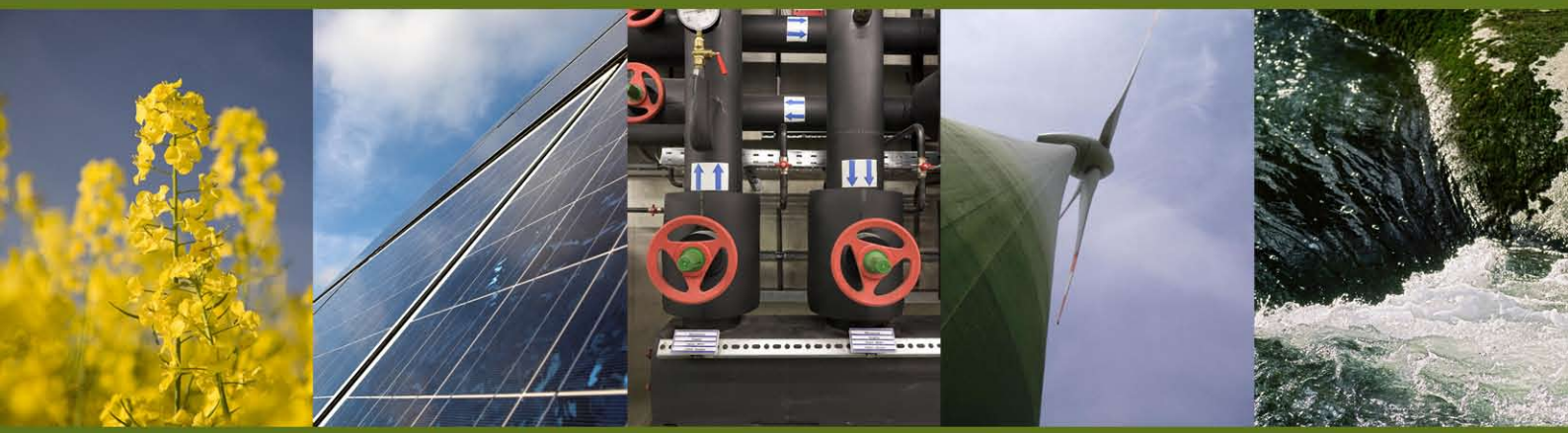
Elke Bruns • Dörte Ohlhorst • Bernd Wenzel • Johann Köppel



Erneuerbare Energien in Deutschland

Eine Biographie des Innovationsgeschehens

Technische Universität Berlin

gefördert durch:

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

IMPRESSUM

Forschungsgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Projektträger: Projektträger Jülich - PTJ

Originaltitel: Innovationsbiographie der erneuerbaren Energien (FKZ: 0327607)

Website: www.ilaup.tu-berlin.de/erneuerbare-energien

Berlin, Dezember 2009

Projektleitung:

Prof. Dr. Johann Köppel

Dr. Susanne Schön

Projektbearbeitung:

Prof. Dr. Elke Bruns, TU Berlin, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung (ILaUP)

Dr. Dörte Ohlhorst, TU Berlin, Zentrum Technik und Gesellschaft (ZTG)

Dr.-Ing. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE)

Studentische Mitarbeit:

Matthias Futterlieb, FU Berlin, Masterstudiengang Umweltmanagement

Johanna Kösters, FU Berlin, Diplomstudiengang Politikwissenschaften

Zitiervorschlag: Bruns, E.; Ohlhorst, D.; Wenzel, B.; Köppel, J. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland – eine Biographie des Innovationsgeschehens. Universitätsverlag der TU Berlin. 554 Seiten.

ISBN: 978-3-7983-2201-1 (Online-Version)

Vertrieb: Universitätsverlag der TU Berlin • Universitätsbibliothek • Fasanenstr. 88 (im VOLKSWAGEN-Haus) • D-10623 Berlin • www.univerlag.tu-berlin.de

Wir danken Herrn Reinhard Kaiser (BMU) und Herrn Dr. Wolfhart Dürrschmidt (BMU) für vielfältige konstruktive Anregungen und Diskussionen.

Bildquellen Umschlag: BMU/Hiss, BMU, BMU/Müller

Inhalte

Abbildungsverzeichnis **8**

Tabellenverzeichnis **11**

Abkürzungsverzeichnis **13**

1 Kurzfassung **17**

1.1 Überblick 17

1.2 Übergreifende Ereignisse und Einflussfaktoren 18

1.3 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Biogas 19

1.3.1 Phasen des Innovationsverlaufs 19

1.3.2 Charakteristika und Besonderheiten 24

1.4 Innovationsbiographie der solaren Stromerzeugung 25

1.4.1 Phasen des Innovationsverlaufs 25

1.4.2 Charakteristika und Besonderheiten 29

1.5 Innovationsbiographie der geothermischen Stromerzeugung 30

1.5.1 Phasen des Innovationsverlaufs 30

1.5.2 Charakteristik und Besonderheiten 32

1.6 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Windenergie 32

1.6.1 Phasen des Innovationsverlaufs 33

1.6.2 Charakteristik und Besonderheiten 36

1.7 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Wasserkraft 36

1.7.1 Phasen des Innovationsverlaufs 37

1.7.2 Charakteristik und Besonderheiten 38

1.8 Erneuerbare Energien im Wärmesektor 39

1.9 Gemeinsamkeiten der Innovationsverläufe 40

1.10 Erkenntnisse für das Steuerungshandeln 40

2 Einleitung **43**

2.1 Fragestellung und Zielsetzung 43

2.2 Vorgehensweise 43

2.3 Methodik der Konstellationsanalyse 44

2.3.1 Das Konzept der Innovationsbiographie 46

2.3.2 Andere innovationstheoretische Modelle 48

2.4 Steuerung von politischen und gesellschaftlichen Prozessen 49

2.5 Quellen 51

3 Spartenübergreifende Interventionen, Ereignisse und Prozesse **53**

3.1 Krisen als Auslöser für gesellschaftliches Umdenken 53

3.1.1 Umwelt- und Klimakrisen 53

3.1.2 Ölpreiskrisen 56

3.1.3 Kernenergiekrise ... 57
3.1.4 Energieversorgungskrisen und Stromlückendebatte ... 58
3.1.5 Nahrungsmittelkrise ... 60

3.2 Internationale Klimaschutzforschung und -politik ... 61
3.2.1 Internationaler Klimaschutzprozess ... 61
3.2.2 Gründung der internationalen Agentur für erneuerbare Energien IRENA ... 71

3.3 Energiepolitische Impulse auf EU-Ebene ... 71
3.3.1 Liberalisierung der Energiemärkte ... 72
3.3.2 Erneuerbare-Energien- und Klimaschutzpolitik auf EU-Ebene ... 74
3.3.3 Europäischer Emissionsrechtehandel ... 80

3.4 Nationaler Problemwahrnehmungs- und Institutionalisierungsprozess ... 82
3.4.1 Institutionalisierung des Umweltschutzes ... 82
3.4.2 Klimaschutz in Politik und Verwaltung ... 83
3.4.3 Institutionalisierung der Erneuerbare Energien-Politik ... 86
3.4.4 Gründung von Verbänden ... 88

3.5 Energie- und Klimapolitische Strategien und Zielsetzungen auf nationaler Ebene ... 89
3.5.1 Energiepolitische Leitlinien der Bundesregierung 1991 ... 89
3.5.2 Regierungswechsel zu Rot-Grün 1998 ... 89
3.5.3 Nationale Klimaschutzprogramme ... 90
3.5.4 Atomausstiegsbeschluss 2001 ... 90
3.5.5 Nachhaltigkeitsstrategie 2002 ... 91

3.6 Staatliche Förderung erneuerbarer Energien ... 91
3.6.1 Marktanreizprogramm ... 92
3.6.2 Forschungsförderung des Bundes ... 92
3.6.3 Länderförderung ... 97

3.7 StrEG und EEG als zentrale Steuerungsimpulse ... 98
3.7.1 Das Stromeinspeisungsgesetz ... 98
3.7.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ... 101
3.7.3 Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung ... 105

3.8 Umwelt- und Planungsrecht für erneuerbare Energien ... 107
3.8.1 Das Raumordnungsrecht ... 107
3.8.2 Bauplanungsrecht / Baugenehmigungsrecht ... 109
3.8.3 Rechtsgrundlagen für Netzanschluss und Netzausbau ... 110

3.9 Stromwirtschaftliche Rahmenbedingungen ... 111
3.9.1 Stromwirtschaftliche Einbettung in Europa – Akteure und Einflussfaktoren ... 112
3.9.2 Struktur des deutschen Elektrizitätsversorgungssektors ... 114
3.9.3 Liberalisierung Energiemarkt - das Energiewirtschaftsgesetz ... 116
3.9.4 Aktuelle energiewirtschaftliche Weichenstellungen ... 120

3.10 Quellen ... 124

4 Innovationsbedingungen der Erzeugung und Verstromung von Biogas . 135

4.1 Vorbemerkungen zur Technologieabgrenzung ... 135

4.2 Historischer Rückblick ... 136

4.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs ... 138

4.3.1 Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1990 ... 138
4.3.2 Phase 2: Erste Aufbruchphase zwischen 1990 und 1999 ... 149
4.3.3 Phase 3: Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und Mitte 2004 ... 162
4.3.4 Phase 4: Take-off von Mitte 2004 bis Ende 2006 ... 174
4.3.5 Phase 5: Entwicklungsknick 2007/2008 ... 193
4.3.6 Konsolidierung ab Mitte 2008 und Ausblick ... 202

4.4 Quellen ... 210

5 Innovationsbedingungen der solaren Stromerzeugung ... 217

5.1 Vorbemerkungen ... 217

5.2 Historischer Rückblick (vor 1970) ... 218

5.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs ... 219
5.3.1 Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1985 ... 219
5.3.2 Phase 2: Stagnation industriellen Engagements, F & E 1986 bis 1991 ... 225
5.3.3 Phase 3: Breitentest 1991 bis 1994 ... 235
5.3.4 Phase 4: Unsicherheit und Slow down 1994 bis 1998 ... 243
5.3.5 Phase 5: Durchbruch 1999 bis 2003 ... 255
5.3.6 Phase 6: Entwicklungsboom ab 2004 ... 269

5.4 Quellen ... 291

6 Innovationsbedingungen der geothermischen Stromerzeugung ... 297

6.1 Vorbemerkungen ... 297

6.2 Historischer Rückblick ... 300

6.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs ... 302
6.3.1 Phase 1: 1985 bis 2003, Forschung & Entwicklung, vorbereitende Projekte zur Stromerzeugung ... 302
6.3.2 Phase 2: Formierung einer prospektiven Struktur ab 2004 ... 311
6.3.3 Ausblick ... 326

6.4 Quellen ... 328

7 Innovationsbedingungen der Stromerzeugung aus Windenergie ... 331

7.1 Vorbemerkungen ... 331

7.2 Historischer Rückblick (vor 1970) ... 331

7.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs ... 333
7.3.1 Phase 1: Pionierphase Mitte der 1970er Jahre bis 1986 ... 333
7.3.2 Phase 2: Aufbruch – Veränderungen im energiepolitischen Umfeld 1986 bis 1990 ... 339
7.3.3 Phase 3: Durchbruch 1991 bis 1995 ... 346
7.3.4 Phase 4: Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre ... 358
7.3.5 Phase 5: Windenergieboom und Reorganisation 1997/98 bis 2002 ... 365
7.3.6 Phase 6: Konsolidierung und Gabelung des Entwicklungspfads ab 2002 ... 374

7.4 Quellen ... 404

8 Innovationsbedingungen der Wasserkraftnutzung zur Stromgewinnung 413

8.1 Vorbemerkungen ... 413

8.2 Wasserkraftnutzung in der Pionierphase (vor 1930) ... 414

8.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs 417
8.3.1 Phase 1: Reifephase der Wasserkraft (1930 bis 1990) 417
8.3.2 Phase 2: Revitalisierung der Kleinen Wasserkraft 1990 bis 1999 427
8.3.3 Phase 3: Modernisierung unter ökologischen Auflagen ab 2000 435
8.3.4 Ausblick 444
8.4 Quellen 446

9 Erneuerbare Energien im Wärmemarkt 449
9.1 Analyse der aktuellen Konstellation 450
9.1.1 Charakteristika der Konstellation 450
9.1.2 Der Kontext 451
9.1.3 Staatliche Steuerungsimpulse 453
9.1.4 Akteure im Wärmesektor 459
9.1.5 Technischer Entwicklungsstand und Marktsituation 462
9.1.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse 465
9.2 Steuerungsansätze für die Weiterentwicklung des EE-Wärmesektors 465
9.3 Quellen 470

10 Vergleichende Querschnittsbetrachtung 473
10.1 Zentrale treibende Kräfte in den Innovationsbiographien 473
10.1.1 Zivilgesellschaftliches Engagement, kreatives Milieu und Pioniere 474
10.1.2 Akteurskoalitionen 475
10.1.3 Politikfenster 476
10.1.4 Politische Strategien und Leitbilder 476
10.1.5 Institutionalisierung und Marktanreize 477
10.1.6 Mehrebenenpolitik als Treiber 480
10.1.7 Technologiegebundene Triebkräfte 481
10.2 Hemmende Einflussfaktoren in den Innovationsbiographien 483
10.2.1 Investitionskosten und begrenzte Ressourcenverfügbarkeit 483
10.2.2 Bremsende Akteurskoalitionen 483
10.2.3 Unzureichende und inkompatible Infrastruktur 484
10.2.4 Akzeptanzverlust 485
10.3 Innovationsprozesse im Vergleich: charakteristische Phasen und unterschiedliche Verläufe 487
10.3.1 Pionierphase oder Frühphase mit Pilotanwendungen 488
10.3.2 Aufbruch 489
10.3.3 Durchbruch 489
10.3.4 Expansions- bzw. Boomphasen 490
10.3.5 Instabile Phasen und Krisen 490
10.3.6 Phasen der Stabilisierung oder Konsolidierung 491

11 Erkenntnisse für das Steuerungshandeln 493
11.1 Steuerung phasenbezogen ausrichten 493
11.1.1 In der Frühphase Innovationsprozesse identifizieren und stärken 494
11.1.2 Auf dem Weg zum Durchbruch – den Prozess in der Aufbruchphase dynamisieren 495
11.1.3 In der Expansionsphase: Systemintegration fördern und Akzeptanzprobleme vermeiden 496

11.1.4 Innovationsprozesse durch Nachsteuerung am Laufen halten 497
11.1.5 Steuerung in instabilen Phasen 497
11.2 Nicht-intendierte Handlungsfolgen rechtzeitig erkennen und begrenzen 499
11.3 Integration von Handlungsebenen und Akteuren 500
11.3.1 Koordination und Integration der Steuerungsebenen 500
11.3.2 Integration der Ziele von Fachressorts 501
11.3.3 Integration von Teilkonstellationen 501
11.3.4 Planerische Steuerung 502
11.4 Steuerung durch Synchronisation 502
11.4.1 Zeitliche Synchronisation der Steuerungsimpulse 502
11.4.2 Häufung von Steuerungsimpulsen 503
11.4.3 Synchronisation heterogener Innovationsprozesse 503
11.5 Konsistente Steuerung in komplexen Konstellationen 503
11.6 Zukünftige Herausforderungen der politischen Steuerung 504

