ)

	1985	2050
Kohle	90,0	59,0
Öl	127,6	64,3
Erdgas	64,9	107,9
Kernenergie	15,9	20,9
Wasserkraft	21,4	54,5
Solar + Wind	0	123,4
Biomasse	0	215,3

Geothermie	0,2	2,4
Gesamt	320	647,7

Quelle: RIGES 1993, eig. Berechnungen

Die hohen angenommenen Steigerungsraten bewirken zunächst einen deutlichen Anstieg des Energieverbrauchs. Dies hat zur Folge, dass die Nutzung fossiler Brennstoffe auf hohem Niveau verbleibt. Die damit korrelierenden CO₂-Emissionen sinken im gleichen Zeitraum von 5.633 MtC pro Jahr auf 4.191 MtC, spezifisch sinken sie von 1,16 tC pro Kopf und Jahr auf 0,44 tC.

C.15.4 Bewertung

Regionale wie Energieträgeraufteilung erlauben eine Übernahme in die vergleichende Betrachtung. Bei der Betrachtung des Szenarios ist allerdings zu beachten, dass einige Nachfragebereiche (z.B. Haushalte) nicht Bottom-up untersucht worden sind, wie es zunächst angestrebt worden war. Dort wurde dann Top-down und orientiert an IPCC Untersuchungen abgeschätzt. Technologien der Nachfrageseite, die den globalen Energieverbrauch deutlich senken könnten, sind daher im Szenario nicht enthalten.

Zudem stellt sich die Frage, ob die umfangreiche Nutzung von Biomasse und Wasserkraft tatsächlich ökologisch bedenkenlos umgesetzt werden könnte. Bei Biomasse dürften Ernährungs- und Bodenschutzaspekte hemmend wirken, bei dem angestrebten Ausbau der Wasserkraft wahrscheinlich Landschaftsschutzaspekte.

C.16 IMAGE 1998

Titel: Global Change Scenarios of the 21st Century

Entwickler: J. Alcamo, R. Leemans, E. Kreilemann (Niederlande)

Quellenangaben: Alcamo 1999

Das Modell IMAGE 2.1 ist ein komplexes Umweltmodell, bei dem u.a. die Erfahrungen von TIME (s. ebd.) eingeflossen sind. Mit diesem Modell wurden drei Szenarien entwickelt, die alle deskriptiv sind und unter verschiedenen Randbedingungen globale Umweltveränderungen aufzeigen. Die Ergebnisse sind in die Arbeiten des IPCC oder des *World Climate Research Program* eingeflossen und haben somit hohe Aufmerksamkeit erlangt.

Die Komplexität des Modells besteht nicht in der exakten Abbildung des Untersuchungsgegenstandes, sondern in der integrierten Beachtung einer Reihe von Umwelteffekten. So ist das Energiemodell nur eines von 7 Submodulen, daneben werden Landwirtschaft, Ozeane etc. betrachtet. Das Energiemodell (Energy-Industry-System, EIS) ist relativ einfach Top-down aufgebaut und anhand verschiedener Vorgaben werden die folgenden drei Szenarien für einen Zeitraum von 1990 bis 2100 simuliert:

- Baseline A ist ein Szenario mit mittleren Annahmen zu Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum und wirtschaftlicher Aktivität.
- Baseline B ist ein Szenario mit niedrigeren Annahmen im Vergleich zu A.
- Baseline C ist ein Szenario mit den gleichen Annahmen zum Bevölkerungswachstum wie im Szenario A aber mit höheren Werten bzgl. Wirtschaftswachstum und wirtschaftlicher Aktivität.

C.16.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

Alcamo et al. haben die Welt bezüglich der regionalen Disaggregation sehr detailliert untersucht und sie in 13 Regionen aufgeteilt (s. folgende Tabelle). Auch die sektorielle Unterscheidung wurde entsprechend aller fünf Bereiche (residential, services, industry, transport, supply) vorgenommen.

C.16.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

In der folgenden Tabelle sind die den jeweiligen Szenarien unterstellten Bevölkerungsentwicklungen zu ersehen. Baseline A und C entsprechen dabei in etwa den mittleren Bevölkerungsprojektionen der UN. Beim Wirtschaftswachstum werden in allen drei Szenarien verschiedene Werte unterstellt (s. Tabelle C.32).

Tabelle C.31: Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung (in Mio.)

Region	Baseline A und C		Baseline B
	1990	2100	2100
Canada	27	31	15
USA	250	295	166
Latin America	446	873	773
Africa	693	2862	1611
OECD Europe	377	388	218
Eatern Europe	123	148	97
CIS	289	347	278
Middle East	202	932	345
India + S Asia	1171	2644	1479
China + C P Asia	1242	1953	950
East Asia	368	831	465
Oceania	21	23	12
Japan	124	130	69
Welt	5296	11455	6428

Tabelle C.32: Angenommenes Gross Domestic Produkt (in 1000 US\$ pro Kopf und Jahr)

Region	Baseline A und C		Baseline B	Baseline C
	1990	2100	2100	2100
Canada	21	115	65	201
USA	22	114	67	199
Latin America	2,6	25	11	60
Africa	0,6	6,6	2,8	15
OECD Europe	19	103	58	180
Eatern Europe	1,9	17	7,3	39
CIS	2,5	13	5,7	32
Middle East	2,8	20	7,9	46

Anhang

India + S Asia	0,3	7,4	3,2	17
China + C P Asia	0,4	15	6,6	35
East Asia	1,5	34	15	79
Oceania	16	103	59	184
Japan	24	157	90	280
Welt	4,0	21	10,5	44

Darüber hinaus sind verschiedene wirtschaftliche Aktivitäten in den jeweiligen Regionen und unterteilt nach den Nachfragesektoren unterstellt worden. Zudem sind eine Reihe von Annahmen bezüglich Strukturwandel und Effizienzverbesserung erfolgt, die aber im einzelnen nicht nachzuvollziehen sind. So sinken die Energieintensitäten einerseits mit dem Wandel moderner Gesellschaft weg von energieintensiven Branchen hin zu weniger energieintensiven wie der Dienstleistungsbranche. Und andererseits sinken sie aufgrund technischen Fortschritts. Ansonsten wird davon ausgegangen, dass keine aktive Klimaschutzpolitik betrieben wird, also alle politischen Rahmenbedingungen so bleiben wie vor dem Kyoto-Protokoll.

C.16.3 Ergebnisse bis 2100

Obwohl die Autoren eine sehr gute regionale Disaggregation vorgenommen haben, wurden nicht für alle Regionen und alle Szenariopfade die kompletten Ergebnisse errechnet. Nichtsdestotrotz können ein paar interessante Ergebnisse aufgezeigt werden. Für den Baseline-Pfad (baseline A) wird eine Steigerung des Primärenergieverbrauchs von 1990 bis 2100 um den Faktor 3 ausgewiesen, für den Wachstumspfad C eine Steigerung um den Faktor 4 und im Pfad mit den niedrigsten Annahmen bezüglich Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung wird davon ausgegangen, dass sich der Verbrauch von rund 400 EJ (1990) noch bis zum Jahr 2020 auf 550 EJ erhöht und dann etwa auf diesem Niveau stagnieren wird (s. Anhang).

Da sich die Anteile der Energieträger nicht wesentlich ändern, ist auch der Verlauf der CO₂-Emissionen ähnlich, wobei nur in Baseline B nach einem längeren Anstieg das heutige Niveau wieder erreicht wird.

Lediglich für die beiden Entwicklungsländerregionen China/C.P. Countries sowie Latin America im Baseline A-Szenario wurden die energieträgerbezogenen Verläufe ermittelt¹⁷. Insbesondere in Lateinamerika werden nach dieser Trendabschätzung moderne Bioenergien einen erheblichen Anteil am Gesamtaufkommen haben, wobei immer noch endliche fossile Energieträger der Hauptanteil ausmachen werden.

C.16.4 Bewertung

Die regionale und sektorale Aufteilung würde dieses Szenario eigentlich prädestinieren, in die vergleichende Betrachtung einbezogen zu werden, allerdings wurde es versäumt, vollständig Ergebnisse zu errechnen. Daher liegen diese nur lückenhaft vor, werden aber, wo möglich, weiterhin beachtet.

Wie bei Top-down Modellen üblich, muss beachtet werden, dass Strukturbrüche aufgrund neuer Technologien nicht zu integrieren sind. Da es sich bei den hier vorgestellten Szenarien um Trendfortschreibungen handelt, wirkt sich dieser Nachteil nicht aus.

¹⁷ Auch existieren keine Angaben zur weltweiten Aufteilung.