A. Technikglossar I

B. Rechtsquellenverzeichnis XXIX

C. Ressortverzeichnis XXXIII

D. Interviewpartner XXXV

E. Vergütungssatztabellen XXXIX

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Konstellationselemente [nach Schön et al. 2007] ... 45
Abbildung 2-2: Relationen [nach Schön et al. 2007] ... 46
Abbildung 3-1: Verbundnetz: Synchrongebiete in Europa [Quelle: APG o. J.] ... 113
Abbildung 3-2: Die Energiebranche in Deutschland [Quelle: FAZ vom 20.03.2009] ... 115
Abbildung 4-1: Phasen der Entwicklung der Biogasnutzung in Deutschland ... 135
Abbildung 4-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1990 ... 138
Abbildung 4-3: Konstellation Phase 2: Erste Aufbruchphase zwischen 1990 und 1999 ... 149
Abbildung 4-4: Gesamtleistung und Anlagenzahl der Biogasnutzung in Deutschland bis 1999 ... 156
Abbildung 4-5: Konstellation Phase 3: Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und Mitte 2004 ... 162
Abbildung 4-6: Gesamtleistung und Anlagenzahl Biogasnutzung in Deutschland bis 2004 ... 167
Abbildung 4-7: Konstellation Phase 4: Take-off zwischen Mitte 2004 und 2006 ... 174
Abbildung 4-8: Anstieg der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland ... 177
Abbildung 4-9: Maisanbauflächen in Deutschland in 1000 ha, Stand Mai 2009 [dt. Maiskomitee] ... 189
Abbildung 4-10: Konstellation Phase 5: Entwicklungsknick 2007/2008 ... 193
Abbildung 4-11: Gesamtleistung und Anlagenzahl Biogasnutzung in Deutschland bis 2008 ... 198
Abbildung 4-12: Biogaseinspeisungsprojekte in Deutschland [Stolpp 2009] ... 207
Abbildung 5-1: Entwicklung der Photovoltaik ... 217
Abbildung 5-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1985 ... 219
Abbildung 5-3: Projektförderung des Bundes für Photovoltaik seit 1974 [BMU 2009a, 16] ... 221
Abbildung 5-4: Industrieentwicklung Silizium-Materialproduktion [Prognos AG et al. 2007b, 406] ... 222
Abbildung 5-5: Konstellation Phase 2: Stagnation industriellen Engagements, F & E 1986 bis 1991 ... 225
Abbildung 5-6: Industrieentwicklung Dünnschicht-Solarzellen [Prognos AG et al. 2007b, 410] ... 231
Abbildung 5-7: Konstellation Phase 3: Breitentest 1991 bis 1994 ... 235
Abbildung 5-8: Länderförderung für Photovoltaik 1991 bis 2001 [Staiß 2003] ... 238
Abbildung 5-9: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen von 1990 bis 1994 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408] ... 240
Abbildung 5-10: Konstellation Phase 4: Unsicherheit und Slow down 1994 bis 1998 ... 243
Abbildung 5-11: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen 1990 bis 1998 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408] ... 251
Abbildung 5-12: Konstellation Phase 5: Durchbruch 1999 bis 2003 ... 255

Abbildung 5-13: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen 1990 bis 2006 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408] 265
Abbildung 5-14: Konstellation Phase 6: Entwicklungsboom ab 2004 269
Abbildung 5-15: Preisentwicklung für schlüsselfertige Photovoltaik-Dachanlagen zwischen 2 und 5 kW [Oppermann 2004, 48; Photon (mehrere Ausgaben); IfnE-Berechnungen] 278
Abbildung 5-16: Entwicklung der weltweiten Zellproduktion 2000 bis 2008 [Photon 2009, 57; eigene Darstellung] 279
Abbildung 5-17: Anlagenzubau und Zellenproduktion in Deutschland im Vergleich [BSW 2009, BMU 2007, eigene Darstellung] 280
Abbildung 6-1: Geothermiekarte – Geeignete Standorte in Deutschland [IE Leipzig] 298
Abbildung 6-2: Entwicklungsphasen der geothermischen Stromerzeugung 299
Abbildung 6-3: Konstellation Phase 1: Forschungs- und Entwicklungsphase 1985 bis 2003 302
Abbildung 6-4: Projektförderung des Bundes für erneuerbare Energien seit 1974[BMU 2009b, 42] 304
Abbildung 6-5: Konstellation Phase 2: Formierung einer prospektiven Struktur ab 2004 311
Abbildung 7-1: Phasen der Windenergienutzung 331
Abbildung 7-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase Mitte der 1970er Jahre bis 1986 333
Abbildung 7-3: Konstellation Phase 2: Aufbruch – Veränderungen im energiepolitischen Umfeld 1986 bis 1990 339
Abbildung 7-4: Konstellation Phase 3: Durchbruch 1991 bis 1995 346
Abbildung 7-5: Konstellation Phase 4: Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre 358
Abbildung 7-6: Konstellation Phase 5: Windenergieboom und Reorganisation 1997/98 bis 2002 365
Abbildung 7-7: Konstellation Phase 6: Konsolidierung und Gabelung des Entwicklungspfads ab 2002 374
Abbildung 7-8: Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland, kumuliert und jährlicher Zubau [BWE 2008] 379
Abbildung 7-9: Prognose für die Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland bis 2020 402
Abbildung 8-1: Phasen der Entwicklung der Wasserkraftnutzung in Deutschland 413
Abbildung 8-2: Konstellation Phase 1: Reifephase 1930 bis 1990 417
Abbildung 8-3: Konstellation Phase 2: Revitalisierung der Kleinen Wasserkraft 1990 bis 1999 427
Abbildung 8-4: Konstellation Phase 3: Modernisierung unter ökologischen Auflagen 435
Abbildung 9-1: Konstellation der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor 2006 bis 2009 450
Abbildung 10-1: Phasen im Innovationsverlauf der erneuerbaren Energien 487
Abbildung A-1: Struktur einer Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk und Netzkopplung Typisch der systemtechnische Aufbau und der Verfahrensablauf mit vier Prozessstufen II

Abbildung A-2: Verfahrensablauf der Biogasgewinnung III
Abbildung A-3: Funktion der Brennstoffzelle V
Abbildung A-4: Verfahrensschema Druckwechseladsorption Dublette VII
Abbildung A-5: Wärmenutzung von Heißwasser-Aquiferen XII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Wesentliche Stationen des Internationalen Klimaschutzprozesses [Coenen 1997, 162; ergänzt] ... 70

Tabelle 4-1: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der DDR [Reinhold & Vollmer 2003, 248], verändert ... 144

Tabelle 4-2: Vergütung für Strom aus Biogas nach § 8 EEG 2000 [Cent/kWh] ... 165

Tabelle 4-3: Vergütungen für Strom aus Biogas nach § 8 EEG 2004 [Cent/kWh] ... 179

Tabelle 4-4: Vergütungen für Strom aus Biogas nach § 27 und Anlage 2 EEG 2009 ... 204

Tabelle 5-1: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 1994 [BMU 2009b] ... 239

Tabelle 5-2: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 1998 [BMU 2009b] ... 249

Tabelle 5-3: Mindestvergütungen für Solarstrom nach StrEG und EEG 2000 ... 259

Tabelle 5-4: Kostenentwicklung bei Anlagen von 3 bis4 kW (in Euro/kW) [nach Oppermann 2004, 48] ... 263

Tabelle 5-5: Kostenentwicklung für Anlagen bis 10 kW (in Euro/kW) nach Baugruppen im 100.000-Dächer-Programm [nach Oppermann 2004, 48] ... 263

Tabelle 5-6 Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 2003 [BMU 2009b] ... 264

Tabelle 5-7: Vergütung für Photovoltaik-Dachanlagen bis 30 kW nach StrEG und EEG ... 272

Tabelle 5-8: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 2008 [BMU 2009b] ... 277

Tabelle 5-9: Dünnschicht-Produktionen in Deutschland 2007/2008 ... 284

Tabelle 6-1: Vergütungssätze des EEG 2004/2009 für Geothermie ... 314

Tabelle 6-2: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland (bzw. mit deutscher Beteiligung) ... 318

Tabelle 7-1: Entwicklung der Anlagenzahlen und installierte Leistung in Deutschland 1991-1995 [Molly 2009, 9] ... 353

Tabelle 7-2: Entwicklung der Anlagenzahlen und installierte Leistung in Deutschland 1994-1998 [Molly 2009, 9] ... 361

Tabelle 7-3: Entwicklung der Anlagenzahlen und der installierten Leistung in Deutschland 1997-2002 [Molly 2009, 9]. ... 370

Tabelle 7-4: Übersicht über genehmigte Offshore-Windparkprojekte in der AWZ, Stand November 2009 ... 393

Tabelle 7-5: Genehmigte Netzanbindungen in der Nordsee, Stand November 2009 ... 395

Tabelle 8-1: Installierte Leistung bei kleinen Wasserkraftwerken 1988 bis 1994 ... 423

Tabelle 8-2: Vergütungsregelungen nach StrEG 1991 bis 1998 ... 430

Tabelle 8-3: Installierte Leistung und Stromerzeugung aus Wasserkraft 1990 bis 1999 ... 432

Tabelle 8-4: Vergütungssätze für Wasserkraft nach EEG 2000, 2004 und 2009 im Überblick ... 439

Tabelle E-1: Vergütungen für erneuerbare Energien für StrEG 1990 bis EEG 2009 XXXIX

Abkürzungsverzeichnis

AG	Aktiengesellschaft
AKW	Atomkraftwerk
ARGE	Arbeitsgemeinschaft
a-Si	amorphes Silizium
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BGBl.	Bundesgesetzblatt
Bil.	Billion
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BLS	Bundesverband Landschaftsschutz
BMBF	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
BMFT	ehemaliges Bundesministerium für Forschung und Technologie (später BMBF)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBW	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (von 2002 bis 2005)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (seit 2005)
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BTO Elt	Bundestarifordnung Elektrizität
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
BWE	Bundesverband Windenergie
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und -Speicherung)
CDU/CSU	Christlich Demokratische Union/Christlich Soziale Union
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS	Copper-Indiumsulfate
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Gas, z. B. in Druckflaschen)
CO_2	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur
DASA	Deutsche Aerospace Aktiengesellschaft, heute Daimler Chrysler Aerospace AG
DBU	Deutsche Bundesstiftung Umwelt
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DFS	Deutscher Fachverband Solarenergie e.V.
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
DGW	Deutsche Gesellschaft für Windenergie
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNR	Deutscher Naturschutzring
Drs.	Drucksache
DtA	Deutsche Ausgleichsbank
DVBl.	Deutsches Verwaltungsblatt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFG	Edge-defined Film-fed Growth
EFP	Energieforschungsprogramm
EGS	Enhanced Geothermal System
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EU	Europäische Union

EuGH	Europäischer Gerichtshof
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Braunschweig
FDP	Freie Demokratische Partei
FFH-RL	Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie
FhG	Fraunhofer Gesellschaft
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
FVS	ForschungsVerbund Sonnenenergie
F & E	Forschung und Entwicklung
GAU	Größter anzunehmender Unfall
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GFZ	GeoForschungsZentrum Potsdam
GGA	Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GROWIAN	Großwindanlage
GT	Geothermie
GTN	Geothermie Neubrandenburg GmbH
GtV	Geothermische Vereinigung
GtV-BV	Geothermische Vereinigung – Bundesverband Geothermie e.V.
GWh	Gigawattstunde
HDR	Hot Dry Rock
HFR	Hot Fractured Rock
HFG	Helmholtz-Gemeinschaft deutscher Forschungszentren
HMI	Hahn-Meitner-Institut Berlin, jetzt Helmholtz Zentrum Berlin
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IBP	Fraunhofer Institut für Bauphysik
IEA	International Energy Agency
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IKZM	Integriertes Küstenzonenmanagement
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.
ISES	International Solar Energy Society
ISFH	Institut für Solarenergieforschung Hameln
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
ISUSI	Institute for Sustainable Solutions and Innovations
KFA	Kernforschungsanstalt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KOM	Europäische Kommission
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
kV	kostendeckende Vergütung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Gas)
LROP	Landesraumordnungsprogramm
MBB	Messerschmidt Bölkow Blohm

MAP	Marktanreizprogramm
mdl.	mündlich
Mio.	Million
MW	Megawatt
MW_{el}	Megawatt elektrisch; Maß für die elektrische Leistung
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt peak
MW_{th}	Megawatt thermisch; Maß für die Wärmeleistung
NABU	Naturschutzbund Deutschland e.V.
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NGO	Non Governmental Organization
NRW	Nordrhein-Westfalen
ORC	Organic Rankine Cycle
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
p.a.	pro anno, jährlich
PR	Performance Ratio
PTJ	Projektträger Jülich
PV	Photovoltaik
REN-Programm	Programm "Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“
RL	Richtlinie
SEA	Strategic Environmental Assessment
SFV	Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.
sm	Seemeile (1852 m)
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
SUP	Strategische Umweltprüfung
TAB	Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag
TU	Technische Universität
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UN	United Nations
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
VEB	Volkseigener Betrieb
VSI	Verband mittelständischer Solarindustrie e.V.
VZBV	Verbraucherzentrale Bundesverband
WEA	Windenergieanlage(n)
WKA	Windkraftanlage(n)
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
WMO	World Meteorological Organisation
ZAE	Zentrum für Angewandte Energieforschung
ZGI	Zentrales Geologisches Institut
ZIP	Zukunftsinvestitionsprogramm
ZIPE	Zentralinstitut für Physik der Erde
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

1 Kurzfassung

Die erneuerbaren Energien in Deutschland sind stetig auf Wachstumskurs. Der konsequente Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Pfeiler der angestrebten Energiewende und beim Klimaschutz. Gleichzeitig wird zunehmend deutlich, dass erneuerbare Energien innovationsorientierte Entwicklungen fördern.[1] Erneuerbare Energien haben inzwischen für die Wirtschaft und für die Technik eine große Bedeutung. Diese wird deutlich durch steigende Umsatz- und Beschäftigungszahlen sowie durch eine Technologieentwicklung, die auf effiziente Energieausnutzung und Technikinnovationen gerichtet ist.

Die vorliegende Untersuchung präsentiert die Ergebnisse des Projekts „Innovationsbiographien erneuerbarer Energien“, in dem der Entwicklung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und in geringerem Umfang auch der Wärmeerzeugung in einer Querschnittsbetrachtung nachgegangen wurde. Dargestellt werden die Innovationsverläufe der Biomasseverstromung, Photovoltaik, Windenergie, Tiefengeothermie und der Wasserkraft.[2] Betrachtet wird ein Zeitraum von 1970 bis heute, mit stärkerem Gewicht auf der Zeit ab 1990. Dieser Untersuchungszeitraum wurde für jede Energiesparte in Phasen eingeteilt und für jede Phase wurde das Zusammenwirken unterschiedlicher Einflussfaktoren detailliert untersucht. Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens sollen dazu beitragen, die Vielschichtigkeit und das Auf und Ab von Innovationsverläufen zu erkennen sowie die Wirkungszusammenhänge unterschiedlicher Einflussfaktoren in den Blick zu nehmen und in Steuerungsprozessen zu berücksichtigen.

Die erneuerbaren Energien werden in dieser Untersuchung mit dem Instrumentarium der Konstellationsanalyse untersucht. Die Konstellationsanalyse ordnet den Untersuchungsgegenstand und macht ihn analytisch verfügbar. Der interdisziplinär angelegte methodische Ansatz bietet den Vorteil, dass er eine Differenzierung des Entwicklungsprozesses (Phaseneinteilung) ermöglicht und diese mit einer strukturierten Analyse von Akteuren und Handlungskontexten verbinden kann.

1.1 Überblick

Das Buch gliedert sich in eine Zusammenfassung der Innovationsverläufe der einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien (Kapitel 1.2 und folgende). Die Darstellung umfasst eine knappe phasenbezogene Beschreibung der wesentlichen treibenden und hemmenden Kräfte, die durch eine Charakterisierung der jeweils spartenspezifischen Besonderheiten ergänzt wird.

In Kapitel 2 werden die vorgelegten Projektergebnisse in den wissenschaftliche Kontext eingeordnet, das Kapitel enthält darüber hinaus eine Erläuterung der angewandten Methode. Kapitel 3 widmet sich den spartenübergreifend wirksamen Einflussfaktoren und Steuerungs-

---

[1] Zum Begriff „Innovation“ siehe die Erläuterungen auf Seite 47.

[2] Darstellung der jeweiligen Technologie: vgl. Technikglossar.

impulsen auf nationaler und internationaler Ebene. In den Kapiteln 4 bis 8 sind schließlich die Innovationsverläufe der zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien angewandten Technologien – Biogas, Photovoltaik, Geothermie, Windenergie und Wasserkraft – dargestellt. Kapitel 9 beschäftigt sich mit der aktuellen Konstellation der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt. Eine übergreifende Querschnittsbetrachtung erfolgt in Kapitel 10, hier werden Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Innovationsbiographien herausgearbeitet. Der Bericht schließt mit Kapitel 11, in dem erste Schlussfolgerungen aus diesem spartenübergreifenden Vergleich gezogen und Thesen zur Steuerung des Innovationsprozesses formuliert werden.

1.2 Übergreifende Ereignisse und Einflussfaktoren

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien ist in übergreifende Einflussfaktoren und Ereignisse eingebettet, die an dieser Stelle nur exemplarisch angerissen werden können.[3] So spielen z. B. Krisen (Versorgungs- und Preiskrisen, Kernenergiekrisen, Umwelt- und Klimakrisen) eine wichtige Rolle als Auslöser von gesellschaftlichen und politischen Umdenkungsprozessen. Sie fokussieren die öffentliche Aufmerksamkeit und erhöhen den Handlungsdruck.

Der Innovationsprozess ist überdies eingebettet in die internationale Klimaschutzforschung und -politik. Der internationale Klimaschutzprozess (Klimarahmenkonvention, Klimaschutzkonferenzen) und die Institutionalisierung des Klimaschutzes auf internationaler bzw. auf EU-Ebene standen im Wechselspiel mit dem nationalen Problemwahrnehmungs- und Institutionalisierungsprozess. Der Bericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ und – nach dem Regierungswechsel 1998 – die Institutionalisierung zuerst des Klimaschutzes und ab 2002 auch der Erneuerbare Energien-Politik im Bundesumweltministerium brachten den Prozess auf nationaler Ebene wesentlich voran.

Der Atomausstiegsbeschluss von 2001, die Offshore-Strategie (2002), die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (2002), das Klimaschutzprogamm (2005) sowie das Energie- und klimapolitisches Gesamtkonzept (IEKP) von 2007 sind Meilensteine, die den Innovationsprozess durch die Formulierung von konkreten Strategien und Zielsetzungen voranbrachten bzw. stabilisierten.

Vorgaben auf EU-Ebene zur Liberalisierung des Strommarktes haben schließlich eine Öffnung im Energiesektor ermöglicht und den Zugang der erneuerbaren Energien zum Stromsektor unterstützt. Die Einspeisegesetze für Erneuerbare Energien wurden überdies von einer Vielzahl von Gesetzesanpassungen flankiert, die – wie z. B. die Genehmigungsregelungen im Bauplanungs- und Raumordnungsrecht, im Immissionsschutzrecht sowie im Wasser- und Abfallrecht - Voraussetzung für den Expansionsprozess waren.

---

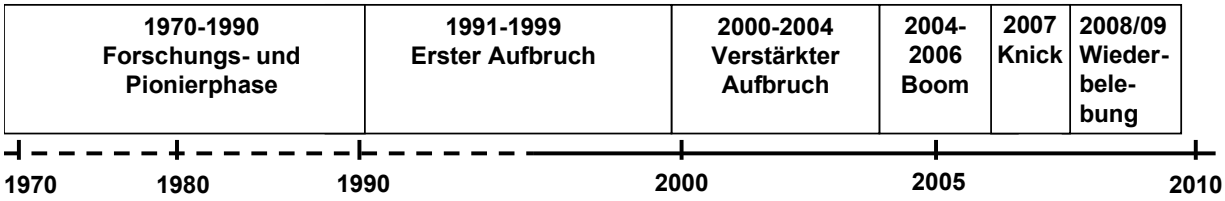
[3] Im Forschungsbericht sind spartenübergreifend wirksame Ereignisse und Interventionen in einem eigenständigen Kapitel behandelt, um Redundanzen in den spartenbezogenen Darstellungen zu vermeiden.

1.3 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Biogas

Während es sich bei der Stromerzeugung aus fester (Holz) und flüssiger Biomasse (Pflanzenöle) im Wesentlichen um die Nutzung schon lange bekannter Stromwandlungstechnologien (Dampfkraftwerke bzw. Dieselmotoren) handelt, unterlag die gasförmige Biomassenutzung (Biogas), die Biogaserzeugung, einem umfassenden Innovationsprozess.

Im Innovationsprozess der Biogaserzeugung und -verstromung lassen sich eine Forschungs- und Pionierphase und daran anschließende Phasen des Aufbruchs, der Dynamisierung sowie ein kurzer Entwicklungsknick voneinander unterscheiden:

Entwicklung der Biogasnutzung



Das Stromeinspeisungsgesetz initiierte den Übergang von der Pionierphase in eine Aufbruchsphase. Die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2000[4]) verstärkte den Innovationsprozess, und nach der EEG-Neufassung 2004 konnte angesichts des hochschnellenden Anlagenzuwachses schließlich gar von einem Boom gesprochen werden. Ab 2006 zeigte der Innovationsprozess eine wechselnde Dynamik

1.3.1 Phasen des Innovationsverlaufs

Die Wurzeln der Biogasnutzung liegen in der Nutzung von Klärgasen: Prof. Dr.-Ing. Karl Imhoff entwickelte in den 1920er Jahren ein System mit geschlossenen und beheizbaren Faulbehältern für Klärschlamm. Darin wurde das entstehende Klärgas aufgefangen, das z. B. in Straßenlaternen zum Einsatz kam. Die Kommunen konnten Kosten einsparen, wenn sie anstelle von Stadtgas Klärgas einsetzten, doch das Konzept blieb auf Einzelanwendungen beschränkt.

***Forschungs- und Pionierphase 1970 bis 1990**:* In der Pionierphase herrschten Kleinanlagen mit einfachen technischen Komponenten vor, die zumeist in Eigenbau zusammengesetzt wurden. Die technischen Komponenten wie Behälter oder Rührwerke stammten Landtechnikherstellern. Die landwirtschaftliche Biogasszene, die zu großen Teilen dem Lager der „alternativen“ oder „biologischen“ Landwirtschaft angehörte, konzentrierte sich in Bayern und Baden-Württemberg. Trotz vieler Rückschläge lernten die Landwirte in kleinen Schritten aus den Erfahrungen. Sie gaben ihr Know-how vorwiegend durch persönliche Kontakte weiter. So entstand ein überschaubarer Anwenderkreis, für den die Gülleaufbereitung und die Reststoffnutzung im Vordergrund standen.

---

[4] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Die Biogas-Technologie spielte in der Forschungsförderung der 1970er und 1980er Jahre nur eine untergeordnete Rolle, zumal sie als „simpel“ und bereits weitgehend bekannt galten. In den Potenzialstudien der 1970er Jahre maßen die Experten der energetischen Biogasnutzung angesichts der begrenzten Güllemengen keine große Bedeutung für die Energieversorgung zu.

Die Biogas-Forschungsaktivitäten der landwirtschaftlichen Forschungsanstalten verfolgten keine energetischen Ziele. Sie richteten sich vornehmlich auf die Optimierung der Gülle-fermentation: Gülle sollte besser als Wirtschaftsdünger einzusetzen sein.

***Erster Aufbruch 1991 bis 1999**:* Erst das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG[5]) 1991 eröffnete mit der Mindestvergütung für Strom aus Biogas den Einstieg in die Stromerzeugung. Die vorgesehene Vergütung hatte zunächst im Wesentlichen eine Signalwirkung. Im Rahmen der StrEG-Novelle 1994 wurden die Vergütungssätze angehoben und sorgten schließlich für einen Anlagenzubau, so dass eine gewisse Marktdynamik – ein erster Aufbruch – zustande kam.[6] Diese Anlagen waren ganz überwiegend Hofbiogasanlagen im kleinen Leistungsbereich, die vornehmlich mit Gülle und hofeigenen organischen Reststoffen beschickt wurden. Als die Mitvergärung fester organischer Biomasse oder organischer Abfälle (Kofermentation[7]) eine höhere Wirtschaftlichkeit versprach, entwickelte sich auch die Fermentationstechnologie ab Mitte der 1990er Jahre in dieser Richtung weiter. Zunehmend interessierten sich auch die konventionellen Landwirtschaft für Biogaserzeugung und Verstromung. Ein Hindernis für die Expansion war es, dass die Forschung im Biogassektor kaum Schnittstellen mit der landwirtschaftlichen Anwendungspraxis aufwies. Dies stand einer schnellen Verbreitung der Erkenntnisse entgegen. Der fachliche, anwendungsbezogene Erfahrungsaustausch wurde maßgeblich durch die Gründung des Fachverbandes Biogas ermöglicht.

Nach der Wiedervereinigung Deutschlands wurde im Rahmen des BMFT-Forschungsprogramms „Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und -verwertung“ eine Reihe von Biogas-Großprojekten gefördert. Ziel war es, die negativen Umweltwirkungen der großmaßstäblichen Gülleproduktion und -lagerung[8] in Ostdeutschland zu reduzieren. Diese Projekte stellten unter Beweis, dass die Biogaserzeugung in größerem Maßstab funktionierte. Im Zusammenhang mit der einsetzenden Förderung nachwachsender Rohstoffe in der Landwirtschaft (Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe), das zunächst auf eine stoffliche Verwertung ausgerichtet war, nahm aber auch das Interesse des landwirtschaftlichen Sektors an der energetischen Verwertung (Biogaserzeugung und -verstromung) sukzessive zu.

Einzelpersonen, die sich in Forschungsprojekten oder durch „Learning by doing“ das nötige Know-how angeeignet hatten, machten sich als Unternehmensgründer mit Planung und Bau von Biogasanlagen der kleinen und mittleren Leistungsklasse selbständig. Auch hier etablierten sich Unternehmen, die angesichts der steigenden Nachfrage schnell wuchsen.

---

5 Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

6 Die StrEG-Novellen 1996 und 1998 entwickelten in der Konstellation keine treibende Kraft.

7 Vgl. Technikglossar

8 Methanemissionen; Ammoniakschäden.

Wichtigstes Aushängeschild der Unternehmen waren erfolgreich realisierte und wirtschaftlich arbeitende Hofbiogasanlagen – Empfehlungen verbreiteten sich durch „Mundpropaganda“ unter den vornehmlich landwirtschaftlichen Anwendern.

Verstärkter Aufbruch 2000 bis 2004: Die Verabschiedung des EEG 2000 markiert den Übergang von der Aufbruchphase in eine Phase zunehmender Marktrelevanz. Mit der zunehmenden Marktrelevanz nahm die öffentliche Wahrnehmung dieser Form der Stromerzeugung zu; sie war zunächst positiv besetzt.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2000 hatte die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch erhöhte, vor allem aber langfristig garantierte Vergütungssätze beträchtlich verbessert. In diesem Zeitraum vervierfachten sich die Anlagenzahlen. Weitere Anlagenbau-Unternehmen, die eine individuelle, standortbezogene Planung und Genehmigung „schlüsselfertiger Anlagen“ anboten, gründeten sich. Das Leistungsangebot erweiterte sich um Dienstleistungen zur Inbetriebnahme der Anlagen bis hin zur Prozesssteuerung und Überwachung. Damit setzte eine zunehmende Professionalisierung der Branche ein. Im Landwirtschaftssektor trug die GAP-Reform[9] zur Umorientierung der Landwirte bei: Die befürchteten Einkommensminderungen erhöhten die Bereitschaft unter den Landwirten, einen Teil ihres Betriebseinkommens durch Biogaserzeugung und -verstromung zu erwirtschaften.

Möglichkeiten, die Gasausbeute zu erhöhen, bestanden sowohl durch Beimischung anderer organischer Reststoffe oder durch Substitution der Gülle mit anderen energiereichen Gärsubstraten[10] (Gras, Mais). Die Verfügbarkeit geeigneter Gärsubstrate stellte sich jedoch als limitierender Faktor dar. Es zeichnete sich ab, dass ein nennenswerter Zuwachs der Stromerzeugung aus Biogas nur zu erzielen war, wenn vermehrt pflanzliche Biomasse als Gärsubstrate verfügbar gemacht werden konnte. Angesichts sinkender Nahrungsmittelpreise ergaben sich zeitweilig Interessensüberschneidungen zwischen der Förderung erneuerbarer Energien des Bundesumweltministeriums[11] und der Erschließung neuer Absatzmärkte für die Biomasseproduktion in der Landwirtschaft. In dieser Phase war die vorgesehene Vergütung im EEG allerdings noch zu gering bemessen, als dass sie eine nennenswerte Mobilisierung zusätzlicher Gärsubstrate bewirkt hätte: Sie deckte die Anbau-, Ernte- und Transportkosten kaum ab. Die Technikentwicklung bekam durch die Erweiterung des Substratspektrums neue Impulse. Neben der Weiterentwicklung von Kofermentationstechnologien verlegte sich die Forschung auf die Entwicklung von Trockenfermentationsverfahren. Mit diesen Verfahren sollten Substrate mit hohen Trockensubstanzanteilen effektiver fermentiert werden können.

Boom 2004 bis 2006: *Das* neu gefasste EEG 2004 induzierte zwischen 2004 und Ende 2006 einen *Boom* der Biogasanlagenzahlen. Landwirtschaftsressort und Bundesumwelt-

---

[9] Grundlegende Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP-Reform der EU), verabschiedet am 26.06.2003. Sie bewirkte eine Umstellung der produktbezogenen Subventionierung auf eine flächenbezogene Förderstruktur.

[10] Vgl. Technikglossar

[11] Die genauen Ressortbezeichnungen der im Bericht genannten Ministerien finden sich im Anhang (Ressortverzeichnis).

ministerium hatten sich für die Erweiterung der Einspeisevergütung um ein Bonussystem[12] eingesetzt. Der Bonus für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe als Vergärungssubstrat (NawaRo-Bonus) reizte deren Nutzung (hier v. a. Mais) zur Biogaserzeugung an. Bei fortgesetzt sinkenden Agrarpreisen war die energetische Verwertung für die Landwirte sogar lukrativer als Maisanbau für die Futter- und Nahrungsmittelproduktion. Die Biogaserzeugung wurde zunehmend zu einem zusätzlichen wirtschaftlichen Standbein – sei es durch Erzeugung und Verkauf der Vergärungssubstrate, sei es durch Biogaserzeugung und –verstromung auf dem Hof.

Der Energiepflanzenanbau expandierte. In den viehhaltungsintensiven Regionen trat die energetische Verwertung in Konkurrenz mit der Verwertung der Pflanzen als Futter- und Nahrungsmittel. Die schlug sich auch in einer zunehmenden Flächenkonkurrenz nieder. Die Wiederaufnahme der Bewirtschaftung stillgelegter Flächen bzw. die Intensivierung der Bewirtschaftung durch Umstellung auf Energiepflanzenanbau (Maisanbau) leitete einen Intensivierungsschub der Landbewirtschaftung ein. Der lukrative Maisanbau führte zur Verdrängung anderer Nutzungsformen und lief angesichts der damit einhergehenden Beanspruchung von Boden und Wasserhaushalt sowie der Monotonisierung des Landschaftsbildes den Zielen des Natur- und Landschaftsschutzes zuwider. Vertreter der Umwelt- und Naturschutzverbände beurteilten die Bioenergienutzung zunehmend kritisch. Die Möglichkeiten der Steuerung des Anbaus sowie der Aufrechterhaltung von gesellschaftlicher Akzeptanz (Umwelt- und Sozialverträglichkeit) waren begrenzt. Damit prallten die energiepolitischen Ziele der Förderung erneuerbarer Energien, der Stabilisierung der Landwirtschaft im ländlichen Raum durch Nutzung nachwachsender Rohstoffe und des Biodiversitäts- und Ressourcenschutzes aufeinander. Die zunehmende Zahl von immer größeren Biogasanlagen führte zu wachsendem „Energiepflanzenbedarf“. Die damit verbundenen sichtbaren Landschaftsveränderungen sowie Zweifel an der Betriebssicherheit von Biogasanlagen ließen die Akzeptanz der Öffentlichkeit sinken.

Die Biogasunternehmen profitierten von der Entwicklung, der Wachstums und Professionalisierungsprozess der Biogasbranche setzte sich fort. Einzelne Anbieter spezialisierten sich auf Großanlagen industriellen Maßstabs. Da die leistungsgestaffelte Vergütung und die 2004 eingeführte baurechtliche Privilegierung Anlagen bis 500 kW begünstigten, entstanden Großanlagen in Form von so genannten Biogasparks.

Mit der Energiewirtschaftsgesetz-Novelle (EnWG[13]) gelang 2005 erstmals ein Vorstoß in Richtung Biogaseinspeisung in das Gasnetz.[14] Damit erweiterten sich die energetischen Verwertungsmöglichkeiten von Biogas. Durch die zusätzlich anfallenden Aufbereitungs- und Einspeisekosten war die Einspeisung meist unwirtschaftlich, so dass dieser Absatzmarkt für Biogas zunächst noch verschlossen blieb.

---

[12] Zusätzlich zu einer Grundvergütung war – sofern die Voraussetzungen erfüllt waren – ein Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus, ein NawaRo-Bonus (vgl. Technikglossar) sowie ein Technologie-Bonus vorgesehen. Die Summe der Boni erhöhte die Grundvergütung beträchtlich.

[13] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[14] Gaseinspeisung: vgl. Technikglossar

Knick der Zubauraten 2007 bis Mitte 2008: *A*b Mitte 2007 verzeichneten die Zubauraten einen deutlichen *Knick*. Auslöser war zum einen die Preisentwicklung der NawaRo-Substrate, die sich – angetrieben durch Preissteigerungen auf dem Nahrungsmittelmarkt – ebenfalls erheblich verteuert hatten. Vielerorts war ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen mit hohen Anteilen nachwachsender Rohstoffe nicht mehr möglich. Hinzu kam eine zunehmend kritische Berichterstattung über die Bioenergieproduktion, insbesondere über die Konkurrenz der Biospriterzeugung zur Nahrungsmittelproduktion. Davon blieb auch die Biogaslinie nicht verschont: In Fachkreisen wurde die Effizienz der Biogaserzeugung sowie deren CO_2-Bilanz kritisch hinterfragt. Wenn der Beitrag zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung begrenzt sei, wäre eine starke Förderung mittels EEG nicht gerechtfertigt.