C.17 WEC/IIASA 1998

Titel: Global Energy Perspectives

Entwickler: IIASA (Laxenburg, Österreich)

Quellenangaben: Nakicenovic 1998, persönliche Mitteilungen

Der Weltenergieerat (World Energy Council, WEC) ist eine regierungsunabhängige Organisation, die aus großen Unternehmen der Energiewirtschaft gebildet wird. Die rund 100 Komitees repräsentieren ca. 90 % der Weltenergieproduktion. Alle drei Jahre findet eine vom WEC veranstaltete Weltenergiekonferenz statt, auf der die Vertreter der Unternehmen die Energiesituation der Welt gemeinsam beraten und versuchen, Empfehlungen an Politiker abzuleiten, die aufgrund der Wirtschaftskraft seiner Mitglieder ein hohes Gewicht haben.

Auf diesen Treffen werden auch Szenarioanalysen vorgestellt und diskutiert, die seit über 20 Jahren von IIASA in Laxenburg erarbeitet werden. Das Hauptinteresse der Akteure ist naturgemäß die Entwicklung der Angebotsseite und dementsprechend ist auch das Modell von IIASA aufgebaut.

Ziel der Szenariountersuchung ist die Darstellung mehrerer Pfade bis zum Jahr 2050 (2100), die sich unter verschiedenen Rahmenbedingungen ergeben. Es handelt sich um eine Mischung aus normativen und deskriptiven Szenarien. So werden drei Familien untersucht:

- High growth
- Middle course
- Ecologically driven

„Middle course“ (auch mit B bezeichnet) ist mit einem BAU-Szenario zu vergleichen und spiegelt damit den Trend wider. „High growth“ geht von hohen Wirtschaftswachstumsraten, hohen technischen Fortschritten und geringen Kosten aus und beschreibt aus diesem Blickwinkel drei verschiedene Energiezukünfte (A1, A2, A3). Die Szenarien A und B sind somit deskriptiv¹⁸. Der Pfad C („Ecologically driven“) hat das Ziel, ökologische Schäden zu minimieren. Konkret wird dies mit dem Ziel beziffert, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2100 auf ein Drittel des 1990er Wertes zu reduzieren. Somit handelt es sich hierbei um ein normatives Szenario.

Erarbeitet werden die Szenarien mit einem einfachen Modell namens „Scenario Generator“ (SG). Dahinter stehen jedoch zwei sehr komplexe Modelle, die getrennt voneinander den Energiebedarf und das Energiesystem abbilden. Das Modell 11R zur Energiebedarfserrechnung ist ein Top-down Modell, welches auf Vorarbeiten anderer zurückgeht (Global 2100 von Manne und Richels). Das linear programmierte Modell MESSAGE III geht bereits auf die 70er Jahre zurück, ist Bottom-up aufgebaut und wird zur Bestimmung des Energieversorgungssystems verwendet. Es handelt sich dabei um ein Optimierungsmodell, das immer „cost minimal supply structures“ (Nakicenovic 1998: 255) unter den gegebenen Randbedingungen errechnen soll.

¹⁸ WEC/IIASA bezeichnen A als Mischung aus deskriptiv und normativ, ohne dies weiter zu erläutern. Hier wird die Trennung so vollzogen, dass normative Szenarien nur solche sind, die ein klares, wohldefiniertes und meßbares Ziel definieren. Dies ist bei keinem der drei A-Szenarien der Fall.

C.17.1 Untersuchte Regionen und Sektoren

IIASA hat eine umfangreiche regionale Aufteilung der Welt in 11 Regionen vorgenommen, die an ältere Aufteilungen erinnert, aber neueren politischen und ökonomischen Zusammenhängen gerecht wird:

- NAM North America
- LAM Latin America and the Carribean
- AFR Africa
- MEA Middle East and North Africa
- WEU Western Europe
- EEU Central and Eastern Europe
- FSU Newly Independent States of the Former Soviet Union
- CPA Centrally Planned Asia
- SAS South Asia
- PAS Other Pacific Asia
- PAO Pacific OECD

Der Nachfragesektor ist in die drei Bereiche residential/commercial, industry und transport aufgeteilt und anhand ökonometrischer Zusammenhänge unter Beachtung technischer Entwicklungen (Veränderung der Energieintensitäten) generiert worden. Der Angebotssektor ist dezidiert und sehr detailliert im Modell MESSAGE III dargestellt.

C.17.2 Treibergrößen/Annahmen/Rahmenbedingungen

WEC/IIASA beziehen sich auf Bevölkerungsprojektionen der Weltbank des Jahres 1992, die einen mittleren Pfad beschrieben haben (s. folgende Tabelle).

Tabelle C.33: Unterstellte Bevölkerungsprojektion für alle Szenarien, WEC/IIASA (in Mrd.)

Megaregion	1990	2020	2050
OECD	0,86	0,99	1,01
Reformstaaten	0,41	0,48	0,54
Entwicklungsländer	3,99	6,45	8,51
Welt	5,26	7,92	10,06

Die historische Entwicklung der Wirtschaft wird ohne Brüche für die Projektionen der weiteren Wirtschaftsentwicklung verwendet. Allerdings wird davon ausgegangen, dass das Wachstum in den OECD-Staaten langsam abnimmt. Auch wird das Modell einer nachholenden Entwicklung unterstellt, in dem sich die Entwicklungsländer nach dem Beispiel der Industrieländer weiter entwickeln. Für die verschiedenen Szenarien werden allerdings unterschiedliche Wachstumsraten angenommen (s. Tabelle C.34).

Tabelle C.34: Bruttoinlandsprodukt nach Szenariopfad, WEC/IIASA

	1990 (in 10 ¹² 1990US\$)	1990-2020 (in %/a)			2020-2050 (in %/a)		
		A	B	C	A	B	C
OECD	16,4	1,9-2,3	1,5-2,0	1,4-1,7	1,3-1,7	0,9-1,3	0,8-1,1
Reformstaaten	1,1	1,2-2,3	0,7-0,9	1,1-1,3	4,6-5,4	3,6-3,8	3,2-3,3

Entwicklungsländer	3,4	3,1-7,2	3,0-5,0	3,1-6,7	-4,7	2,8-4,0	2,8-4,3
Welt	20,9	2,7	2,2	2,2	2,6	2,0	2,1

Auch in diesem Szenario werden eine Reihe weiterer Annahmen zu Kosten und sonstigen Faktoren gemacht. Eine wichtige Annahme ist dabei die der Verbesserung der unterstellten Energieintensitäten, die in der folgenden Tabelle wiedergegeben wird.

Tabelle C.35: Senkungen der Energieintensitäten (PE/GDP) nach Szenariopfad (in %/a)

Megaregion	A	B	C
	1990-2050	1990-2050	1990-2050
OECD	-1,1	-1,1	-1,9
Reformstaaten	-2,0	-1,7	-2,2
Entwicklungsländer	-1,6	-1,2	-1,9
Welt	-1,0	-0,8	-1,4

Je nach Szenario werden weitere Annahmen getroffen. So wird im Fall C eine Ökosteuer eingeführt, in den beiden anderen jedoch nicht. Die technologische Dynamik wird im Fall A für alle Technologien hoch eingeschätzt, im Fall B mittel und im Fall C teils mittel (fossile) und teils hoch (nicht-fossile). Die Ressourcenverfügbarkeit ist im Fall A ebenfalls für alle Rohstoffe hoch, im Fall B mittel und im Fall C teils niedrig (fossile) und teils hoch (nicht-fossile).

Aufgrund dieser Art von Beschränkungen lässt sich für den Fall C folgern, dass es sich auch hier nicht um ein reines normatives Szenario handelt. Politikorientierte Untersuchungen haben zum Ziel, aus der Szenariogenerierung heraus Empfehlungen zu erarbeiten. So könnte sich beispielsweise ergeben, dass in einem solchen Szenario die Verfügbarkeit fossiler Ressourcen zum Problem wird und entsprechend gehandelt werden muss. Wenn dies allerdings als Annahme festgelegt wird, ist der Sinn eines normativen Szenarios nicht erfüllt.

C.17.3 Ergebnisse bis 2050

Aufgrund der Annahmen ergibt sich gemäß folgender Tabelle der Verlauf der Endenergieverbräuche in den drei Megaregionen für die untersuchten drei Szenarien¹⁹.

Tabelle C.36: Endenergieverbrauch Welt nach Szenariopfad (in Gtoe)

	1990	2020			2050		
		A	B	C	A	B	C
OECD	2,88	3,83	3,49	2,45	4,0	3,35	1,76
Reformstaaten	1,20	1,80	1,29	1,31	2,87	1,80	1,28
Entwicklungsländer	2,37	5,75	5,29	4,79	10,33	9,03	6,94
Welt	6,45	11,38	10,07	8,55	17,2	14,18	9,98

¹⁹ Der besseren Übersichtlichkeit wegen werden die Unterpfade in A und C nicht getrennt aufgeführt, sondern gemittelt. Dies ist in guter Näherung möglich, da die Unterschiede im Promille-Bereich liegen.

Tabelle C.37: Endenergieverbrauch Welt nach Energieträgern und Szenariopfad (in Gtoe)

	1990	2020			2050		
		A	B	C	A	B	C
Feste Energieträger	1,93	2,72	2,61	2,36	3,10	3,2	1,96
Flüssige Energieträger	2,53	4,26	3,53	2,79	6,3,5	4,71	3,40
Strom	0,83	1,68	1,45	1,22	3,03	2,34	1,76
Andere*	1,16	2,62	2,49	2,18	4,45	3,93	2,86
Gesamt	6,45	11,28	10,08	8,55	17,38	14,18	9,98

* Fernwärme, Gas, Wasserstoff

Zum einen ist in allen Fällen ein deutlicher Anstieg des Endenergieverbrauchs zu erkennen, wobei immer die flüssigen Energieträger den höchsten Anteil stellen. Dies lässt auf eine zunehmend bestimmendere Rolle des Sektors Transport schließen. Allerdings haben insbesondere Strom und Gas die höchsten Steigerungsraten zu verzeichnen, während die festen Energieträger relativ zu den anderen weniger bestimmend werden.

Der Beitrag der direkten Nutzung von Biomasse schwankt je nach Szenario zwischen 1,05 und 1,2 Gtoe und somit zwischen Anteilen am Endenergieverbrauch von 11 % (A3) und 15 % (C1).

In Bezug auf die damit verbundene Primärenergie ergibt sich folgendes Bild:

Tabelle C.38: Primärenergieverbrauch Welt nach Energieträgern und Szenariopfad (in Gtoe)

	1990	2020			2050		
		A	B	C	A	B	C
Kohle	2,2	2,9-4,3	3,4	2,3	2,2-7,8	4,1	1,5
Erdöl	3,1	4,3-4,7	3,8	3,0	4,3-7,9	4,0	2,6
Erdgas	1,7	3,4-3,8	3,2	3,0-3,1	4,7-7,9	4,5	3,3-3,9
Uran	0,5	0,6-1,0	0,9	0,7-0,9	1,1-2,9	2,7	0,5-1,8
Erneuerbare	1,6	2,5-3,3	2,3	2,3-2,4	5,5-7,4	4,4	5,1-5,6
Gesamt	9,0	15,4	13,6	11,4	24,8	19,8	14,3

Die erneuerbaren Energien haben damit im Referenzfall B einen Anteil von 22 % am Gesamtverbrauch des Jahres 2050. Dies stellt auch den geringsten Anteil von allen untersuchten Fällen dar. Der größte Anteil ist mit 45 % im Fall C1 auszumachen. Dies ist auch der einzige Fall, bei dem bis zum Jahr 2100 von einem Auslaufen der Kernenergie ausgegangen wird.

In allen Fällen hat Biomasse den größten Anteil aller erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Nutzung der Solarenergie sensibel auf Annahmen reagiert, da sich hier die größte Spannbreite ergibt. Die Nutzung von Wasser- und Windkraft ist hingegen in allen Fällen auf ungefähr dem gleichen Niveau.

Interessant an diesen Szenarioanalysen ist vor allem die Betrachtung der Investitionskosten. Auch wenn hier wieder das Problem der Vorhersagbarkeit solcher Kosten auftaucht, ist es bemerkenswert, dass der Ökologiepfad C1 die geringsten kumulierten Kosten verursachen

soll (1990-2050: 23,6 Bio. US\$). Hingegen sind bei den anderen Pfaden um rund 50 % höhere Kosten auf der Energieversorgungsseite veranschlagt worden (34,7 bis 37,7 Bio. US\$). Hinzu kommen in beiden Fällen Kosten für die Effizienzverbesserung der Nachfrageseite, die nach WEC/IIASA noch mal zwischen 50 und 100 % betragen sollen. Da nicht angegeben worden ist, für welchen Pfad welcher Wert unterstellt wurde, soll in einer überschlägigen Rechnung 100 % für C1 und 50 % für die anderen angenommen werden. Daraus folgt aber immer noch, dass C1 kostengünstiger ist. Dieser Pfad würde dann rund 47 Bio. US\$ kosten, die anderen mindestens 52 Bio. US\$.

C.17.4 Bewertung

Aufgrund der regionalen, sektoralen und technologischen Disaggregation wird diese Szenariountersuchung in die weitere Betrachtung einbezogen. Allerdings ist auch hier erneut zu beachten, dass die Folgen hocheffizienter Nachfragetechnologien nicht explizit ermittelt wurden, da die Nachfrageseite Top-down modelliert worden ist. Insofern ist zu vermuten, dass die ausgewiesenen Endenergieverbräuche eher zu hoch liegen.

Zudem kommt folgender Aspekt hinzu: Der geringe Anstieg der Energieintensitäten wird auf die historische Entwicklung zurückgeführt, die seit 1800 weltweit bei einem Prozent pro Jahr lag. Das Heranziehen dieses Wertes führt allerdings zu falschen Einschätzungen, da sich die meisten Staaten industriell erst in dieser Zeit entwickelten und somit zunächst in das Zeitalter eines hohen spezifischen Energieverbrauchs eintraten, bevor technische Verbesserungen diesen senken konnten. Außerdem war die Entwicklung zu einer höheren Energieeffizienz in den Anfängen der Industrialisierung sehr langsam, damals galt es überhaupt erst einmal Hilfsenergie zum Einsatz zu bringen. Betrachtet man kurzfristige Zeiträume, so sind deutlich höhere Effizienzsteigerungen festzustellen (Polenz 1998). Auch ist heute erst der Zeitpunkt erreicht, wo äußerst effiziente Technologien auf den Markt kommen (wie Passivhäuser, Hypercar etc.). Hier zeigt sich daher der Nachteil von Zeitreihenanalysen sehr deutlich.

D Ergebnisse des globalen Faktor Vier-Szenarios

Tabelle D.1: Primärenergieverbrauch Welt, OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC)

World		1995	2020	2050
Coal	TJ/a	105577243,3	95496242,22	12505932,61
Oil	TJ/a	123599007,7	124825177	105347767,1
Gas	TJ/a	71994875,42	77153308,2	49277930,84
Nuclear	TJ/a	19880702,93	7208323,478	0
Renewables	TJ/a	74941714,51	109282718,8	265446928,7
that is:				
bioenergy	TJ/a	48305702,23	58939470,95	108008251,9
geothermal energy	TJ/a	460771,0229	1927001,834	12053636,04
solar	TJ/a	142051,2193	7236586,129	98451749,58
hydro	TJ/a	25891001,75	29701702,13	29583573,02
wind	TJ/a	142188,2783	11477957,71	17349718,22
OECD		1995	2020	2050
Coal	TJ/a	40.142.448	24.809.613	581.039
Oil	TJ/a	69.740.957	52.309.573	27.660.577
Gas	TJ/a	38.173.254	35.701.728	15.408.409
Nuclear	TJ/a	16.815.593	6.123.799	0
Renewables	TJ/a	15.401.911	31.080.226	77.662.174
that is:				
bioenergy	TJ/a	3.384.439	8.496.517	27.631.105
geothermal energy	TJ/a	327.490	1.627.221	7.597.372
solar	TJ/a	102.873	1.569.247	24.588.580
hydro	TJ/a	11.447.389	11.135.013	9.803.469
wind	TJ/a	139.721	8.252.228	8.041.648
REF		1995	2020	2050
Coal	TJ/a	17.781.603	5.767.389	925.450
Oil	TJ/a	12.227.388	10.207.240	9.384.564
Gas	TJ/a	21.447.034	14.535.675	5.121.042
Nuclear	TJ/a	1.862.186	380.376	0
Renewables	TJ/a	5.777.773	11.164.537	18.722.486
that is:				
bioenergy	TJ/a	1.636.175	6.342.071	8.865.122
geothermal energy	TJ/a	0	0	0
solar	TJ/a	0	255.447	4.491.924
hydro	TJ/a	4.141.598	3.794.051	4.057.505
wind	TJ/a	0	772.969	1.307.935
DC-total		1995	2020	2050
Coal	TJ/a	47.653.192	64.919.241	10.999.445
Oil	TJ/a	41.630.662	62.308.364	68.302.626
Gas	TJ/a	12.374.588	26.915.905	28.748.480
Nuclear	TJ/a	1.202.925	704.148	0
Renewables	TJ/a	53.762.030	67.037.955	169.062.269
that is:				
bioenergy	TJ/a	43.285.088	44.100.883	71.512.025
geothermal energy	TJ/a	133.281	299.780	4.456.264
solar	TJ/a	39.179	5.411.893	69.371.246
hydro	TJ/a	10.302.015	14.772.639	15.722.599
wind	TJ/a	2.468	2.452.760	8.000.136