Diese Diskussion begeleitete die Vorbereitungen zur Neufassung des EEG 2009 und führten zu einer gewissen Verunsicherung der Branche. Würde die Verstromung von Biogas weiterhin gute Konditionen – eine kostendeckende Vergütung – auch angesichts steigender Erzeugungskosten erhalten? Eine grundlegende Kurskorrektur schien aufgrund der sich vielfach überlagernden bzw. konfligierenden „Interessen nicht durchsetzbar. Deutlich wurde aber, dass die Landwirtschaft ihr massives Interesse an der Förderung der verschiedenen Bioenergielinien – darunter auch Biogas – im Novellierungsprozess geltend machen würde.

Wiederbelebung ab Mitte 2008: Als im Juni 2008 Mit der Verabschiedung des EEG 2009 die Bedingungen für die Biogasverstromung mit kleinen Korrekturen bestätigt waren, trat noch im zweiten Halbjahr 2008 eine gewisse *Wiederbelebung des Marktes* ein. Das Vergütungssystem sah eine gewisse Umsteuerung auf eine effektivere Reststoffverwertung und die Erschließung des Güllepotenzials in den landwirtschaftlichen Betrieben vor. Es zielte damit auf eine Abschwächung der Nachfrage nach NawaRo-Substraten und damit verbundene Konkurrenzen. Bonuszahlungen für kleine Anlagen bis 500 kW_{el} signalisierten eine Abkehr von der Förderung industrieller Großanlagen. Für Konflikte sorgte allerdings der klar gestellte Anlagenbegriff, der dazu führte, dass Biogasparks mit einer modularen 500 kW_{el}-Block-Bauweise nicht (mehr) in den Genuss erhöhter Boni kamen.

Die 2008 verabschiedete Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV[15]) bot neuen Chancen für die Biogaseinspeisung. Allerdings ist die Biogaseinspeisung aufgrund der notwendigen Aufbereitungskosten – wenn überhaupt – weiterhin nur für Großanlagen wirtschaftlich. Die Teile der Biogasbranche, die mit industriellen Biogasanlagen auf die Einspeisung setzten, waren auch durch das Ziel der Bundesregierung, bis 2030 10 % des Erdgases durch Biomethan zu ersetzen, optimistisch gestimmt. „Grünes Gas“ anbieten zu können, bedeutete für Gasnetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen einen Imagegewinn. Ihr Interesse liegt in der direkten Vermarktung des Gases an die einzelnen Haushalte, wobei sich an den bestehenden Strukturen kaum etwas ändern müsste. Das Bundesumweltministerium intendiert hingegen die Verwertung des Biomethans in „semizentralen“ Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Gasnetzbetreiber und Hersteller von Heizungsanalgen sehen darin eine Einschränkung der „Technologiefreiheit“ bei der Förderung. Hier zeichnet sich ein weiterer Interessenskonflikt ab. Die aktuellen Entwicklungen teilen die Biogas-

[15] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

branche in zwei Interessengruppen, von denen die eine dem Typus der Hofbiogasanlage verhaftet ist und die andere den Weg in die großmaßstäbliche, industrielle Produktion sucht.

1.3.2 Charakteristika und Besonderheiten

In der Pionierphase der Entwicklung galt die Biogaserzeugung eher als „Low-tech-Bereich". Die Technologie galt Forschungslandschaft der 1970er und 1980er Jahre eher als Randthema, dem sich ein überschaubarer Kreis von Wissenschaftlern der landwirtschaftlichen Forschungsanstalten, außeruniversitärer Forschungseinrichtungen und einiger Universitäten widmete.

Das Image der Biogaserzeugung war zunächst durch die Gülle*verwertung* geprägt, d. h. zu Beginn lag der Fokus nicht auf der Energiegewinnung. Der Kreis der beteiligten Akteure, zunächst auf die Landwirtschaft begrenzt, erweiterte sich in den 1990er Jahren um die Abfallwirtschaft und – mit zunehmender Anlagengröße und energiewirtschaftlicher Relevanz – schließlich um industrielle Anlagenbetreiber und Energieversorgungsunternehmen.

Die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes führte zu einer ersten Erweiterung des technischen Spektrums um Blockheizkraftwerkstechnologien. Die Möglichkeit, Gas in das Netz einzuspeisen, erweiterte das Spektrum der angewandten Technologien um Gasaufbereitungstechnologien.

Das am Ausbau der Biogaserzeugung interessierte Akteursnetzwerk aus Forschung, Unternehmen der Branche und landwirtschaftlichen Anwendern basierte bis Ende der 1990er Jahre weitgehend auf persönlichen Kontakten. Kennzeichnend für die Entwicklung anwendungsreifer Verfahren und passender Anlagenkomponenten ist, dass diese weitgehend den Herstellern und Anlagenbauern überlassen war. Der Einfluss der Forschung war begrenzt. Seit Beginn der Entwicklung überwiegen Verfahren der Nassfermentation[16], wobei in Abhängigkeit von der Substratzusammensetzung und den betrieblichen Abläufen eine Vielzahl von Variationen entwickelt wurde. Der erfolgreiche Betrieb von Biogasanlagen ist und bleibt – anders als z. B. in der Photovoltaik-Sparte – stark anwenderabhängig.

Die Herausforderungen bezüglich der verfahrenstechnischen Steuerung des Fermentationsprozesses wurden unterschätzt. Dies führte zu einem Rückstand hinsichtlich der Optimierung der Gasausbeute. Da auch die Wirkungsgrade bei der Umwandlung von Biogas in Strom begrenzt sind, ist die Stromerzeugung aus Biogas nach wie vor teuer. Ein mit dem Windsektor vergleichbarer Kostendegressionseffekt konnte bisher nicht realisiert werden, da die die Abhängigkeit von Substratpreisen sehr groß ist.

Stärker als alle anderen Technologien ist die Stromerzeugung aus Biogas dem landwirtschaftlichen Sektor – sowohl im Hinblick auf die Substratbereitstellung als auch im Hinblick auf die Biogaserzeugung und -nutzung – verhaftet. Stärker als in den andern Sparten spielt daher das Interesse der Landwirtschaft am Anbau nachwachsender Rohstoffe sowie an der

[16] Fermentationsverfahren: vgl. Technikglossar, Stichwort Biogasanlage.

Sicherung der ländlichen Entwicklung in die Ausgestaltung der Steuerungsimpulse (Förderung; Vergütungsregelungen) hinein.[17]

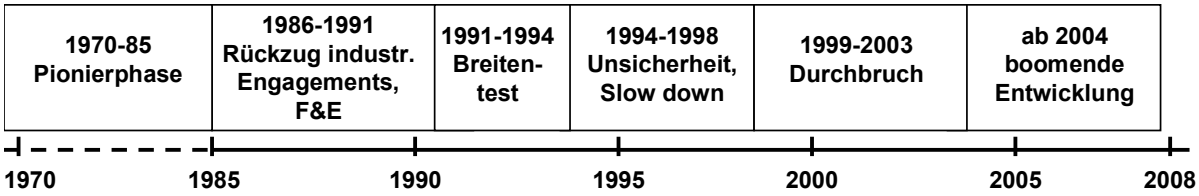
Auch im Biogassektor treten auf örtlicher und regionaler Ebene Konflikte auf. Anders als bei den anderen Energiesparten werden die Konflikte nicht nur durch die zunehmende Dichte an Biogasanlagenstandorten, sondern zusätzlich durch die flächenbeanspruchende Substratproduktion (v. a. Maisanbau) hervorgerufen. Das Auftreten von Flächen- und Nutzungs- bzw. Verwertungskonkurrenzen ist im Biogassektor besonders stark ausgeprägt. Möglichkeiten der Steuerung sind jedoch begrenzt.

Umwelteffekte des Energiepflanzenanbaus für Biogas- und Biokraftstoffproduktion wirken kumulativ und sind in der öffentlichen Wahrnehmung nicht immer eindeutig zu differenzieren. Der Biogassektor ist als einer von mehreren Bioenergielinien zum einen einer starken Konkurrenz ausgesetzt. Zum anderen steht er vor dem Problem, dass negative Effekte der anderen Bioenergielinien (v. a. Biokraftstoffe) auf ihn zurückschlagen.

1.4 Innovationsbiographie der solaren Stromerzeugung

Der Prozess der Photovoltaik-Entwicklung seit Mitte der 1970er Jahre wurde in die folgenden Phasen eingeteilt:

Entwicklung der Photovoltaik



1.4.1 Phasen des Innovationsverlaufs

Pionierphase 1970 bis 1985: Zu Beginn des betrachteten Zeitraums bildeten die beiden Ölpreiskrisen der 1970er Jahre sowie die Erkenntnis der „Grenzen des Wachstums“ zentrale Kontextfaktoren für die Entwicklung der Photovoltaik (PV). Die erste Phase der Innovationsbiographie war durch die Suche nach energiewirtschaftlichen Alternativen geprägt. Deutschland setzte vor allem auf den Ausbau der Kernenergie, die Investitionen in alternative Technologien waren vergleichsweise gering.

Vorreiterländer wie die USA und Australien trafen jedoch Entscheidungen, die ein weltweit steigendes Interesse an der Photovoltaik zur Folge hatten. Mit dem Einsetzen der staatlichen Forschungsförderung in Deutschland zeigt sich das beginnende staatliche Interesse an der Stromerzeugung mit der PV-Technologie. Unterstützt durch das erste vom Bundesforschungsministerium aufgelegte Energieforschungsprogramm erforschten etablierte

[17] Kritiker sprechen von einer „Quer-Subventionierung“ des Landwirtschaftssektors durch die EEG-Vergütungen.

Industriekonzerne und Forschungseinrichtungen mit einem im Vergleich zu vorangehenden Jahren hohen Mitteleinsatz unterschiedliche Anwendungen der noch jungen Technologie. Bis 1984 waren im Prinzip alle bedeutenden Aspekte und Bauprinzipien der Photovoltaik bekannt (monokristalline SI-Solarzellen sowie drei Dünnschichttechnologien mit industriellem Potenzial: Amorphes Silizium (a-Si), Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Sulfit (CIS).[18] Die Forschungsaktivitäten fokussierten insbesondere auf eine Verbesserung der Basismaterialien für alle Komponenten der Fertigungskette. Darüber hinaus wurden Demonstrationsvorhaben, wie zum Beispiel das damals mit 300 kWp weitweit größte Solarkraftwerk in Pellworm, sowie die Anwendung der PV in Kleingeräten gefördert.

Zentrale Akteure für die PV-Entwicklung in Deutschland waren in dieser Zeit große Industrieunternehmen wie AEG und Siemens. Allerdings hatten diese Unternehmen sehr hohe Erwartungen an kurzfristige Nutzungsmöglichkeiten der Photovoltaik – man wähnte die Industrialisierung der neuen Technologie schon in Reichweite. Aus Kostenentwicklungskurven wurde die Hoffnung gezogen, dass die PV rasch das Stadium der Wirtschaftlichkeit erlangt. Jedoch existierte wegen der hohen Anlagenpreise hierfür noch kein ausreichendes Marktvolumen.

***Rückzug industriellen Engagements sowie F & E 1985 bis 1991**:* Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl und auch der Bericht der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ entwickelten in der zweiten Phase der Photovoltaik-Entwicklung einen Druck, die Probleme des etablierten Energieversorgungssystems zu lösen. Mit dem Photovoltaik-Kraftwerk in Pellworm konnten die Potenziale der Technologie demonstriert werden. Allerdings wurden die hohen Erwartungen der Industrie in eine schnelle Leistungssteigerung der Technologie enttäuscht und das industrielle Engagement stagnierte, einige Unternehmen gaben die Entwicklung photovoltaischer Technologie auf. Der Rückgang des industriellen Engagements bremste die Entwicklung.

Vor diesem Hintergrund stieg der staatliche Handlungsdruck. Forschungsmittel wurden deutlich aufgestockt und Kooperationen zwischen Politik, Unternehmen und Forschungseinrichtungen wurden verstärkt und institutionalisiert. Es wurden neue Forschungseinrichtungen aufgebaut und bestehende besser ausgestattet. Die Forschungsszene generierte Wissen über die Anwendungsmöglichkeiten von Solarzellen und unterstützte damit eine solide Produktentwicklung für viele Anwendungen. Gestützt wurde die Entwicklung durch die Institutionalisierung von Verbänden: Engagierte Bürger gründeten den Solarverband und Fördervereine, ein nationaler Industrieverband und der internationale Verband EUROSOLAR wurden ins Leben gerufen und vertraten die Interessen der Branche auf nationaler und internationaler Ebene.

In der zweiten Hälfte der 1980er Jahre wurden die ersten netzgekoppelten Anlagen auf Wohnhäusern installiert. In dieser Zeit wurde deutlich, dass eine Netzkopplung der Anlagen Vorraussetzung für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland war.

---

[18] Solarzelle (kristallin) und Solarzelle (Dünnschicht): vgl. Technikglossar

Breitentest 1991 bis 1994: In der dritten Phase war das 1.000-Dächer-Programm die zentrale treibende Kraft. Dieses Forschungsprogramm wurde vielfach als die beginnende Markteinführung der Photovoltaik in Deutschland betrachtet und führte, gekoppelt mit dem Stromeinspeisungsgesetz, zu einem ersten deutlichen Aufschwung in der Entwicklung und Diffusion von PV-Anlagen. Das 1.000-Dächer-Programm wurde inspiriert durch ausländische Impulse (Schweizer 333 x 3 kWp-Programm) und ging aus einem parlamentarischen Beschluss hervor, der vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl mehr Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien forderte. Die spezifischen Stromerzeugungskosten der PV waren in dieser Phase noch sehr hoch – deutlich über 1 Euro pro kWh. Das Bund-Länder-Programm trug zur Effizienzsteigerung bei. Es forcierte auch die Weiterentwicklung der Wechselrichtertechnologie[19], wodurch Verluste bei der Frequenzumwandlung und Ausfallquoten stark reduziert werden konnten.

Das Programm bezog Privathaushalte in die Energieerzeugung ein und belebte neben der industriellen auch die außerindustriellen Forschung, die in dieser Phase ein breites Feld von Forschungsgegenständen untersuchte: Materialentwicklung, Systemtechnik, Fertigungstechniken sowie die parallele Erforschung unterschiedlicher Technologievariationen. Vernetzungs- und Institutionalisierungsbestrebungen in der Forschungsszene führten 1990 zum Zusammenschluss aller relevanten Forschungseinrichtungen im „Forschungsverbund Sonnenenergie“[20] – ein bedeutsamer Meilenstein der Entwicklung. Erfolge in der inkrementellen Technikentwicklung sowie weitere Steuerungsimpulse (Förderprogramme der Bundesländer, Forschungsförderung) beflügelten das Fortschreiten des Innovationsprozesses.

Unsicherheit und Slow down 1994 bis 1998: Nach der hoffnungsvollen Phase Anfang der 1990er Jahre wurde das 1.000-Dächer-Programm nicht fortgeführt, es gab auch keinen Anschluss an dieses Programm in Form eines Markteinführungsprogramms. Es entstand eine hohe Unsicherheit bezüglich der weiteren Entwicklung und Förderung. Die Folge war ein sich abschwächendes Marktwachstum der Photovoltaik in den Jahren der vierten Phase.

Das Know-how im Bereich der Photovoltaik war in Deutschland bereits weit fortgeschritten. Deutsche Forschungseinrichtungen waren führend in der PV-Forschung, aber die Nachfrage nach PV-Modulen nahm stark ab. Das Ausbleiben eines Anschlussprogramms an das 1.000-Dächer-Programm war eine herbe Ernüchterung insbesondere für die jungen Unternehmen der Branche. Auch größere Unternehmen schränkten ihr Engagement stark ein oder gaben es ganz auf. Es existierte keine konsistente Strategie des Bundes zum Ausbau der Photovoltaik in Deutschland.

Jedoch konnte diese kritische Phase durch Initiativen auf kommunaler Ebene und auf Ebene der Bundesländer in Verknüpfung mit privaten Investitionen überbrückt werden. Ca. 40 Gemeinden gewährten eine kostendeckende Vergütung für Strom aus Photovoltaik. Das Konzept der kostendeckenden Vergütung, entwickelt vom Aachener Förderverein SFV und als „Aachener Modell“ bekannt – erwies sich als rettend und richtungsweisend. Das Konzept

---

[19] Vgl. Technikglossar

[20] Seit 2009: ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)

der kostendeckenden Vergütung sowie Förderprogramme in mehreren Bundesländern überbrückten einen Zeitraum von ca. vier Jahren, bevor mit dem Regierungswechsel im Jahr 1998 ein vielfach gefordertes Markteinführungsprogramm verabschiedet werden konnte.