Tabelle D.2: Primärenergie North America

NAM		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	1.545.777	4.056.129	14.447.465
Coal-primary	TJ / a	23.295.022	9.643.515	266.686
Geothermal Energy	TJ / a	42.087	1.234.558	1.631.960
Natural Gas-primary	TJ / a	22.581.504	19.812.110	8.003.232
Oil-primary	TJ / a	31.537.668	24.058.598	13.950.711
Solar Radiation	TJ / a	70.736	997.973	10.407.256
Uranium-primary	TJ / a	6.967.746	3.141.098	0
Water	TJ / a	6.144.912	5.531.383	4.323.808
Wind Energy	TJ / a	75.863	6.137.706	4.041.200
NAM-total		92.261.314	74.613.071	57.072.319

Tabelle D.3: Primärenergie Pacific OECD

PAO		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	257.743	1.162.212	1.732.421
Coal-primary	TJ / a	5.222.927	4.221.299	120.629
Geothermal Energy	TJ / a	212.808	288.920	4.171.848
Natural Gas-primary	TJ / a	3.491.793	3.537.489	984.278
Oil-primary	TJ / a	12.644.461	8.560.221	3.178.793
Solar Radiation	TJ / a	32.137	287.665	3.937.192
Uranium-primary	TJ / a	2.601.130	900.060	0
Water	TJ / a	1.129.293	1.235.783	1.625.174
Wind Energy	TJ / a	0	305.864	1.109.607
PAO-total		25.592.292	20.499.513	16.859.941

Tabelle D.4: Primärenergie West Europe

WEU		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	1.580.919	3.278.176	11.451.219
Coal-primary	TJ / a	11.624.499	10.944.798	193.724
Geothermal Energy	TJ / a	72.594	103.743	1.793.564
Natural Gas-primary	TJ / a	12.099.956	12.352.128	6.420.898
Oil-primary	TJ / a	25.558.829	19.690.754	10.531.073
Solar Radiation	TJ / a	0	283.610	10.244.132
Uranium-primary	TJ / a	7.246.717	2.082.641	0
Water	TJ / a	4.173.184	4.367.847	3.854.487
Wind Energy	TJ / a	63.858	1.808.658	2.890.841
WEU-total		62.420.556	54.912.355	47.379.938

Tabelle D.5: Primärenergie Central and East Europe

EEU		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	526.422	1.200.459	2.855.109
Coal-primary	TJ / a	6.315.538	2.404.673	317.576
Geothermal Energy	TJ / a	1.061	907	139.377
Natural Gas-primary	TJ / a	2.658.710	2.874.038	1.598.978
Oil-primary	TJ / a	3.062.752	2.599.520	2.553.238
Solar Radiation	TJ / a	0	73.789	892.859
Uranium-primary	TJ / a	448.220	112.131	0
Water	TJ / a	587.163	809.167	1.031.000
Wind Energy	TJ / a	0	249.891	301.294
EEU-total		13.599.864	10.324.574	9.689.429

Tabelle D.6: Primärenergie Former Sovjet Union

FSU		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	1.109.754	5.141.611	6.010.013
Coal-primary	TJ / a	11.466.066	3.362.716	607.874
Geothermal Energy	TJ / a	9.042	7.002	136.927
Natural Gas-primary	TJ / a	18.788.324	11.661.637	3.522.064
Oil-primary	TJ / a	9.164.637	7.607.721	6.831.326
Solar Radiation	TJ / a	0	181.657	3.599.066
Uranium-primary	TJ / a	1.413.965	268.245	0
Water	TJ / a	3.554.435	2.984.884	3.026.505
Wind Energy	TJ / a	0	523.078	1.006.641
FSU-total		45.506.223	31.738.552	24.740.417

Tabelle D.7: Primärenergie Centrally Planned Asia and China

		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	13.823.331	14.131.167	33.758.048
Coal-primary	TJ / a	33.465.908	44.218.025	5.764.163
Geothermal Energy	TJ / a	0	70.026	1.886.813
Natural Gas-primary	TJ / a	1.075.105	6.223.630	13.420.178
Oil-primary	TJ / a	6.656.887	14.003.638	19.773.451
Solar Radiation	TJ / a	0	1.419.764	29.517.889
Uranium-primary	TJ / a	82.476	0	0
Water	TJ / a	2.710.493	4.926.387	6.518.285
Wind Energy	TJ / a	0	1.541.291	4.810.317
CPA-total		57.731.723	86.533.927	115.449.144

Tabelle D.8: Primärenergie Latin America

LAM		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	5.356.413	4.943.952	7.184.765
Coal-primary	TJ / a	1.279.087	2.418.880	1.001.117
Geothermal Energy	TJ / a	61.048	101.452	777.670
Natural Gas-primary	TJ / a	3.775.637	5.762.193	3.348.258
Oil-primary	TJ / a	13.193.445	15.933.810	14.874.260
Solar Radiation	TJ / a	6.696	984.588	6.828.108
Uranium-primary	TJ / a	164.778	0	0
Water	TJ / a	5.027.494	5.321.740	3.806.865
Wind Energy	TJ / a	0	404.237	891.192
LAM-total		28.864.597	35.870.852	38.712.235

Tabelle D.9: Primärenergie Middle East and North Africa

MEA		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	778.809	1.111.157	1.635.291
Coal-primary	TJ / a	327.608	1.220.604	542.045
Geothermal Energy	TJ / a	0	0	0
Natural Gas-primary	TJ / a	3.947.629	4.940.929	2.159.131
Oil-primary	TJ / a	5.718.901	6.461.757	5.406.965
Solar Radiation	TJ / a	32.482	619.340	6.271.328
Uranium-primary	TJ / a	0	0	0
Water	TJ / a	221.473	403.606	582.579
Wind Energy	TJ / a	0	150.459	647.394
MEA-total		11.026.901	14.907.852	17.244.734

Tabelle D.10: Primärenergie Other Pacific Asia

PAS		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	3.922.280	4.680.228	12.282.842
Coal-primary	TJ / a	2.847.581	4.753.688	1.709.480
Geothermal Energy	TJ / a	72.233	111.917	876.486
Natural Gas-primary	TJ / a	2.060.375	4.763.268	4.063.942
Oil-primary	TJ / a	10.488.881	17.193.326	18.763.724
Solar Radiation	TJ / a	0	680.195	13.390.891
Uranium-primary	TJ / a	875.557	704.148	0
Water	TJ / a	373.454	1.125.174	1.367.407
Wind Energy	TJ / a	0	369.975	1.459.905
PAS-total		20.640.362	34.381.919	53.914.678

Tabelle D.11: Primärenergie South Asia

SAS		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	13.643.421	13.224.036	11.405.085
Coal-primary	TJ / a	7.058.289	8.486.862	1.423.107
Geothermal Energy	TJ / a	0	16.385	915.295
Natural Gas-primary	TJ / a	1.312.080	4.159.592	3.815.264
Oil-primary	TJ / a	3.373.731	5.454.076	6.698.265
Solar Radiation	TJ / a	0	1.068.972	9.546.194
Uranium-primary	TJ / a	67.444	0	0
Water	TJ / a	1.537.973	2.133.326	2.648.986
Wind Energy	TJ / a	0	226.732	1.041.236
SAS-total		26.992.937	34.769.982	37.493.430

Tabelle D.12: Primärenergie Sub Saharan Africa

AFR		1995	2020	2050
Biomass-primary	TJ / a	5.760.834	6.010.343	5.245.993
Coal-primary	TJ / a	2.674.720	3.821.181	559.533
Geothermal Energy	TJ / a	0	0	0
Natural Gas-primary	TJ / a	203.763	1.066.294	1.941.707
Oil-primary	TJ / a	2.198.816	3.261.756	2.785.961
Solar Radiation	TJ / a	0	639.034	3.816.836
Uranium-primary	TJ / a	95.147	0	0
Water	TJ / a	431.129	862.405	798.478
Wind Energy	TJ / a	2.468	130.042	609.996
AFR-total		11.366.877	15.791.055	15.758.504

Tabelle D.13: Stromerzeugung Welt und Hauptregionen OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC)

World-total				1995	2020	2050
Electricity from	Coal		TJ / a	15.460.274	14.881.304	237.524
	Oil		TJ / a	4.294.718	2.119.834	0
	Gas		TJ / a	6.187.183	7.464.721	5.778.223
	Nuclear		TJ / a	7.424.449	2.816.146	0
	Hydro & Geothermal		TJ / a	8.163.769	11.958.159	14.365.282
	Solar		TJ / a	26.928	2.000.179	19.243.450
	Wind		TJ / a	52.196	4.682.768	8.709.323
	Waste & Biomass		TJ / a	115.913	3.645.561	12.526.268
	Summe			41.725.430	49.568.672	60.860.070

OECD-total				1995	2020	2050
Electricity from	Coal		TJ / a	9.599.138	6.957.943	45.642
	Oil		TJ / a	2.030.306	881.446	0
	Gas		TJ / a	3.409.995	4.706.590	2.752.725
	Nuclear		TJ / a	6.279.783	2.393.181	0
	Hydro & Geothermal		TJ / a	4.271.542	5.280.874	5.653.848
	Solar		TJ / a	24.758	379.538	5.050.787
	Wind		TJ / a	51.456	3.409.676	3.980.005
	Waste & Biomass		TJ / a	82.687	1.766.634	3.879.508
	Summe			25.749.665	25.775.882	21.362.515

REF-total				1995	2020	2050
Electricity from	Coal		TJ / a	1.273.804	449.355	106.442
	Oil		TJ / a	501.211	156.465	0
	Gas		TJ / a	1.457.512	780.031	496.785
	Nuclear		TJ / a	695.433	148.347	0
	Hydro & Geothermal		TJ / a	818.579	1.178.673	1.653.932
	Solar		TJ / a	0	41.752	404.628
	Wind		TJ / a	0	244.385	532.213
	Waste & Biomass		TJ / a	0	523.415	981.272
	Summe			4.746.539	3.522.423	4.175.272

DC-total				1995	2020	2050
Electricity from	Coal		TJ / a	4.587.332	7.474.006	85.440
	Oil		TJ / a	1.763.201	1.081.923	0
	Gas		TJ / a	1.319.676	1.978.100	2.528.713
	Nuclear		TJ / a	449.233	274.618	0
	Hydro & Geothermal		TJ / a	3.073.648	5.498.612	7.057.502
	Solar		TJ / a	2.170	1.578.889	13.788.035
	Wind		TJ / a	740	1.028.707	4.197.105
	Waste & Biomass		TJ / a	33.226	1.355.512	7.665.488
	Summe			11.229.226	20.270.367	35.322.283

Tabelle D.14: Wärmebereitstellung Welt und Hauptregionen OECD, Reformstaaten (REF) und Entwicklungsländer (DC) (in TJ/a)

World Heat Total nach Energieträgern								
TJ/a	1995	2020	2050		%	1995	2020	2050
Coal	6.803.629	4.455.179	571.437		Coal	19,2%	9,1%	0,3%
Oil	5.165.336	3.767.236	19.662		Oil	14,5%	7,7%	0,0%
Gas	15.656.222	20.954.231	26.951.577		Gas	44,1%	43,0%	16,3%
Electricity	1.768.389	3.748.326	7.464.959		Electricity	5,0%	7,7%	4,5%
Heat Decentral	5.895.340	13.668.452	66.676.581		Heat Decentral	16,6%	28,0%	40,4%
Biomass	182.726	364.393	9.953.688		Biomass	0,5%	0,7%	6,0%
Solar	51.695	1.774.170	53.550.789		Solar	0,1%	3,6%	32,4%
Summe	35.523.337	48.731.987	165.188.693		Summe	100,0%	100,0%	100,0%

OECD Heat Total								
TJ/a	1995	2020	2050		%	1995	2020	2050
Coal	896.278	147.191	56.578		Coal	5,9%	0,9%	0,1%
Oil	3.497.423	2.137.713	0		Oil	23,0%	12,6%	0,0%
Gas	7.689.859	9.028.784	9.923.424		Gas	50,5%	53,1%	19,3%
Electricity	1.722.221	2.101.393	1.726.741		Electricity	11,3%	12,4%	3,4%
Biomass	1.225.189	2.626.501	20.416.612		Biomass	8,0%	15,5%	39,6%
Geothermal	174.644	263.934	5.687.597		Geothermal	1,1%	1,6%	11,0%
Solar	25.709	683.724	13.681.395		Solar	0,2%	4,0%	26,6%
Summe	15.231.323	16.989.240	51.492.347		Summe	100,0%	100,0%	100,0%

REF Heat Total								
TJ/a	1995	2020	2050		%	1995	2020	2050
Coal	4.371.386	1.395.335	0		Coal	33,9%	11,3%	0,0%
Oil	755.273	573.781	19.662		Oil	5,9%	4,7%	0,1%
Gas	7.138.646	7.771.120	3.353.352		Gas	55,3%	63,1%	22,4%
Electricity	0	79.522	1.084.773		Electricity	0,0%	0,6%	7,2%
Biomass	627.100	2.390.208	6.920.350		Biomass	4,9%	19,4%	46,2%
Geothermal	8.082	6.842	262.489		Geothermal	0,1%	0,1%	1,8%
Solar	0	108.174	3.325.414		Solar	0,0%	0,9%	22,2%
Summe	12.900.487	12.324.982	14.966.040		Summe	100,0%	100,0%	100,0%

DC Heat Total								
TJ/a	1995	2020	2050		%	1995	2020	2050
Coal	1.535.966	2.912.653	514.859		Coal	20,8%	15,0%	0,5%
Oil	912.640	1.055.742	0		Oil	12,3%	5,4%	0,0%
Gas	827.717	4.154.327	13.674.801		Gas	11,2%	21,4%	13,9%
Electricity	46.168	1.567.411	4.653.445		Electricity	0,6%	8,1%	4,7%
Biomass	4.043.050	8.651.743	39.339.619		Biomass	54,7%	44,6%	39,8%
Geothermal	0	93.617	4.003.602		Geothermal	0,0%	0,5%	4,1%
Solar	25.986	982.272	36.543.980		Solar	0,4%	5,1%	37,0%
Summe	7.391.527	19.417.765	98.730.306		Summe	100,0%	100,0%	100,0%

Tabelle D.15: Stromerzeugung North America

NAM		1.995	2.020	2.050
Coalfired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	107.722	102.805	0
Coalfired Power Plant	TJ / a	6.012.534	2.843.294	23.093
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	6.879	1.323.319
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	22.760	727.735
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	270.431	369.588
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gasfired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	1.911.750	3.068.853	531.129
Geothermal Power Plant	TJ / a	13.276	491.017	600.407
Nuclear Power Plant	TJ / a	2.602.105	1.227.541	0
Oilfired Power Plant Central	TJ / a	451.385	122.754	0
Oilfired Power Plant Decentral	TJ / a	0	0	0
Photovoltaics	TJ / a	24.758	123.747	1.938.525
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	0	0
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	122.754	369.481
Water Power Plant Central	TJ / a	2.150.719	1.841.312	1.154.629
Water Power Plant Decentral	TJ / a	0	371.241	920.799
Wind Energy Converter	TJ / a	26.552	2.455.083	1.939.776
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,050	0,100
Biomass Process for CHP	[1]	0,014	0,300	1,000
Biomass Process for GPP	[1]	0,020	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,600	0,899
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Ratio				
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,000	0,500
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,000	0,500
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,500	0,330
Electricity Production by Source				
Coal		6.118.748	2.915.257	23.093
Oil		451.385	122.754	0
Gas		1.873.515	2.502.765	1.325.477
Nuclear		2.602.105	1.227.541	0
Renewables		2.255.048	6.302.152	8.549.910
that is:				
biomass		39.743	958.376	1.748.222
geothermal		13.276	491.017	600.407
hydro		2.150.719	2.212.553	2.075.428
solar		24.758	185.124	2.186.077
wind		26.552	2.455.083	1.939.776

Tabelle D.16: Wärmebereitstellung North America (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	486.996,96	763.569,18	1.950.604,11
7	Central Heat Transport	Heat Central	715.273,29	1.032.564,32	11.052.267,92
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	550.760,43	944.796,35	10.499.654,52
9	Coal Heating	Heat Nearest	42.086,16	12.726,15	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	178.818,32	133.646,65	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	10.115,59	1.810.285,26
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	30.346,78	905.142,63
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	601.230,81	572.676,89	256.658,44
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	300.615,41	381.784,59	513.316,87
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	318.153,83	461.985,18
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	202.645,54	337.573,85	45.145,98
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	3.324,51	6.069,36	362.057,05
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	270.769,21	551.953,63
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	254.523,06	513.316,87
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	554.084,94	740.790,05	17.550.899,00
23	Heat Plant Gas	Heat Central	298.045,77	509.715,61	10.454.508,54
24	Heat Plant Solid	Heat Central	35.763,66	51.628,22	552.613,40
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	4.247.508,00	4.791.562,68	3.893.414,87
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	190.892,30	359.321,81
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	3.625.421,79	2.723.396,75	51.331,69
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	955.956,99	636.307,65	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	20.231,19	4.525.713,16
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	509.046,12	1.026.633,74
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	5.663,88	36.460,16
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	5.715,13	36.785,69
34	Water-Heating	Heat Nearest	1.764.800,10	1.560.134,82	1.166.508,00