Die positiven und gut dokumentierten Erfahrungen aus dem 1.000-Dächer-Programm sorgten dafür, dass die Banken weiterhin Kredite an Investoren vergaben. Initiativen von Einzelpersonen, die Installierung von PV-Gemeinschaftsanlagen sowie Aktivitäten von Verbänden und Bundesländern (insb. Nordrhein-Westfalen und Bayern) halfen die Situation zu entschärfen. Das sichtbare Potenzial der solaren Stromerzeugung, erwartete Märkte im Ausland und die Möglichkeiten der „New Economy“ trugen dazu bei, dass sich einige Hersteller- und Betreiberunternehmen in dieser Phase neu gründeten, obwohl die nationalen Förderbedingungen ungünstig waren.

Durchbruch 1999 bis 2003: In der anschließenden fünften Phase bewirkten Steuerungsimpulse der neuen rot-grünen Bundesregierung einen deutlichen Aufschwung in der Entwicklung der Photovoltaik. Zentrale treibende Kraft war zum einen das vielfach geforderte und von der neuen Regierung umgesetzte 100.000-Dächer-Programm, welches wiederum auf ein japanisches Vorbild zurückging (Residentual-Programme). Zum anderen wurden mit der Verabschiedung des EEG 2000 durch den Bundestag, unterstützt durch ein massives Engagement des Bundesumweltministeriums, verlässliche und langfristige Rahmenbedingungen für die Photovoltaik geschaffen. Begünstigend für die Progression der PV wirkten zudem der internationale Klimaschutzprozess, weitere Vorreiterländer (z. B. USA), der Wechsel der Ressortzuständigkeit für erneuerbare Energien ins Bundesumweltministerium im Jahr 2002, ein gesellschaftlicher Bewusstseinswandel im Hinblick auf die Risiken des Treibhauseffektes sowie Bestrebungen auf EU-Ebene zur Marktliberalisierung und zur Förderung der erneuerbaren Energien.

In dieser Phase konnten technologische Fortschritte auf allen Ebenen der Prozesskette erreicht werden. Mit dem Aufbau einer Massenfertigung begannen wirksame Industrialisierungsprozesse, durch die eine deutliche Reduktion der Herstellungskosten erreicht wurde. Die Zahl der in der Solarbranche Beschäftigten stieg von 2.500 im Jahr 1999 auf ca. 6.500 im Jahr 2003, die jährliche Produktionsleistung stieg von 6 auf knapp 100 MWp.

Neben umwelt- und klimapolitischen Zielen spielten nun industriepolitische Ziele eine wachsende Rolle für die Förderung. Allerdings zeigten sich nun auch nicht-intendierte Effekte der Entwicklung. Aufgrund der hohen Nachfrage und nur begrenzter Fertigungskapazitäten stiegen die Preise für PV-Module. Vertreter des Denkmalschutzes kritisierten PV-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden. Und Natur- und Landschaftsschützer äußerten Bedenken gegenüber Freiflächenanlagen wegen möglicher negativer Umweltauswirkungen.

Boomende Entwicklung ab 2004: Die Neufassung des EEG im Jahr 2004 spielte in der sechsten Phase eine zentrale Rolle, sie löste nach dem Auslaufen des 100.000-Dächer-Programms einen regelrechten Entwicklungsboom der Photovoltaik aus. Für die Photovoltaik kam vor dem Inkrafttreten der EEG-Neufassung bereits ein Vorschaltgesetz zum Tragen. Es schaffte im Vorgriff auf die EEG-Neufassung verbesserte Bedingungen für die Vergütung von Solarstrom. Die Installation von Photovoltaik-Anlagen auf Bauwerken bzw. von bauwerksintegrierten Anlagen bekam eindeutig Vorrang gegenüber Freiflächeninstallationen, indem für Freiflächenanlagen eine geringere Vergütung vorgesehen und die Errichtung auf Versiegelungs- und Konversionsflächen bzw. dafür ausgewiesenes Ackerland begrenzt wurde.

Der Branchenumsatz stieg seit 2003 von rund 500 Mio. Euro auf rund 7 Mrd. Euro im Jahr 2008. Die Zahl der Beschäftigten stieg von etwa 6.500 auf ca. 48.000 im gleichen Zeitraum. Die Hälfte dieser Arbeitsplätze entstand im Handwerk, von dem die Anlagen montiert werden. Die Produktionsleistung aller Zelltypen zusammen stieg von rund 100 MW auf rund 1.400 MW. Zwar sanken die Produktionskosten der Solarmodule, der Boom stellte jedoch die deutschen PV-Hersteller vor die Herausforderung, sowohl in der Materialherstellung als auch in der Modulfertigung mit der Nachfrage Schritt zu halten. Trotz der sinkenden Produktionskosten stiegen die Modulpreise aufgrund der durch das EEG induzierten hohen Nachfrage. Mit der abermaligen Neufassung des EEG 2009 wurde eine Herabsetzung der Vergütung um 8 bis 10 % pro Jahr festgelegt, da sich gezeigt hatte, dass die jährliche Kostendegression bei den Unternehmen statt der im EEG 2000 und 2004 angenommenen 5 % zum Teil deutlich über 10 % lag.

In dieser Phase erhielt die Nutzung von Freiflächen für die Aufstellung von großflächigen PV-Anlagen zunehmend öffentliche Aufmerksamkeit. Die Beschränkung auf naturschutzfachlich unbedenkliche Standorte (u. a. durch die Regionalplanung) soll nun einen Akzeptanzverlust dieser in der Bevölkerung bislang breit befürworteten Technologie verhindern.

1.4.2 Charakteristika und Besonderheiten

Innovative Aktivitäten im Bereich der Photovoltaik werden in der Regel in den „high-tech"-Bereich eingestuft. Es existieren unterschiedliche Technologielinien nebeneinander (kristallines Silizium und mehrere Dünnschichttechnologien). Diese Komplexität unterscheidet die PV etwa von der Windenergietechnologie. Prägend für die Photovoltaik sind auch die hohen kommerziellen und energiepolitischen Erwartungen, die an diese Technologie gestellt werden, obwohl die Stromgestehungskosten noch immer sehr hoch sind. Es bestehen enge internationale Verflechtungen im PV-Markt.

Die Photovoltaik-Technologie ist gekennzeichnet durch eine Vielzahl technischer Komponenten und mehrere Verarbeitungsstufen bis hin zum in der Praxis einsetzbaren Modul. Charakteristisch für die Photovoltaik ist zudem eine hohe Pluralität der beteiligten Akteure. Diese reichen von den Silizium-Produzenten, Wafer- und Zellenherstellern, Projektplanern, Handwerkern, Architekten, Hausbesitzern, Bauunternehmern bis zu den Installateuren. In dieser Sparte der erneuerbaren Energien ist eine bemerkenswerte Koexistenz professioneller und nicht-professioneller (privater) Akteure festzustellen. So besteht das Akteursnetzwerk auf lokaler Ebene vor allem aus Handwerkern – Installateuren und Elektrikern – Architekten, Energieberatern, Nutzern (Gebäudeeigentümer) sowie Vertretern von Solarvereinen und Kommunalverwaltungen, die die Nutzung solar erzeugter Energie vorantreiben wollen.

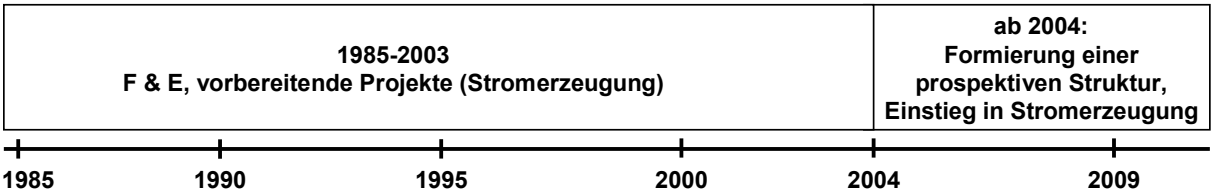
Alternativ zur dezentralen Nutzung der Photovoltaik auf Gebäuden werden 7-8 % der Anlagenleistung als Freiflächenanlagen installiert, deren gesellschaftliche Akzeptanz jedoch deutlich geringer ist. Gebäudegebundene Anlagen sind gegenüber Freiflächenanlagen zwar teurer, aber aufgrund der geringen Sichtbarkeit und Beeinträchtigung des Landschaftsbildes auch weniger konfliktträchtig. Lediglich Vertreter des Denkmalschutzes bewerteten Photovoltaik-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden kritisch. Gegenwärtig besteht ein sehr hohes, bisher ungenutztes Potenzial an Dachflächen, deren Nutzbarmachung nicht nur Akzeptanz, sondern darüber hinaus gehend auch eine Aktivierung der Akteure erfordert.

Somit spielt im Bereich der Photovoltaik trotz zunehmender Professionalisierung die Zivilgesellschaft für den Innovationsprozess eine bedeutsame Rolle: Bürgersolarinitiativen, Verbände, der Solarverein, private Anwender und Investoren bildeten ein wichtiges Fundament der Entwicklung.

1.5 Innovationsbiographie der geothermischen Stromerzeugung

Der Innovationsprozess der Nutzung der Erdwärme in großen Tiefen (Tiefengeothermie) für die Stromerzeugung, der in den 1970er Jahren einsetzte, gliedert sich in zwei Phasen, von denen die erste vorbereitende Phase zu großen Teilen vor dem eigentlichen Betrachtungszeitraum liegt.

Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung



1.5.1 Phasen des Innovationsverlaufs

F & E (Forschung und Entwicklung) und vorbereitende Projekte zwischen 1985 und 2003: Zu den wesentlichen Impulsen und Einflussfaktoren im Innovationsprozess gehörte das erhebliche Interesse an einer geothermischen Wärmeversorgung. Diese sollte mit Stromerzeugung gekoppelt werden. Vor der Wiedervereinigung Deutschlands wurde das Geothermie-Potenzial (Tiefengeothermie) in der DDR flächendeckend sondiert und die DDR-Regierung hatte bereits ein gezieltes Programm zum Aufbau einer geothermischen Wärmeversorgung in einigen ausgewählten Städten aufgelegt. Nach der Wende verfolgten die derzeit etablierten Energieversorgungskonzerne das Programm jedoch nicht weiter, sie bevorzugten eine flächendeckende Erdgasversorgung. Auch das *politische* Interesse an geothermischer Stromerzeugung im wiedervereinigten Deutschland war gering.

So setzte das Bundesforschungsministerium die Forschungsförderung zunächst mit begrenztem Einsatz fort. Das in der DDR festgestellte hohe Potenzial der Erdwärme für die Energieversorgung hatte jedoch, ebenso wie die ersten Potenzialstudien nach der Wiedervereinigung, eine motivierende Wirkung auf die Forschung. Viele Forscher aus dem Bereich der Geothermie waren von einem hohen Potenzial der Technologie geothermischer Strom- und Wärmeerzeugung überzeugt – ihr Engagement wird durch die Gründung und Aktivitäten der Geothermischen Vereinigung verdeutlicht. Aufgrund der hohen Kosten, des Fündigkeitsrisikos und des geringen politischen Interesses konnte das Potenzial jedoch kaum genutzt werden.

Die Aktivitäten nach 1989 konzentrierten sich auf Forschung, Entwicklung und Erprobung der Technologie für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. Ziel war es, die Potenziale der Technologie zu sondieren, in die – zumindest seitens der staatlichen Akteure der Bundes-

republik – zunächst nur wenig Hoffnung gesetzt wurde. Im Mittelpunkt der staatlich geförderten Forschung stand das noch junge HDR-Verfahren[21], bei dem mit hydraulischen Stimulationsmaßnahmen Wasser in den Untergrund eingebracht und erwärmt wieder an die Oberfläche befördert wird.

Die Geothermie wurde 1991 nicht ins Stromeinspeisungsgesetz aufgenommen, so dass dieses Instrumentarium hier keine „treibende Kraft“ entwickeln konnte.

Formierung einer prospektiven Struktur ab 2004: Die zweite Phase der Innovationsbiographie der Geothermie ist gekennzeichnet durch ein deutlich gesteigertes politisches Interesse an der Technologie. Die Phase begann mit der Einführung einer gesetzlich verankerten Vergütung für Strom aus Geothermie im EEG 2000, die maßgeblich auf die neue Regierungskoalition, aber auch auf das Engagement des Bundesumweltministeriums zurückzuführen ist. Eine Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag von 2003 zu den Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland hat zu einer Aufwertung des Stellenwertes der Geothermie geführt, der ein hohes Energieversorgungspotenzial zugesprochen wurde. Auch setzte sich die Geothermische Vereinigung (GtV-BV) sehr für eine gesicherte Vergütung ein. In dieser Phase stiegen die Forschungsaufwendungen des Bundesumwelt-, Bundeswirtschafts- und des Bundesforschungsministeriums für Geothermie deutlich an. So soll zum Beispiel mit Hilfe eines geothermischen Informationssystems (online Atlas) für Deutschland die Projektierung geothermischer Anlagen verbessert und das Fündigkeitsrisiko verringert werden. Somit wurden erstmals erforderliche Rahmenbedingungen für die geothermische Stromerzeugung geschaffen.

Ab 2004 wurden die ersten Projekte zur geothermischen Elektrizitätserzeugung durch Forschungseinrichtungen, Unternehmen aus dem Bereich der Geothermie und Energieversorger umgesetzt. Aufgrund des hohen Bohrrisikos[22] und den hohen erforderlichen Investitionskosten für eine geothermische Tiefenbohrung konnte sich jedoch noch kein Markt für die Technologie in Deutschland entwickeln.

Ein Erdbeben in Basel, das von einer geothermischen Bohrung ausgelöst wurde, machte deutlich, dass derartige Ereignisse Ängste in der Bevölkerung auslösen und sich daher hemmend auf die Akzeptanz der Technologie und damit auf die weitere Innovationsentwicklung auswirken könnten, wenn die Öffentlichkeit nicht umfassend über mikroseismische Begleiterscheinungen aufgeklärt wird.

Hemmend wirkt sich auf die Entwicklung der Geothermie aus, dass die staatlichen Maßnahmen kaum an vorhandenen Motivationen ansetzen können – zentrale Akteure zur Umsetzung der Steuerungsimpulse sind große Energieversorger, Unternehmen aus den Bereichen der Hydrologie, Geologie und Messtechnik, Bohrunternehmen sowie Stadtwerke und Kommunen, die jedoch nur bedingt Interesse an einer geothermisch generierten Strom- und Wärmeerzeugung haben und das große Fündigkeitsrisiko scheuen. Das Interesse ist

---

[21] Das Hot-Dry-Rock (HDR)-Verfahren wird allgemein auch Enhanced Geothermal System (EGS) genannt, da die Gesteinsschichten in der Regel nicht trocken (dry) sind (vgl. Technikglossar).

[22] Fündigkeitsrisiko: vgl. Technikglossar

insbesondere auch dann gering, wenn die vorhandenen und intakten Infrastrukturen auf andere Energieträger ausgerichtet sind, wenn hohe Anfangsinvestitionen erforderlich sind (z. B. Bau von Wärmenetzen) und hohe Risiken (wie das Fündigkeitsrisiko) in Kauf genommen werden müssen. Es gibt nur wenige Interessengruppen, die von Geothermiekraftwerken profitieren – anders als etwa bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen, an denen eine große Zahl privater und gewerblicher Investoren Interesse haben.

1.5.2 Charakteristik und Besonderheiten

Der Innovationsprozess der Stromerzeugung aus Tiefenwärme steht noch am Anfang – das aktuelle Stadium ist noch als Forschungsstadium zu bezeichnen. Es sind nur wenige Akteure beteiligt, die vor allem aus außeruniversitären Forschungseinrichtungen, Bohrunternehmen und Anbietern von Spezialtechniken kommen. Impulsgeber für das Vorantreiben von Pilot- und Demonstrationsanlagen sind vor allem Forschungsakteure und Forschungsförderung. Über die Nutzung von Tiefengeothermie zur Stromerzeugung liegen bisher nur wenige praktische Erfahrungen vor. Das physikalische Potenzial geothermischer Wärme ist zwar sehr hoch, jedoch ist die Gewinnung der Tiefenwärme vergleichsweise risikoreich und teuer. Die bisherigen Pilotprojekte in Deutschland führten zunächst zu einer Ernüchterung, denn es besteht nach wie vor eine große Unsicherheit bzgl. der wirtschaftlich realisierbaren Potenziale. Erfahrungen mit einem kommerziellen Betrieb liegen noch nicht vor, die künftigen Erfahrungen mit den aktuell in Betrieb gehenden Anlagen sind daher zentral für die weitere Entwicklung.

Dennoch bildet sich in der Tiefengeothermie langsam ein internationaler Markt. Deutschland kann sich auf diesem Markt Vorteile verschaffen, weil hier mit dem HDR-Verfahren eine Technologie entwickelt wurde, die auch unter schwierigen geologischen Bedingungen funktionieren soll. Unternehmen anderer Länder wie zum Beispiel Island und Australien haben ein strategisches Interesse, dieses Feld in Ergänzung zur jeweils nationalen Expertise bei der Nutzung von oberflächennaher Geothermie frühzeitig zu besetzen.

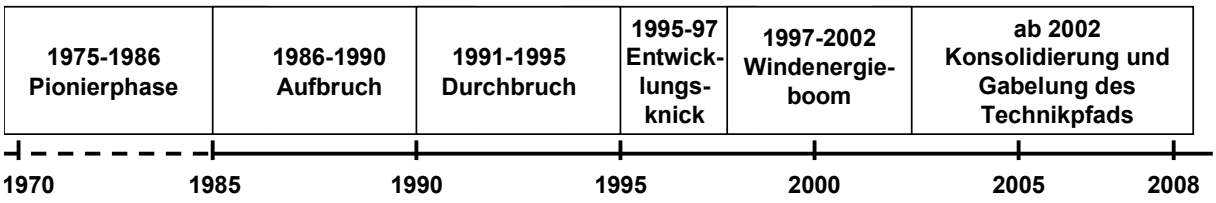
Ebenfalls kennzeichnend für die Geothermie ist die geringe öffentliche Aufmerksamkeit. Es gab bislang kaum Konkurrenzen mit anderen Nutzungen, diese scheinen aber zuzunehmen, da sich neuerdings die Stromwirtschaft für tiefe Aquifere interessiert und Bergrechte sichert, um dort möglicherweise abgeschiedenes CO_2 zu deponieren. Im Umfeld tiefengeothermischer Projekte können Akzeptanzprobleme aufgrund seismischer Reaktionen nach geothermischen Bohrungen auftreten.

Der Innovationsprozess der geothermischen Stromerzeugung steht noch ganz am Anfang. Der Stand dieser Technologie heute ist vergleichbar mit dem Stand der Photovoltaik-Technologie in den 1970er Jahren.

1.6 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Windenergie

Die Innovationsbiographie der Windenergie in Deutschland hat sechs Phasen durchlaufen:

Entwicklung der Windenergie



1.6.1 Phasen des Innovationsverlaufs

***Pionierphase Mitte der 1970er Jahre bis 1986*:** In der Pionierphase wurden in Deutschland zunächst zwei sehr unterschiedliche Pfade der Technologieentwicklung verfolgt. Seitens des Staates wurde vor allem die Großanlagenforschung unterstützt, ein Quantensprung in der Windtechnologieentwicklung sollte versucht werden. Grund war die Suche nach technischen Alternativen zur nuklearen und fossilen Energieversorgung. Der GROWIAN war ein prominentes Beispiel der Großanlagenforschung. Er wurde initiiert durch eine Allianz aus staatlichen Akteuren, Akteuren des etablierten Energieversorgungssektors und Wissenschaftlern. Der Versuch eines technologische Quantensprung scheiterte jedoch nach wenigen Jahren.

Demgegenüber entwickelten Pioniere – engagierte Ingenieure, Idealisten und Bastler – kleine Anlagen mit geringen Stromerzeugungskapazitäten. Diese Nische war zunächst deutlich vom konventionellen System der Energieversorgung isoliert. Ziel vieler der hier engagierten Akteure war eine „Energiewende“ hin zu einer umweltfreundlichen und dezentralen Energieerzeugung. Auch Landwirte, die in der Windenergie eine zusätzliche Einkommensquelle sahen oder sie zur Deckung des eigenen Strombedarfs nutzten, engagierten sich für die neue Technologie.

***Aufbruchphase 1986 bis 1990**:* Diese Phase wurde eingeleitet durch den Reaktorunfall in Tschernobyl. Dieses einschneidende Ereignis eröffnete neue energiepolitische Debatten. Auch machte der Brundtland-Bericht auf die Endlichkeit der fossilen Ressourcen aufmerksam. In dieser Phase gelangte Windenergie, so wie auch die Photovoltaik, auf die politische Agenda. Für beide Technologien wurden erste Förderprogramme aufgelegt, um die Potenziale[23] zu erkunden, aber es gab noch keine systematische Förderung. Während sich im Bereich der Photovoltaik jedoch die großen Industrieunternehmen aus der Forschung zurückzogen, weil sich ihre Erwartungen an eine schnelle Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung nicht erfüllten, wurden im Bereich der Windenergie durch die Bundes- und Länderförderprogramme hoch motivierte Akteure angesprochen, die großes Interesse an einer inkrementellen Fortentwicklung der Technologie hatten. Daher kann im Falle der Windenergie diese Phase bereits als „Aufbruch“ charakterisiert werden.

***Durchbruch 1991 bis 1995**:* Mit der Implementation des Stromeinspeisungsgesetzes setzte ab 1991 eine dynamische Entwicklung der Windenergie ein. In rasantem Tempo stiegen An-

[23] Vgl. Technikglossar

zahl und Leistungsfähigkeit der Windenergieanlagen. Dieser Durchbruch war durch Kommerzialisierungsprozesse und eine zunehmende Anzahl der involvierten Akteure gekennzeichnet, die an Einfluss und Professionalität gewannen. Förderprogramme und Stromeinspeisungsgesetz stabilisierten den Prozess. Die kontinuierliche Weiterentwicklung der Technologie wurde nicht mehr durch einzelne engagierte Pioniere oder Betreiber getragen, sondern vor allem durch Anlagen herstellende Unternehmen. Die Wirtschaftlichkeit der Windenergie nahm zu, allerdings bestanden auch noch viele Unsicherheiten angesichts der noch nicht voll ausgereiften Technologie. Das Gewicht der dominanten, konventionellen Energiewirtschaft trat in den Hintergrund, denn diese unterschätzte das Potenzial der Windenergie und überließ das Feld den Pionieren, was deren Expansionschancen vergrößerte.

Die zunächst breite Variation der technischen Anwendungen (Ein-, Zwei- und Dreiflügler, Darrieus, unterschiedliche Bauarten, Klein- und Großanlagen) konzentrierte sich auf ein einheitliches technisches Design (horizontale Achse, Dreiblattrotor, Luvläufer, Stahlrohrturm). In inkrementellen Entwicklungsschritten wurde die Leistung der technischen Innovation erheblich verbessert und die Anlagentechnik differenziert.[24]

Neben technischen Innovationen, politischen Steuerungsmaßnahmen und gesellschaftlichen Diskursen spielten neue Organisationsformen der Akteure eine Rolle. So bestand die innovative Leistung der selbstorganisierten Anlagenbetreiber darin, neue Betreiberformen zu erschließen und auf diese Weise die Diffusion der Technologie voran zu treiben. Der Betrieb von Windenergieanlagen durch Bürgerwindinitiativen („Bürgerwindkraftwerk“) mit dem Prinzip der Selbstorganisation und der ehrenamtlichen Aufgabenbewältigung war eine sozioökonomische Innovation. Die GmbH und Co KG, eine typische Gesellschaftsform für Betreibergemeinschaften, stellte eine stabilisierende Organisationsform der Bürgerwindprojekte und ein Sprungbrett zur Kommerzialisierung dar. Sie bot neben einer Haftungsbeschränkung und einer Rendite steuerliche Vorteile durch die Abschreibung der Windenergieanlagen.

Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre: Die sich dynamisch entwickelnde Windenergie geriet jedoch in eine Krise, als sie sich mit neuen Widerständen konfrontiert sah. Das Stromeinspeisungsgesetz wurde massiv attackiert – bis hin zu einer Klage vor dem Europäischen Gerichtshof. Auch wirkten die Impulse staatlicher Akteure aus unterschiedlichen Ressorts widersprüchlich – einerseits wurde eine Senkung der Vergütungssätze zum Schutz der Verbraucher gefordert, andererseits die Beibehaltung der Vergütungshöhe unterstützt, um stabile Rahmenbedingungen für die Betreiber zu erhalten. Förderprogramme der Bundesländer liefen aus und die reale Produktion vieler Windparks blieb hinter den Erwartungen zurück.

Die Promotoren der Windenergie mussten zudem mit den Folgen der dynamischen Progression fertig werden, die sich als wirtschaftliche Probleme (Preisdruck) niederschlugen. Darüber hinaus wurde verstärkt Kritik von Bürgerinitiativen und Naturschutzverbänden an der veränderten, weil zunehmend Naturraum beanspruchenden Windenergienutzung geäußert. Insbesondere in Regionen mit günstigen Windverhältnissen kam es zu einer heftigen

[24] Dies drückt sich in zunehmender Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Nennleistung sowie in Leistungsbegrenzungskonzepten, Betriebsführung, Generatorbauart und Netzaufschaltung aus (vgl. Technikglossar).

öffentlichen Debatte um einen befürchteten „Wildwuchs“ von Windenergieanlagen. Überdies wurden vermehrt Bauanträge abgelehnt, weil Windenergieanlagen laut Baugesetzbuch noch nicht als privilegierte Vorhaben eingestuft waren. Insgesamt war die Phase geprägt durch starke Rechts- und Planungsunsicherheiten und eine Marktstagnation im Windenergiebereich. Es kam zu einem Einbruch in der Entwicklung.

***Boomphase 1997/98 bis 2002**:* In der sich anschließenden Phase startete ein rasanter Entwicklungsboom der Windenergie. Grund waren verschiedene Faktoren: 1998 wechselte die Regierung von schwarz-gelb zu rot-grün. Der im Zuge des Regierungswechsels erfolgte Wechsel politischer Leitbilder und des Akteursregimes spielte eine zentrale und begünstigende Rolle für die Entwicklung der Windenergie. Zudem wurde der rechtliche Rahmen weiter entwickelt – das Stromeinspeisungsgesetz wurde durch das Erneuerbare Energien-Gesetzes abgelöst, das die Einspeisevergütung langfristig absicherte. Als wichtiger neuer Akteure institutionalisierte sich der Bundesverband Windenergie. Darüber hinaus wurde die Entwicklung der Windenergie von einer neuen Koalition aus ganz unterschiedlichen Akteursgruppen unterstützt („Aktion Rückenwind“).

Als auch der europäische Gerichtshof urteilte, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz mit dem EU-Recht vereinbar ist, war die Rechtssicherheit für den Windenergiemarkt wieder hergestellt, die Entwicklung ‚boomte’. Das Innovationsregime der Windenergie – mittlerweile eine erfolgreiche und etablierte Branche des Energieversorgungssystems – konnte erneut dynamisch expandieren. Die wirtschaftliche Stabilisierung wurde durch eine Kombination aus umwelt- und wirtschaftspolitischen Zielen begünstigt. Allerdings äußerten sich auch in dieser Phase kritische Stimmen: Die wachsende Größe der Windparkprojekte und entsprechend hohe erforderliche Investitionssummen gingen mit einer zunehmenden Anonymisierung der Investoren und steigenden Auswirkungen der Windparks auf das Landschaftsbild einher. Damit nahm auch der Widerstand lokaler Interessengruppen zu – trotz hoher Akzeptanz in der Gesamtbevölkerung.

***Konsolidierung und Gabelung des Technikpfads ab 2002**:* Zu Beginn dieser Phase zeichnete sich ab, dass der Boom der Windenergie auf dem Land bald vorbei sein würde. Geeignete Standorte ohne Nutzungskonkurrenzen wurden knapp, der Zubau verlangsamte sich. Das Repowering (Ersatz kleinerer und älterer durch neue, leistungsstärkere Anlagen) unterlag vielerorts baurechtlichen Regulierungen und kam nur schleppend in Gang. Die Anlagenhersteller und -planer fokussierten auf den Export.

Nach dem Willen der Bundesregierung sollte der Schwerpunkt des Windenergieausbaus zukünftig Offshore, also auf dem Meer, liegen. Es bildete sich eine Offshore-Konstellation heraus, die vornehmlich von einer neuen Allianz aus Akteuren der dominanten Konstellation (Großkonzerne, Energieversorger) sowie staatlichen Steuerungsakteuren und deren Klimaschutzverpflichtungen getragen wurde. Im Gegensatz zum Onshore-Ausbau wurden für den Offshore-Ausbau strategische nationale Ziele gesetzt – die geplanten Windparks auf dem Meer sollten künftig einen maßgeblichen Beitrag zur nationalen Energieversorgung liefern. Für die Realisierung waren und sind hohe Investitionsvolumina und technisch-organisatorische Maßnahmen der Netzanbindung und Stromaufnahme an Land erforderlich. Akteure, die nicht intendierte Folgen und Risiken der Windenergienutzung auf See befürchteten, begleiteten diese Entwicklung kritisch. Trotz fortgesetzter politischer Unterstützung und staatlicher Interventionen, u. a. zur Erleichterung der Netzanbindung sowie der Festlegung

einer erhöhten Einspeisevergütung waren bis Mitte 2009 außer einzelnen Testanlagen keine Offshore-Windparks in Deutschland realisiert.

1.6.2 Charakteristik und Besonderheiten

Prägend für den Entwicklungsprozess der Windenergie ist zum einen die erfolgreiche Diffusion und Effizienzsteigerung der Technologie – wenn auch der Prozess von kritischen Phasen durchbrochen war. Zum anderen ist die Windenergieentwicklung in der Diffusionsphase durch gesellschaftliche Diskurse und Akzeptanzprobleme charakterisiert, denen die staatlichen Akteure mit steuernden Maßnahmen auf regionaler und lokaler Ebene entgegen wirkten. Abgesehen von der Wasserkraft gilt die Windenergie als Vorreiterin der erneuerbaren Energien – sie etablierte sich vor den anderen Sparten als eine neue Form der dezentralen und regenerativen Energiegewinnung. Dies gelang, obwohl es aufgrund der fluktuierenden Energiebereitstellung problematisch war, die Windenergie in das bestehende Energieversorgungssystem zu integrieren und trotz des Widerstands vor allem von Seiten der Akteure des fossil-atomaren Energieversorgungsregimes.

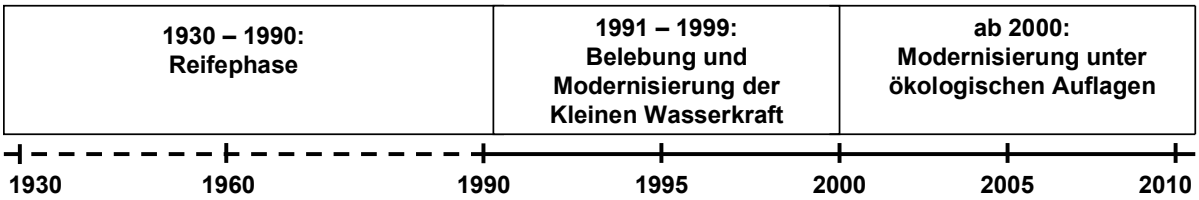
Staatliche Steuerung war konstitutiv für die Entwicklung der Windenergie. Die erfolgreiche Etablierung der Windenergie ist einer kontinuierlichen Feinsteuerung und Nachjustierung des Steuerungsinstrumentariums auf unterschiedlichen administrativen Ebenen zu verdanken. Insbesondere waren Höhe, Dauer und Verlässlichkeit der Einspeisevergütung, aber auch die Förderpolitik und die Gestaltung des Bauplanungsrechts von ausschlaggebender Relevanz. Zugleich ging der Innovationsprozess mit soziokulturellen (Betreibergemeinschaften), ökonomischen (Kapitalfonds für Windparks) und rechtlich-administrativen Neuerungen (Stromeinspeisegesetz bzw. Erneuerbare-Energien-Gesetz, Änderung des Baugesetzbuchs) einher und ist in neue Akteurskoalitionen eingebunden.

Der Charakter der Windenergienutzung auf See unterscheidet sich von demjenigen der Windenergienutzung auf dem Land. Sie weist durch die großen, kraftwerksähnlichen Anlagendimensionen und die hohe Kapitalintensität ähnliche Strukturen wie das zentralisiert organisierte Energieversorgungssystem auf.

1.7 Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Wasserkraft

Für die Analyse des Innovationsverlaufs bei der Wasserkraftnutzung zur Stromerzeugung wurden drei Phasen unterschieden, wobei die erste Phase (Reifephase) außerhalb der eigentlichen Analyse des Innovationsverlaufs liegt.