Tabelle D.17: Stromerzeugung Pacific OECD

PAO		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	1.244	1.314	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	990.135	983.568	18.863
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	57.579	108.090
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	739.537	1.231.102	716.806
Geothermal Power Plant	TJ / a	19.987	35.174	113.180
Nuclear Power Plant	TJ / a	971.392	351.744	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	823.485	351.744	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	0	0	0
Photovoltaics	TJ / a	0	73.184	769.947
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	0	0
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	0	0
Water Power Plant Central	TJ / a	451.717	422.092	471.583
Water Power Plant Decentral	TJ / a	0	146.368	357.256
Wind Energy Converter	TJ / a	0	140.697	565.900
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,050	0,100
Biomass Process for CHP	[1]	0,100	0,300	1,000
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,600	0,899
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Ratio				
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,000	0,500
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,000	0,500
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,500	0,330
Electricity Production by Source				
Coal		991.255	984.488	18.863
Oil		823.485	351.744	0
Gas		739.537	919.351	251.451
Nuclear		971.392	351.744	0
Renewables		471.829	1.187.240	2.851.310
that is:				
biomass		124	369.725	573.445
geothermal		19.987	35.174	113.180
hydro		451.717	568.460	828.839
solar		0	73.184	769.947
wind		0	140.697	565.900

Tabelle D.18: Wärmebereitstellung Pacific OECD (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	69.782,82	108.384,79	294.789,83
7	Central Heat Transport	Heat Central	68.856,26	105.056,77	658.321,07
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	58.527,82	96.126,94	625.405,02
9	Coal Heating	Heat Nearest	2.448,52	1.477,30	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	2.065,69	1.707,56	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	111.407,66	162.577,18	61.414,55
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	58.764,48	108.384,79	122.829,09
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	67.740,49	135.112,00
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	391,64	501,76
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	130.271,61	183.772,10	3.752.430,11
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	23.196,51	43.238,61	158.489,15
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	22.036,68	40.644,30	147.394,91
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	165.602,92	239.487,69	6.095.561,04
23	Heat Plant Gas	Heat Central	65.413,45	100.856,44	644.652,89
24	Heat Plant Solid	Heat Central	1.377,13	2.101,14	13.166,42
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	707.588,04	859.567,99	779.429,20
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	6.121,30	4.064,43	12.282,91
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	258.318,87	346.708,83	24.565,82
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	669.670,24	406.442,96	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	2.827,26	1.876.215,06
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	25.709,46	108.384,79	429.901,83
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	2.395,91	13.258,69
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	2.417,59	13.377,07
34	Water-Heating	Heat Nearest	516.672,00	490.428,38	422.226,00

Tabelle D.19: Stromerzeugung Western Europe

WEU		1.995	2.020	2.050
Coalfired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	143.209	156.820	0
Coalfired Power Plant	TJ / a	2.388.746	2.915.907	3.510
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	182.517	175.515
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	9.161	1.149.943
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	30.311	632.390
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	310.239	264.865
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gasfired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	796.943	1.139.454	487.933
Geothermal Power Plant	TJ / a	8.301	8.139	70.206
Nuclear Power Plant	TJ / a	2.706.286	813.896	0
Oilfired Power Plant Central	TJ / a	755.436	406.948	0
Oilfired Power Plant Decentral	TJ / a	0	0	0
Photovoltaics	TJ / a	0	84.435	2.047.725
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	0	0
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	73.591	70.206
Water Power Plant Central	TJ / a	1.477.666	1.627.792	1.228.607
Water Power Plant Decentral	TJ / a	149.876	337.739	737.181
Wind Energy Converter	TJ / a	24.904	813.896	1.474.329
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	1,000	1,000
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,000	1,000
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,000	1,000	1,000
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,000	0,000	1,000
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,000	0,000	0,000
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,000	1,000
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,000	1,000
dann nehme zur Berechnung:		1,000	1,000	0,000
Electricity Production by Source				
Coal		2.489.135	3.058.198	3.686
Oil		755.436	406.948	0
Gas		796.943	1.284.474	1.175.797
Nuclear		2.706.286	813.896	0
Renewables		1.703.567	3.347.329	7.162.927
that is:				
biomass		42.820	438.533	1.557.841
geothermal		8.301	8.139	70.206
hydro		1.627.542	1.965.531	1.965.788
solar		0	121.230	2.094.763
wind		24.904	813.896	1.474.329

Tabelle D.20: Wärmebereitstellung Western Europe (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	656.770,56	1.094.961,68	2.207.204,52
7	Central Heat Transport	Heat Central	792.425,54	1.325.058,75	7.451.571,89
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	705.258,73	1.212.428,76	7.078.993,29
9	Coal Heating	Heat Nearest	328.385,28	72.997,45	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	237.727,66	203.865,80	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	107.362,90	92.376,49
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	13.471,43	1.573.109,62
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	40.414,29	786.554,81
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	551.687,27	656.977,01	275.900,57
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	98.515,58	218.992,34	496.621,02
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	364.987,23	331.080,68
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	155.403,93	227.890,88	79.533,02
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	41.046,80	74.092,87	1.573.109,62
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	318.015,22	621.254,85	830.668,37
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	302.114,46	583.979,56	772.521,58
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	428.290,32	725.888,21	14.900.427,84
23	Heat Plant Gas	Heat Central	320.051,40	719.686,23	7.279.662,38
24	Heat Plant Solid	Heat Central	79.242,55	66.252,94	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	5.143.211,07	5.830.963,54	4.061.041,36
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	6.567,71	72.997,45	275.900,57
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	2.751.868,64	3.102.391,42	55.180,11
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	1.871.796,09	1.094.961,68	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	6.735,72	4.719.328,86
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	36.498,72	1.103.602,26
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	7.405,60	41.930,78
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	7.472,60	42.305,17
34	Water-Heating	Heat Nearest	1.424.494,50	1.453.902,79	1.372.734,00

Tabelle D.21: Stromerzeugung Central and Eastern Europe

EEU		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	174.401	33.441	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	537.290	246.437	25.911
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	22.950	185.372
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	5.475	100.630
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	0	81.597
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	94.814	218.655	103.645
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	167.388	43.731	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	62.039	26.239	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	12.178	5.533	0
Photovoltaics	TJ / a	0	18.444	115.136
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	0	0
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	0	0
Water Power Plant Central	TJ / a	134.613	218.655	259.112
Water Power Plant Decentral	TJ / a	12.178	64.554	184.217
Wind Energy Converter	TJ / a	0	87.462	129.556
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,000	1,000
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,000	0,000	1,000
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,000	0,000	1,000
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,000	0,000	0,000
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2	1	1
muß folgendermaßen aussehen:		2	1	1
dann nehme zur Berechnung:		1	1	0
Electricity Production by Source				
Coal		711.691	279.878	25.911
Oil		74.217	31.772	0
Gas		94.814	157.163	202.957
Nuclear		167.388	43.731	0
Renewables		146.791	479.032	956.310
that is:				
biomass		0	89.918	268.288
geothermal		0	0	0
hydro		146.791	283.208	443.330
solar		0	18.444	115.136
wind		0	87.462	129.556

Tabelle D.22: Wärmebereitstellung Central and Eastern Europe (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	228.552,36	374.377,72	786.480,11
7	Central Heat Transport	Heat Central	1.046.405,49	804.865,57	1.831.181,21
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	847.588,45	732.427,67	1.721.310,34
9	Coal Heating	Heat Nearest	421.942,82	249.585,15	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	313.921,65	123.831,91	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	35.662,07	264.816,98
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	7.845,66	132.408,49
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	20.798,76	58.986,01
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	196.620,03
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	0,00	98.310,01
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	109.327,39	62.186,98
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	848,44	784,57	132.408,49
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	536.681,65	486.779,54	422.838,77
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	509.847,57	457.572,77	393.240,06
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	311.755,24	297.786,08	2.225.330,98
23	Heat Plant Gas	Heat Central	313.921,65	409.564,99	1.768.994,23
24	Heat Plant Solid	Heat Central	418.562,20	162.141,28	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	1.365.263,06	1.687.143,59	1.575.850,04
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	41.597,52	98.310,01
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	421.942,82	821.551,11	117.972,02
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	175.809,51	103.993,81	19.662,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	7.845,66	397.225,46
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	10.399,38	196.620,03
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	1.403,08	6.884,54
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	637,35	3.125,70
34	Water-Heating	Heat Nearest	392.832,00	390.692,21	380.340,00

Tabelle D.23: Stromerzeugung Former Sovjet Union

FSU		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	456.224	124.514	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	105.889	44.963	80.531
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	177.171	455.283
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	42.268	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	0	229.403
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	1.362.698	836.925	322.125
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	528.045	104.616	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	340.674	92.062	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	86.320	32.631	0
Photovoltaics	TJ / a	0	23.308	289.492
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	0	0
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	0	0
Water Power Plant Central	TJ / a	613.214	732.310	805.313
Water Power Plant Decentral	TJ / a	58.574	163.156	405.289
Wind Energy Converter	TJ / a	0	156.923	402.657
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,000	1,000
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,000	0,000	1,000
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,000	0,000	1,000
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,000	0,000	0,000
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2	1	1
muß folgendermaßen aussehen:		2	1	1
dann nehme zur Berechnung:		1	1	0
Electricity Production by Source				
Coal		562.113	169.477	80.531
Oil		426.994	124.693	0
Gas		1.362.698	622.868	293.828
Nuclear		528.045	104.616	0
Renewables		671.788	1.509.193	2.615.734
that is:				
biomass		0	433.497	712.984
geothermal		0	0	0
hydro		671.788	895.465	1.210.602
solar		0	23.308	289.492
wind		0	156.923	402.657

Tabelle D.24: Wärmebereitstellung Former Sovjet Union (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	151.391,25	293.616,64	1.105.556,68
7	Central Heat Transport	Heat Central	8.212.034,14	6.213.394,23	4.359.095,62
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	7.226.590,04	5.654.188,75	4.097.549,88
9	Coal Heating	Heat Nearest	589.903,83	352.339,96	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	821.203,41	186.401,83	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	275.303,77	650.404,74
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	60.566,83	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	58.723,33	276.389,17
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	552.778,34
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	0,00	276.389,17
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	408.809,30	418.462,61	193.275,16
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	7.233,82	6.056,68	130.080,95
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	2.983.863,79	2.811.223,12	1.783.155,94
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	2.834.670,60	2.642.549,73	1.658.335,02
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	4.249.960,07	3.245.459,74	4.720.891,49
23	Heat Plant Gas	Heat Central	4.929.012,89	4.804.319,07	4.165.820,46
24	Heat Plant Solid	Heat Central	2.053.008,53	804.210,73	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	4.124.268,65	4.814.028,66	4.532.994,54
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	29.361,66	276.389,17
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	1.064.959,12	1.996.593,13	276.389,17
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	579.463,05	469.786,62	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	60.566,83	1.626.011,86
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	29.361,66	1.105.556,68
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	2.556,69	13.227,85
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	445,72	2.301,03
34	Water-Heating	Heat Nearest	1.096.119,20	1.055.301,66	979.260,00

Tabelle D.25: Stromerzeugung Centrally Planned Asia and China

CPA		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	162.552	743.586	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	2.290.574	3.951.946	4.829
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	17.383	2.509.461
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	37.700	1.362.279
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	38.236	131.655
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	22.805	358.438	284.927
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	0	0	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	104.250	35.844	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	94.340	30.169	0
Photovoltaics	TJ / a	0	98.049	3.098.273
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	603.380	3.098.273
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	71.688	1.062.440
Water Power Plant Central	TJ / a	677.623	1.648.813	2.028.294
Water Power Plant Decentral	TJ / a	0	75.423	774.568
Wind Energy Converter	TJ / a	0	358.438	1.448.782
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,100	0,250
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,100	0,550
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,320	0,340
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,319	0,800
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,320	0,800
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,570	0,440
Electricity Production by Source				
Coal		2.453.126	4.621.174	4.829
Oil		198.589	66.013	0
Gas		22.805	367.704	2.018.393
Nuclear		0	0	0
Renewables		677.623	3.014.201	13.780.559
that is:				
biomass		0	380.287	3.666.885
geothermal		0	0	0
hydro		677.623	1.724.235	2.802.863
solar		0	370.227	5.242.376
wind		0	539.452	2.068.436

Tabelle D.26: Wärmebereitstellung Centrally Planned Asia and China (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	2.198.694,59	4.861.675,11	6.662.054,47
7	Central Heat Transport	Heat Central	975.310,83	2.782.930,05	17.161.969,62
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	877.779,75	2.532.466,35	16.132.251,45
9	Coal Heating	Heat Nearest	848.558,69	1.264.035,53	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	292.593,25	1.113.172,02	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	27.010,82	3.584.944,77
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	54.021,63	1.792.472,38
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	218.047,03	793.101,72
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	430.500,77	1.586.203,45
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	44.077,13	158.620,34
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	35.843,76	142.463,53
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	60.572,01	1.792.472,38
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	108.488,22	724.079,27	1.705.595,10
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	103.063,81	680.634,52	1.586.203,45
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	769.291,53	1.977.002,34	34.143.852,55
23	Heat Plant Gas	Heat Central	292.593,25	349.010,51	10.808.475,33
24	Heat Plant Solid	Heat Central	390.124,33	1.252.318,52	5.148.590,89
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	2.900.910,50	8.069.416,69	10.365.291,11
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	97.233,50	793.101,72
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	30.919,14	1.446.512,13	317.240,69
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	254.224,06	388.934,01	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	27.010,82	12.547.306,68
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	291.700,51	3.965.508,62
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	32.585,24	1.062.439,88
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	14.091,38	88.245,29
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	5.311,44	33.239,06
34	Water-Heating	Heat Nearest	534.549,80	1.634.530,71	5.375.259,00

Tabelle D.27: Stromerzeugung Latin America

LAM		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	0	0	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	118.677	322.520	5.822
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	7.362	495.640
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	270.320	284.786	4.852
Geothermal Power Plant	TJ / a	19.779	33.657	14.556
Nuclear Power Plant	TJ / a	61.536	0	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	237.354	155.338	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	177.906	135.774	0
Photovoltaics	TJ / a	2.170	169.718	932.452
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	339.436	1.398.677
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	58.058	24.260
Water Power Plant Central	TJ / a	1.490.055	1.682.825	314.412
Water Power Plant Decentral	TJ / a	138.853	339.436	1.398.677
Wind Energy Converter	TJ / a	0	51.779	121.301
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,200	0,250	0,350
Biomass Process for CHP	[1]	0,100	0,150	0,250
Biomass Process for GPP	[1]	0,018	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,320	0,350
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,319	0,800
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,320	0,800
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,570	0,440
Electricity Production by Source				
Coal		118.677	322.520	5.822
Oil		415.260	291.112	0
Gas		265.454	232.443	11.645
Nuclear		61.536	0	0
Renewables		1.655.723	2.734.614	4.693.182
that is:				
biomass		4.866	194.629	919.124
geothermal		19.779	33.657	14.556
hydro		1.628.908	2.022.261	1.713.089
solar		2.170	330.457	1.645.376
wind		0	153.610	401.036

Tabelle D.28: Wärmebereitstellung Latin America (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	0,00	48.499,91	466.073,09
7	Central Heat Transport	Heat Central	32.653,19	224.097,62	4.142.883,86
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	29.387,87	203.928,83	3.894.310,83
9	Coal Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	11.440,00	708.056,51
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	591.557,08	1.242.861,57
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	11.143,11	708.056,51
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	29.387,87	251.679,94	7.080.565,15
23	Heat Plant Gas	Heat Central	32.653,19	224.097,62	4.142.883,86
24	Heat Plant Solid	Heat Central	0,00	0,00	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	0,00	173.525,71	677.232,22
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	0,00	25.444,73	155.357,70
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	25.167,99	1.770.141,29
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	73.944,64	1.242.861,57
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	3.269,21	24.320,32
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	508,85	3.774,99
34	Water-Heating	Heat Nearest	0,00	562.142,59	2.401.826,40

Tabelle D.29: Stromerzeugung Middle East and North Africa

MEA		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	0	0	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	53.821	184.839	4.396
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	45.472	167.832
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	538.207	482.636	87.918
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	0	0	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	428.455	205.377	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	118.466	72.684	0
Photovoltaics	TJ / a	0	39.646	392.231
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	132.153	784.462
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	51.344	109.898
Water Power Plant Central	TJ / a	34.825	82.151	83.522
Water Power Plant Decentral	TJ / a	42.690	79.292	196.116
Wind Energy Converter	TJ / a	0	20.538	153.857
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,100	0,300
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,100	0,300
Biomass Process for GPP	[1]	0,052	0,300	0,600
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,350	0,400
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,319	0,800
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,320	0,800
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,570	0,440
Electricity Production by Source				
Coal		53.821	184.839	4.396
Oil		546.921	278.061	0
Gas		510.221	412.584	251.354
Nuclear		0	0	0
Renewables		105.502	520.648	1.724.482
that is:				
biomass		27.987	184.437	288.090
geothermal		0	0	0
hydro		77.515	161.442	279.638
solar		0	114.585	846.005
wind		0	60.184	310.749

Tabelle D.30: Wärmebereitstellung Middle East and North Africa (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	95.079,31	189.431,46	606.622,05
7	Central Heat Transport	Heat Central	0,00	0,00	0,00
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
9	Coal Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	17.408,89	35.518,40	101.103,68
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	52.419,17	202.207,35
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	5.898,76	107.540,87	3.465.847,08
23	Heat Plant Gas	Heat Central	0,00	0,00	0,00
24	Heat Plant Solid	Heat Central	0,00	0,00	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	568.166,92	863.883,57	1.035.641,40
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	224.306,83	432.998,94	303.311,03
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	312.690,41	295.986,65	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	5.898,76	107.540,87	3.465.847,08
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	20.087,18	177.591,99	808.829,41
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clotheswasher heat	Heat Nearest	0,00	1.170,70	10.131,18
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	85,34	730,12
34	Water-Heating	Heat Nearest	101.405,70	318.807,00	975.570,82