Entwicklung der Wasserkraftnutzung



1.7.1 Phasen des Innovationsverlaufs

Wesentliche technische Entwicklungen, die eine Umwandlung der Antriebsenergie des Wassers in Strom ermöglichten, fanden mit der Erfindung verschiedener Turbinentypen[25] bereits Mitte des 19. Jahrhunderts statt. Bis zum Beginn des 20. Jahrhunderts breitete sich die Technologie im Zuge der Elektrifizierung zunächst in den ländlichen Gebieten Bayerns und Baden-Württembergs aus. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft stellte einen wichtigen Faktor für den Industrialisierungsprozess entlang der großen Flussläufe dar. Die Nachfrage der Kommunen (Elektrifizierung) und der Industrieunternehmen waren in dieser Phase somit zwei wichtige Treiber für die Fortentwicklung und Verbreitung der Technologie.

Reifephase 1930-1990: Turbinentechnologien und Stromwandlungstechnologien sowie das Know-how des Anlagenbaus schritten in der Phase der Industrialisierung weit voran und erreichten bereits ab etwa 1930 eine Reifephase. Die Entwicklung wurde von zwei Konstellationskreisen getragen: Der Konstellation der Wasserkraftnutzung im kleinen Leistungsbereich, die vornehmlich von Betreibern, die in der Landwirtschaft oder im Handwerk beheimatet waren, getragen war, sowie der „Großen Wasserkraft“ in der sich die Energieversorgungs- und Industrieunternehmen engagierten.

Die Energieversorgungsunternehmen waren neben der Stromerzeugung auch an der Regelungs- und Speicherfunktion der Wasserkraftwerke interessiert. Für die Kleinwasserkraftwerksbetreiber, die nicht mehr nur für die Selbstversorgung produzierten, gewannen Netzzugangsrechte und Vergütung an Bedeutung. Die Kleinwasserkraftwerksbetreiber mussten den Energieversorgungsunternehmen jeweils im Einzelfall angemessene Vergütungen abringen. Unterstützt von den Landesverbänden gelang es schließlich, das Anliegen der vornehmlich in Süddeutschland beheimateten Kleinwasserkraftwerksbetreiber nach einer Besserstellung in den politischen Raum zu transportieren.

Unter den erneuerbaren Energien nahm die Wasserkraft eine Vorreiterrolle ein. Probleme und Konflikte der Integration alternativer Technologien und ihrer Breitenanwendung wurden hier exemplarisch durchlaufen. Mit dem wachsenden Umweltbewusstsein in den 1970er und 1980er Jahren begann die bis dato positive Rezeption der Wasserkraft in Bedenken gegen die ökologischen Auswirkungen auf die Fließgewässer umzuschlagen. Als Reaktion darauf wurden in der nachfolgenden Phase Maßnahmen der Nachsteuerung ergriffen, die die Realisierung der Wasserkraftnutzung unter verträglichen Bedingungen ermöglichen sollten.

Belebung und Modernisierung der Kleinen Wasserkraft 1991-1999*:* Auf Betreiben der Vertreter der Kleinen Wasserkraft – in einer Interessenkoalition mit Windkraftbefürwortern – gelang es 1990/1991 erstmals eine gesetzliche Einspeisevergütung im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) zu verankern. Mit den nunmehr kalkulierbaren Einnahmen konnten längst überfällige Modernisierungen und z. T. auch Erweiterungen von Wasserkraftwerken vorgenommen werden. Während sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einerseits verbesserten, standen in den 1990er Jahren jedoch erhebliche Restriktionen des Fließgewässerschutzes nicht nur der Erschließung neuer Standorte,

[25] Wasserturbinen: vgl. Technikglossar

sondern auch der Revitalisierung von Altstandorten entgegen. Angesichts der Auswirkungen auf die Durchgängigkeit der Fließgewässer für wandernde Arten und der Veränderungen der hydraulischen Verhältnisse mit entsprechenden Beeinträchtigungen des Lebensraumes für Pflanzen und Tiere, bestand ein weitgehender gesellschaftlicher und politischer Konsens darüber, den Ausbau der Wasserkraftnutzung nicht expansiv voranzutreiben und die geltenden Gesetze restriktiv zu handhaben. Durch die Umsetzung der EU-Gesetzgebung (v. a. Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie) in das nationale Recht gewann der europarechtlich verankerte Artenschutz in der Genehmigungsentscheidung an Gewicht.

Modernisierung unter ökologischen Auflagen ab 2000: Der Entwicklungsverlauf ab 2000 war durch weitere Maßnahmen zur Modernisierung und zum Repowering von Kleinanlagen unter Beachtung ökologischer Restriktionen gekennzeichnet. Die EEG-Vergütung diente überwiegend der Sicherung des Status quo (Bestandserhalt und Modernisierung). Anwendungsfelder für technische Innovationen waren die Optimierung der Steuerungstechnik zur Verstetigung der Stromerzeugung sowie die Optimierung der Wirkungsgrade bei der Stromwandlung.

Die Vergütungsregelung im EEG 2004 wurde im Hinblick auf die Wasserkraftnutzung um eine „ökologische Steuerungskomponente“ erweitert. Die Zahlung der Vergütung wurde an die Bedingung geknüpft, dass die Anlage die Durchgängigkeit des Fließgewässers (etwa durch Fischpässe, Aufstiegshilfen) verbessern müsse. Aus Naturschutzsicht wurde damit ein beispielhafter Ansatz zur Konfliktminderung zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und Naturschutz implementiert. Die Erfüllung der ökologischen Anforderungen bedeutet in der Regel höhere Kosten für die Wasserkraftbetreiber. Bei der Fortschreibung des EEG 2009 konnten die Wasserkraftbetreiber jedoch nicht erreichen, dass diese zusätzlichen Kosten von den Vergütungssätzen gedeckt werden. Die Mobilisierung der noch vorhandenen Potenziale bleibt aus Wirtschaftlichkeitsgründen daher – trotz einer leichten Belebung – hinter den technischen Möglichkeiten zurück.

1.7.2 Charakteristik und Besonderheiten

Die Wasserkraftnutzung gilt als Pionier unter den erneuerbaren Energien, der sich einen Platz im energiewirtschaftlichen System erobert hat. Die Technologien der Stromerzeugung aus Wasserkraft befanden sich bereits Mitte des 20. Jahrhunderts in der Reifephase. In Anhängigkeit von den jeweiligen Parametern der Einsatzbereiche (Wassermenge, Gefälle, Leistungsbereich) war die Technologie bereits ausdifferenziert. Die technische Entwicklung ist vielmehr durch inkrementelle Innovationen im Zuge der Modernisierung gekennzeichnet, die sich in den Bereichen Stromwandlung und Steuerungstechnik vollzogen. Langlebigkeit der technischen Komponenten, lange Erneuerungszyklen der Technologien und lange Genehmigungszeiträumen[26] tragen dazu bei, dass sich Modernisierungsprozesse in der

[26] Genehmigungen (Bewilligungen bzw. Erlaubnisse zur Nutzung eines Gewässers) wurden in der Vergangenheit im Falle der Wasserkraft für einen Zeitraum von bis zu 60 Jahren erteilt. Jegliche substantielle Veränderung des Bauwerks oder der Leistung führt dazu, dass die erteilte Genehmigung hinfällig wird – ein Risiko, dass die Betreiber ungern eingehen.

Wasserkraftnutzung nur in großen Zeitintervallen vollziehen. Zusätzlich unterliegt der Modernisierungsprozess spürbaren Restriktionen angesichts des begrenzten, ökologisch unbedenklichen Standortpotenzials.

1.8 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Das Forschungsprojekt analysierte die aktuelle, für die Verwendung erneuerbarer Energien im Wärmesektor maßgebliche Akteurskonstellation. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung könnte ein großer Anteil fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien substituiert werden. Darüber hinaus bestehen hohe Effizienzsteigerungspotenziale, einerseits durch vermehrten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung und andererseits durch Wärmedämmung. Diesbezüglich gilt der Wärmebereich daher als „schlafender Riese“.

Im Unterschied zum Stromsektor, in dem die sozio-technischen Strukturen und Akteursinteressen vergleichsweise übersichtlich sind, weist der Wärmesektor eine ausgesprochen hohe Vielfalt an Technologien sowie eine Vielzahl heterogener, privater und institutioneller Akteure auf. Zu den bereits bekannten Akteuren des Stromsektors kommen Akteure und Interessen der Immobilienwirtschaft, der Hauseigentümer und der Verbraucher hinzu. Die Komplexität und Heterogenität der Akteure erschwert eine konsistente Steuerung beträchtlich.

Zugleich stellt sich die Steuerung dieses Sektors als eine Herausforderung in Bezug auf die Koordination der Handlungsebenen dar. Neben den Bundesländern kommt der kommunalen Ebene eine zentrale Rolle für die Implementation zu. Die Bundesländer sind ermächtigt, die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) auszufüllen und deren Umsetzung zu kontrollieren. Die Umsetzung im Landesrecht ist allerdings unterschiedlich weitreichend. Eine Vorreiterrolle nimmt Baden-Württemberg ein, das mit der Erstreckung des Geltungsbereichs auf den Neubau über die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes hinausgegangen ist. Überdies kommt den Kommunen eine wichtige Funktion für das Vorantreiben eines Strukturwandels (Bau von Wärmenetzen, Kraft-Wärme-Kopplung) in der Wärmeversorgung zu.

Komplex ist auch das Set an rechtlichen und administrativen Steuerungsimpulsen, mit denen Einsparung und Substitution fossiler Energieträger vorangetrieben werden sollen. Hierbei laufen die Instrumente Gefahr, sich gegenseitig Konkurrenz zu machen. So verringern z. B. die Anreize zur Energieeinsparung (Energieeinsparverordnung, EnEV) die mit anderen Instrumenten (z. B. EEWärmeG, MAP) verfolgten Anreize zur Substitution.[27] Angesichts der Pluralität der Ziele und Strategien fehlt es den bisherigen Regelungsansätzen an Durchsetzungskraft.

Treibende Kräfte wie das Bundesumweltministerium sowie die Bundestagsfraktionen Bündnis90/Die GRÜNEN und SPD, unterstützt von den Verbänden der erneuerbaren Energien,

[27] EnEV, EEWärmeG: vgl. Rechtsquellenverzeichnis

sahen sich Akteursgruppen gegenüber, die sich erfolgreich z. B. gegen die Ausdehnung des Geltungsbereichs auf den Immobilienbestand zu wehren verstanden.

Auf der technischen Seite wirkt sich vor allem das Fehlen einer Wärmeversorgungsinfrastruktur (Wärmenetze) als hemmender Faktor aus. Die hohen Investitionskosten für Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wie auch für deren Transport (Wärmenetze) stellen ein zentrales Hemmnis einer raschen Diffusion erneuerbarer Energien im Wärmebereich dar.

1.9 Gemeinsamkeiten der Innovationsverläufe

Die Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien haben zum einen Erkenntnisse über den *Verlauf* der Prozesse hervorgebracht. Die Analyse zeigt, dass zwar jeder Innovationsprozess durch einen individuellen Verlauf charakterisiert ist, dass jedoch bestimmte Phasentypen – Pionier- oder Pilotphase, dynamische, instabile Krisen oder „Knicks“ und Konsolidierungsphasen – in fast allen untersuchten Innovationsverläufen auftreten. Jede der Phasen spielte eine spezifische Rolle für den Fortgang des Innovationsverlaufs. Die Funktion der Pionierphase ist es, die Innovation aus der Wiege zu heben und ihr Überleben zu sichern. So investieren beispielsweise in der Pionierphase die an neuen Idealen orientierten Akteure Zeit und Geld in noch unprofitable und wenig leistungsfähige Technologien. Ein weiteres Beispiel ist die instabile Phase, die durch das Zusammentreffen ungünstiger Entwicklungen, krisenhafter Sachlagen und starker Unsicherheiten charakterisiert ist. Sie kann u. a. durch Widerstände opponierender Akteure beim Aufbau neuer Strukturen, Rechtsunsicherheit, Akzeptanzverlust, Kostendruck oder mangelnde Förderung entstehen. Sie bietet jedoch auch Chancen. Sie dient als Übergangsphase hin zu einer neuen Stabilität mit verbesserten Rahmenbedingungen und Potenzialen für die Diffusion der Technologie. Trotz solcher typischen Phasen in Innovationsbiographien folgen die Prozesse jeweils einer eigenen Dynamik und haben immer eigene, markante Eigenschaften.

Zum anderen konnte anhand der *Konstellationen* festgestellt werden, dass die Innovationsprozesse vielschichtig und von einer hohen Interaktion und Interdependenz der Einflussfaktoren gekennzeichnet sind. Die erneuerbaren Energien entwickelten sich im Wechselspiel technischer, sozio-ökonomischer und ökologischer Triebkräfte. Die Prozesse können nur durch das Zusammenwirken vielfältiger Faktoren und des Handlungskontextes erklärt werden. Dabei spielt zwar die politische Steuerung eine zentrale Rolle, lässt sich jedoch nicht isolieren.

1.10 Erkenntnisse für das Steuerungshandeln

Die Innovationsbiographien haben gezeigt, dass politische und administrative Steuerungsimpulse Innovationen zwar nicht „erzeugen“ können – ihnen kommt aber eine wichtige Rolle für die Gestaltung der Rahmenbedingungen für Innovationen zu. Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien wurden die Weichen sowohl auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene, aber auch auf regionaler und kommunaler Ebene gestellt. Für einen dynamischen und stabilen Entwicklungsverlauf wurden auf mehreren Ebenen dem Phasen-

verlauf der Innovationsprozesse entsprechende, zeitlich und inhaltlich passfähige, sich verstärkende Impulse gesetzt.

Die Steuerungsimpulse mussten in den einzelnen Phasen des Innovationsverlaufs jeweils unterschiedliche Aufgaben erfüllen und Probleme bearbeiten, um dem gesetzten Ziel näher zu kommen. So benötigten zum Beispiel die neuen Technologien in der Pilotphase Schutz durch die Politik, die neben der technischen Innovation selbst auch die sozio-ökonomischen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen sowie die maßgeblichen Akteurskonstellationen in den Blick nahm und diese systematisch gestaltete bzw. unterstützte. Dynamische Expansionsphasen waren möglich, wenn steuernde Akteure für die rechtzeitige Anpassung des institutionellen Rahmens sorgten. Damit konnte das technische Innovations- und Diffusionsgeschehen gegenüber den Widerständen des etablierten Energieversorgungssystems, das eine starke Beharrungstendenz aufwies und Widerstand leistete, abgesichert werden. In kritischen, instabilen Phasen kam es vor allem darauf an, schnell genug zu reagieren. Um diese Phasen zu überwinden, wurden Institutionen an die neue Entwicklung angepasst, strukturelle Fehlentwicklungen korrigiert und Standards neu definiert. Es wurden die Akzeptanz verbessernde Maßnahmen eingeleitet und um die Änderung alter Verhältnisse gerungen. Bisweilen war der Handlungsdruck in einer kritischen Phase, in der ein Kippen der Entwicklung drohte, so groß, dass er das Ergreifen ungewöhnlicher Steuerungsmaßnahmen legitimierte. Im Fall starker Widerstände durch Lobbyorganisationen oder die politische Opposition konnte mehrfach auf jeweils anderen politisch-administrativen Handlungsebenen erfolgreich interveniert werden. Oftmals gingen die Steuerungsimpulse von mehreren politisch-administrativen Ebenen aus und wirkten auch auf mehrere politisch-administrative Ebenen ein. Steuerungsimpulse unterschiedlicher Ebenen wirkten dabei vielfach zeitlich versetzt und wurden so in ihrer Wirkung verstärkt, sofern sie in dieselbe Zielrichtung ausgerichtet waren. Die Steuerungsimpulse zu harmonisieren und auch zeitlich aufeinander abzustimmen, erforderte ein auf mehrere administrative und politische Ebenen bezogenes und zugleich reflexives wie auf den konkreten Prozess zugeschnittenes Design.

Für die steuernden Akteure wird es immer eine Herausforderung darstellen, ein jeweils individuell angepasstes Steuerungsinstrumentarium für die jeweilige Phase und Konstellation eines Innovationsprozesses zu entwickeln. Ein Wandel des bestehenden Energieversorgungssystems ist mit einem stufenweisen Wandel der Konstellationsstrukturen verknüpft, die zugleich politische Chancenstrukturen darstellen. Mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien ist nicht nur ein Bedeutungsgewinn neuer einflussreicher wirtschaftlicher Akteure, sondern auch die Überwindung dominanter energiepolitischer Vorstellungen verknüpft. Dieser Prozess hat in Deutschland und der EU bereits begonnen. Die erneuerbaren Energien sind von einer “Nischentechnologie” zu einem bedeutenden Bestandteil im Energiemix avanciert. Mit Ausnahme der Geothermie sind die Innovationsprozesse in der Diffusions- bzw. Expansionsphase angekommen. Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien als dominanten Energieträgern bedarf es allerdings einer weiteren gezielten Förderung und Steuerung.