Tabelle D.31: Stromerzeugung Other Pacific Asia

PAS		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	0	0	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	396.080	865.046	50.304
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	10.083	886.961
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	374.169	823.853	372.247
Geothermal Power Plant	TJ / a	25.282	41.193	100.607
Nuclear Power Plant	TJ / a	326.977	274.618	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	456.756	329.541	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	47.417	46.533	0
Photovoltaics	TJ / a	0	93.066	1.561.062
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	310.222	2.497.699
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	0	0
Water Power Plant Central	TJ / a	106.183	357.003	281.701
Water Power Plant Decentral	TJ / a	24.526	93.066	374.655
Wind Energy Converter	TJ / a	0	54.924	201.215
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,050	0,150
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,100	0,300
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,300	0,600
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,350	0,400
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,319	0,800
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,320	0,800
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,570	0,440
Electricity Production by Source				
Coal		396.080	865.046	50.304
Oil		504.173	376.075	0
Gas		374.169	576.697	148.899
Nuclear		326.977	274.618	0
Renewables		155.991	1.206.712	6.127.247
that is:				
biomass		0	350.305	1.859.619
geothermal		25.282	41.193	100.607
hydro		130.709	450.070	656.355
solar		0	217.155	2.809.911
wind		0	147.990	700.754

Tabelle D.32: Wärmebereitstellung Other Pacific Asia (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	375.837,19	865.340,70	1.631.538,32
7	Central Heat Transport	Heat Central	39.090,91	290.460,26	6.065.841,78
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	35.181,82	264.318,84	5.701.891,27
9	Coal Heating	Heat Nearest	43.702,00	20.603,35	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	15.667,06	1.267.086,95
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	20.603,35	418.343,16
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	7.729,38	633.543,47
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	35.181,82	344.675,41	12.670.869,49
23	Heat Plant Gas	Heat Central	39.090,91	290.460,26	6.065.841,78
24	Heat Plant Solid	Heat Central	0,00	0,00	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	514.451,40	1.164.210,98	1.835.423,85
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	183.548,39	782.927,30	41.834,32
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	270.952,39	309.050,25	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	56.960,13	5.068.347,80
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	61.810,05	2.091.715,80
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	4.981,51	40.787,08
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	2.164,28	17.710,67
34	Water-Heating	Heat Nearest	359.588,58	888.978,23	2.289.510,00

Tabelle D.33: Stromerzeugung South Asia

SAS		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	0	0	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	1.001.549	930.018	19.735
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	8.185	22.663
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	124.453	357.699	177.614
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	25.187	0	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	45.929	26.827	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	25.341	21.124	0
Photovoltaics	TJ / a	0	234.713	1.382.970
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	234.713	1.843.960
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	0	0
Water Power Plant Central	TJ / a	284.464	465.009	217.084
Water Power Plant Decentral	TJ / a	100.030	281.655	921.980
Wind Energy Converter	TJ / a	0	8.942	78.940
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,050	0,150
Biomass Process for CHP	[1]	0,000	0,100	0,300
Biomass Process for GPP	[1]	0,003	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,350	0,400
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,459	1,000
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,460	0,800
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,600	0,500
Electricity Production by Source				
Coal		1.001.549	930.018	19.735
Oil		71.270	47.952	0
Gas		124.079	258.575	58.186
Nuclear		25.187	0	0
Renewables		384.867	1.332.342	4.587.024
that is:				
biomass		373	177.724	695.279
geothermal		0	0	0
hydro		384.493	746.664	1.139.064
solar		0	328.598	2.304.950
wind		0	79.356	447.732

Tabelle D.34: Wärmebereitstellung South Asia (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	1.334.426,69	1.647.223,22	1.413.127,54
7	Central Heat Transport	Heat Central	14.174,70	322.823,59	5.087.676,39
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	12.757,23	296.341,19	4.782.415,81
9	Coal Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	28.759,20	102.951,45	133.313,92
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	46.173,92	133.313,92
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	9.333,83	26.662,78
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	14.173,20	869.530,15
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	12.757,23	320.117,93	8.695.301,47
23	Heat Plant Gas	Heat Central	14.174,70	322.823,59	5.087.676,39
24	Heat Plant Solid	Heat Central	0,00	0,00	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	0,00	21.376,89	108.879,05
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	0,00	88.624,29	26.662,78
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	74.773,91	61.770,87	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	9.603,54	3.043.355,51
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	102.951,45	933.197,43
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	3.527,23	26.459,83
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	287,98	2.135,69
34	Water-Heating	Heat Nearest	1.437.959,80	2.033.836,93	2.528.803,80

Tabelle D.35: Stromerzeugung Sub Saharan Africa

AFR		1.995	2.020	2.050
Coal-fired Combined Heat and Power Plant	TJ / a	0	0	0
Coal-fired Power Plant	TJ / a	564.079	550.409	354
Combined (Cogen) Cycle Plant	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Biogas	TJ / a	0	0	0
Decentralised CHP Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Gas	TJ / a	0	0	0
Fuel Cell Decentral Hydrogen	TJ / a	0	0	0
Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	TJ / a	22.948	100.074	24.396
Geothermal Power Plant	TJ / a	0	0	0
Nuclear Power Plant	TJ / a	35.533	0	0
Oil-fired Power Plant Central	TJ / a	11.104	10.007	0
Oil-fired Power Plant Decentral	TJ / a	15.884	12.703	0
Photovoltaics	TJ / a	0	127.027	542.436
Renewable Hybrid Power Plant	TJ / a	0	127.027	723.248
Solar Thermal Power Plants	TJ / a	0	100.074	70.714
Water Power Plant Central	TJ / a	105.857	230.171	134.356
Water Power Plant Decentral	TJ / a	23.481	88.919	216.974
Wind Energy Converter	TJ / a	740	10.007	123.749
Market Shares				
Biomass Process for CCP	[1]	0,000	0,000	0,000
Biomass Process for CHP	[1]	0,051	0,051	0,100
Biomass Process for GPP	[1]	0,000	0,300	0,800
Natural Gas Process for CCP	[1]	0,300	0,300	0,300
PV for the Renewable Hybrid Power Plant	[1]	0,300	0,400	0,500
Wind Energy for the Renewable Hybrid Power	[1]	0,400	0,300	0,200
Solar Thermal Power Plants	TJ / TJ	2,000	1,459	1,000
muß folgendermaßen aussehen:		2,000	1,460	1,000
dann nehme zur Berechnung:		0,667	0,600	0,500
Electricity Production by Source				
Coal		564.079	550.409	354
Oil		26.988	22.710	0
Gas		22.948	130.097	40.236
Nuclear		35.533	0	0
Renewables		130.079	653.202	1.795.637
that is:				
biomass		0	68.130	236.491
geothermal		0	0	0
hydro		129.339	319.090	351.330
solar		0	217.867	939.417
wind		740	48.115	268.398

Tabelle D.36: Wärmebereitstellung Sub Saharan Africa (in TJ/a)

	B	C	F	G	H
5	Absorption Cooling Modul	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
6	Biomass Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
7	Central Heat Transport	Heat Central	10.431,05	146.330,65	1.975.756,60
8	Central Heat Transport	Heat Decentral	9.387,95	134.326,61	1.857.211,20
9	Coal Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
10	Coal-fired Combined Heat and Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
11	Combined (Cogen) Cycle Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
12	Decentralised CHP Biogas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
13	Decentralised CHP Gas	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
14	Electric Direct Heaters	Heat Nearest	0,00	122.059,81	245.203,23
15	Electric Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
16	Fuel Cell Decentral Gas	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
17	Fuel Cell Decentral Hydrogen	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
18	Gas-fired (Cogeneration) Power Plant	Heat Central	0,00	0,00	0,00
19	Geothermal Heating	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
20	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Decentral	0,00	0,00	0,00
21	Heat Decentral Storage and Distribution	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
22	Heat Demand Process	Heat Decentral	9.387,95	160.919,78	3.095.352,00
23	Heat Plant Gas	Heat Central	10.431,05	146.330,65	1.975.756,60
24	Heat Plant Solid	Heat Central	0,00	0,00	0,00
25	kh-value (heating)	Heat Nearest	0,00	8.714,79	70.365,29
26	Natural Gas Heat Pump	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
27	Natural Gas Heating	Heat Nearest	0,00	143,60	614,54
28	Oil Central Heating	Heat Nearest	0,00	0,00	0,00
29	Solar Thermal Heating Decentral	Heat Decentral	0,00	26.593,17	1.238.140,80
30	Solar Thermal Heating Nearest	Heat Nearest	0,00	21.396,37	368.726,66
31	Solar Thermal Power Plants	Heat Central	0,00	0,00	0,00
32	Unit consumption clothwasher heat	Heat Nearest	0,00	1.514,84	12.530,32
33	Unit consumption dishwasher heat	Heat Nearest	0,00	1,93	0,00
34	Water-Heating	Heat Nearest	0,00	133.368,22	531.648,82