2 Einleitung

Die erneuerbaren Energien in Deutschland sind stetig auf Wachstumskurs. Der konsequente Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Pfeiler der angestrebten Energiewende. Gleichzeitig wird zunehmend deutlich, dass erneuerbare Energien innovationsorientierte Entwicklungen fördern. Sie haben inzwischen für die Wirtschaft und für die Technik eine große Bedeutung, die deutlich wird durch steigende Umsatz- und Beschäftigungszahlen sowie durch eine Technologieentwicklung, die auf effiziente Energieausnutzung und Technikinnovationen gerichtet ist.

2.1 Fragestellung und Zielsetzung

Damit stellt sich die Frage nach den wesentlichen Bedingungen und Impulsen für erfolgreiche und akzeptierte Innovationen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Was bedingt ein günstiges Innovationsklima? Welche Innovationsbedingungen sind im Hinblick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor und im Hinblick auf eine verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt von zentraler Bedeutung?

Um diese Fragen zu beantworten, soll in dieser Untersuchung der Innovationsbiographie der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland in einer Querschnittsbetrachtung nachgegangen werden. Im Zentrum steht die Frage nach den treibenden Kräften und Hemmnissen in den jeweiligen Entwicklungsphasen. Dabei kann es sich um technische Entwicklungen, zentrale Akteure und Akteurskonstellationen, Akzeptanzfragen, politische Strategien und Steuerungsinstrumente sowie die Natur handeln. Aus den empirischen Befunden werden Wirkungszusammenhänge herausgearbeitet und Implikationen aufgezeigt. Im Ergebnis werden daraus zentrale Innovationsbedingungen abgeleitet.

Ziel der Untersuchung ist es, den bisherigen Verlauf, die Entwicklung der Nutzung der verschiedenen Energiesparten sowie deren Beitrag zur Energieerzeugung detailliert darzulegen. Ziel ist es darüber hinaus, die strategische Ausrichtung und den Einsatz der Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien künftig noch zielgerichteter auf die innovativen Prozesse zu lenken.

Adressaten sind damit zum einen diejenigen, die sich für die spezifischen Konstellationen zentraler Akteure, Allianzen und treibender Kräfte, aber auch der Hemmnisse interessieren und mehr erfahren möchten über das kausale Wirkungsgefüge gesellschaftlicher, technischer, ökologischen und ökonomischer Einflussfaktoren beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Zum anderen adressiert die Untersuchung politische Entscheidungsträger auf Bundes- und auf Länderebene, die für zentrale Weichenstellungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Verantwortung tragen und damit auch deren Innovations- und Wirtschaftskraft zur Entfaltung bringen.

2.2 Vorgehensweise

Entsprechend der im Projektantrag vorgestellten Arbeitsweise der „rekursiven Schleifen“ wurden die Literatur- und Internetrecherchen über den gesamten Bearbeitungszeitraum

sukzessive vertieft und aktualisiert. Eine wichtige Grundlage für die Interpretation des Innovationsverlaufs und seiner treibenden und hemmenden Kräfte bildeten die Interviews mit ausgewählten Experten[28], die z. T. unmittelbar am Innovationsprozess beteiligt waren.

Die relevanten Einflussfaktoren wurden anhand eines Phasenkonzeptes zeitlich und entsprechend ihrer Rolle in den jeweiligen Konstellationen sowie ihrer Bedeutung für den Innovationsprozess eingeordnet (Gewichtungs- und Interpretationsvorgang).

Ein wichtiges Hilfsmittel zur Strukturierung der Darstellung und Einordnung der komplexen Akteursaktivitäten, Motivationsstränge und Einflussfaktoren sind die den Spartenkapiteln vorangestellten Konstellationsabbildungen. An ihnen orientiert sich die ausführliche textliche Darstellung.

Die Analyse der Innovationsverläufe (Kapitel 4 bis 8) ist nach Energiesparten gegliedert. Um die Orientierung zu erleichtern, haben wir uns bemüht, in den Spartenkapiteln eine einheitliche Gliederungsstruktur einzuhalten. Wenn dies nicht vollständig möglich war, liegt dies an den spartenspezifischen Besonderheiten der Innovationsverläufe.

Den spartenspezifischen Darstellungen vorangestellt ist ein Kapitel 3, in dem die wesentlichen spartenübergreifenden Einflussfaktoren, Steuerungsimpulse und Prozesse, die sich auf alle betrachteten Sparten grundlegend ausgewirkt haben, dargestellt sind. Diese sind, um Wiederholungen zu vermeiden, nicht chronologisch, sondern thematisch gegliedert.

Soweit bestimmte Einflussfaktoren, Steuerungsimpulse und Prozesse für eine einzelne Sparte eine besondere Relevanz haben bzw. wenn es darum geht, die Auswirkungen eines Steuerungsimpulses auf eine bestimmte Energiesparte im Einzelnen darzustellen, werden diese – zeitlich den einzelnen Phasen zugeordnet – in den Spartenkapiteln erneut aufgegriffen und spezifiziert.

Die dabei relevanten technischen Begriffe und Funktionsweisen werden in einem Glossar im Anhang erläutert.

2.3 Methodik der Konstellationsanalyse

Der vorliegenden Untersuchung liegt eine Verknüpfung zweier methodischer Bausteine, nämlich der Konstellationsanalyse [Schön et al. 2007] und dem Konzept der Innovationsbiographie [Rammert 2000] als Ausgangspunkte der Analyse zugrunde:

Konstellationsanalyse

Die Konstellationsanalyse dient als interdisziplinäres Brückenkonzept der Analyse von komplexen Akteurskonstellationen aus multidisziplinärer Perspektive. Sie erleichtert die interdisziplinäre Verständigung im analytischen Forschungsprozess. Der Untersuchungsgegenstand – eine Konstellation aus Akteuren, Steuerungsimpulsen, sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen sowie natürlichen und technischen Elementen – kann aus einer

[28] Eine vollständige Liste der Interviewpartner befindet sich im Anhang.

gemeinsamen Perspektive betrachtet werden.[29] Dadurch können die unterschiedlichen Problemsichten, Wissensbestände und Lösungsansätze der beteiligten Disziplinen aufeinander bezogen werden.

Die Einteilung des Innovationsverlaufs in Phasen bildet die grundlegende Heuristik für die Konstellationsanalyse. Durch die Phaseneinteilung werden chronologische Bezugspunkte für die Kartierung der Konstellationen hergestellt.

Für jede Phase werden die wichtigsten in der jeweiligen Konstellation wirkenden Elemente „kartiert", d. h. erfasst und zueinander in Beziehung gesetzt. Das Ergebnis dieses Arbeitsschrittes sind die Konstellationsabbildungen, die der ausführlichen textlichen Analyse vorangestellt sind. Die Konstellationsabbildungen bilden die Grundlage für die Analyse der Beziehungen (Relationen) der Konstellationselemente untereinander und ihrer Wirkungsweise. Sie bilden darüber hinaus die Grundlage für das Herausarbeiten der Charakteristika der Konstellation sowie ihrer zentralen treibenden oder hemmenden Kräfte.

Die Anwendung der Methode ist durch ein iteratives Vorgehen gekennzeichnet. Dieses umfasst mehrere aufeinander folgende bzw. sich aufeinander beziehende Arbeitsschritte. Zwischen diesen Arbeitsschritten sind Rückbezüge unumgänglich. Die Arbeitsschritte – angefangen von der Erstellung einer Chronologie über die Phaseneinteilung und die Kartierung von Konstellationselementen bis hin zur Interpretation der Konstellation – zeichnen sich durch zunehmende Abstraktion aus.

Die Charakteristika und Funktionsprinzipien der Konstellationen werden in einer übergreifenden Interpretation betrachtet.

Konstellationselemente

In der vorliegenden Arbeit werden vier Elemente-Typen unterschieden, aus denen sich die Konstellationen zusammensetzen: Soziale Akteure, technische Elemente, natürliche Elemente und Zeichenelemente. Die Elemente-Typen sind farblich und grafisch unterscheidbar (vgl. Abbildung 2-1).

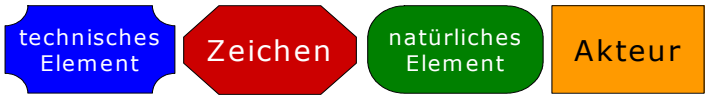


Abbildung 2-1: Konstellationselemente [nach Schön et al. 2007]

Akteure sind Einzelpersonen, Akteursgruppen und Institutionen. Als technische Elemente werden alle Artefakte (materielle Produkte) bezeichnet. Zu den natürlichen Elementen zählen natürliche Ressourcen (Wasser, Boden, Luft), Tiere und Pflanzen, die Landschaft sowie Naturphänomene. Zeichenelemente umfassen Konzepte, Normen, Gesetze, Preise, Kommunikation und Leitbilder.

[29] Eine ausführliche Darstellung des methodischen Ansatzes der Konstellationsanalyse findet sich in Schön et al. [2007].

Relationen

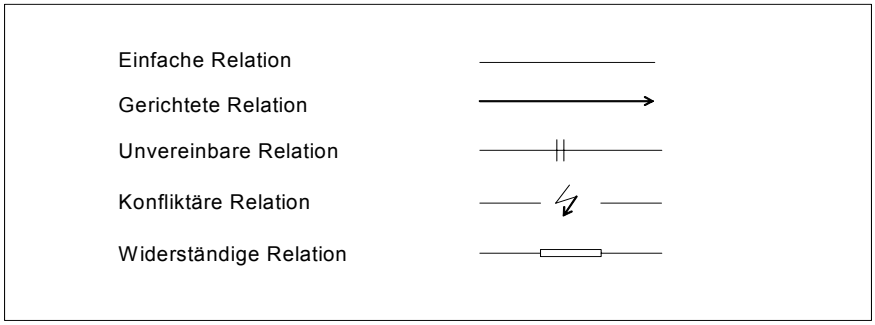


Abbildung 2-2: Relationen [nach Schön et al. 2007]

Relationen bezeichnen die Beziehung, die zwischen zwei oder mehreren Elementen besteht.

Unterschieden werden

- Einfache Relationen: Elemente stehen in mehr oder weniger enger Verbindung.
- Gerichtete Relationen: Ein Element wirkt gerichtet auf ein anderes oder mehrere andere ein (dabei ist offen, ob diese gerichtete Relation positiv/fördernd oder negativ/hemmend wirkt).
- Unvereinbare Relationen: Zwischen zwei oder mehreren Elementen bestehen antagonistische Wirkungen; die Absichten sind miteinander unvereinbar.
- Konfliktäre Relationen: Zwischen zwei oder mehreren Elementen bestehen Konflikte, die sich darin äußern, dass ein Element ausdrücklich und absichtsvoll gegen eines oder mehrere andere Elemente agiert.
- Widerständige Relationen: Ein Element leistet passiven, nicht explizierten Widerstand gegen eine Erwartung oder Zuschreibung anderer Elemente.

2.3.1 Das Konzept der Innovationsbiographie

Die hier auf Innovationsprozesse angewandte Methodik ist in den Kontext der aktuellen Innovations- und Governanceforschung zu stellen. In der Innovations- und Governanceforschung wurden auf der Basis empirischer Untersuchungen innovationstheoretische und politikwissenschaftliche Modelle entwickelt, die – wie auch die vorliegende Untersuchung – den Verlauf von Innovations- und Politikprozessen in den Blick nehmen. Einige Ansätze und Untersuchungen, die zu ähnlichen Ergebnissen kamen wie die vorliegende Untersuchung, sollen hier kurz angesprochen werden.

Innovationsbiographie

Der im Projekt verwendete Begriff der Innovationsbiographie lehnt sich an das Konzept der Innovationsbiographien von Rammert [2000] an. Im vorliegenden Projekt werden Theorien und Methoden der sozialwissenschaftlichen Lebenslaufs- und Biographieforschung auf das Gebiet der Erforschung von Innovationsverläufen übertragen. Ein Kennzeichen dieser

Herangehensweise ist es, die verlaufsorientierte Struktur der Analyse. Dies drückt sich in der zeitlichen Reihung (Chronologie) der Impulse und Ereignisse aus.

Der innovationsbiographische Ansatz fragt besonders nach treibenden Kräften und charakteristischen Mustern, der Rolle von Akteuren und Akteursgruppen sowie von sozio-ökonomischen, technischen und natürlichen Einflussfaktoren im Innovationsprozess, nach Institutionalisierungen und den Grenzen der Steuerbarkeit. Dabei wird der Herausarbeitung von „Brüchen“ besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Die Darstellung von Innovationsverläufen als Biographien ermöglicht es, Veränderungen unter Einbezug der verschiedenen Einflussfaktoren in ihrem Verlauf darzustellen. Dieser Verlauf umfasst den Wechsel zwischen erfolgreichen und weniger erfolgreichen Phasen, inhaltlichen Brüchen, Höhen und Tiefen sowie räumlichen Verschiebungen.

Innovationsprozess

Der Innovationsprozess wird als ein interaktiver und rekursiver Prozess aufgefasst, der in ein System aus Umfeldbedingungen und Akteuren eingebettet ist [vgl. Hipp 1999]. Statt von einem „Erfinder“ oder einer zentral steuernden Instanz auszugehen, wird die Entstehung von Neuerungen in reflexiven Netzwerken betont. Es wird nicht mehr von einer linear fortschreitenden Entwicklung der Innovation ausgegangen, sondern angenommen, dass Innovationen in einem rekursiv verwebten, diskontinuierlichen Prozess unter Einfluss multipler Faktoren entstehen. Wir gehen von der These aus, dass Innovationsprozesse sowohl durch individuelle Verläufe charakterisiert sind als auch verallgemeinerbare Prinzipien aufweisen.

Innovation

Innovation beschränkt sich nicht allein auf technische Neuerungen [vgl. Hemmelskamp 1998, 9). Ein breiteres Verständnis umfasst neben technischen Neuerungen auch die Erschließung neuer Bezugs- und Absatzmärkte und geht davon aus, dass Innovationen ein Ergebnis verteilter Aktivitäten unter Beteiligung heterogener Akteure in Netzwerken sind, bei dem neben menschlichen und institutionellen Akteuren auch nicht-menschliche Elemente, wie technische Artefakte und Zeichensysteme, Einfluss haben.[30]

Unter Innovation wird damit nicht nur die wirtschaftliche Umsetzung neuer Produkte und Prozesse bzw. der Einsatz einer Neuerung im Wirtschaftsgeschehen verstanden, sondern das gesamte Feld von Veränderungsprozessen, soweit sie sich nicht auf marginale Gegebenheiten beschränken, sondern mit grundlegenden Umbrüchen und Neuorientierungen verbunden sind - in Technik und Wirtschaft wie in Politik und Gesellschaft.[31]

---

[30] Vgl. z. B. Rammert [2002]; Rammert [2003].

[31] Vgl. Merkblatt 76 für Antragsteller der Volkswagen Stiftung, Förderinitiative „Innovationsprozesse in Wirtschaft und Gesellschaft“.

2.3.2 Andere innovationstheoretische Modelle

Aktuelle innovationstheoretische Modelle gehen davon aus, dass Innovationsverläufe nicht linear und kontinuierlich, sondern diskontinuierlich, in Schleifen und unterbrochen durch Rückschläge, Brüche oder Stagnationsphasen verlaufen. Zu den prominentesten Untersuchungen gehört die langfristige Betrachtung von Innovationsverläufen durch eine Forschergruppe in Minnesota[32], die das Konzept der „Innovation Journey“ [van de Ven et al. 1999] erarbeitete. Das Konzept geht von einer organisationalen Perspektive aus und entfaltet einen wenig deterministischen Blick auf Innovationsprozesse. Lineare Modelle, die einen klar gegliederten Phasenablauf einer Innovationsentwicklung beschreiben, werden verworfen. Es wird ein Innovationsprozessmodell entwickelt, das sowohl die Dynamik als auch die Komplexität von Innovationsprozessen berücksichtigt. Dabei kommt das Forscherteam zu der Erkenntnis, dass für Innovationsprozesse allgemeine Muster identifiziert werden können, obwohl sie jeweils unterschiedlich verlaufen. Die „Innovation Journey“ wird – wie beim Konzept der Innovationsbiographie – als nichtlinearer Kreislauf beschrieben, der sich aus divergierenden und konvergierenden Aktivitäten zusammensetzt. Divergenz und Konvergenz werden als Kernprozesse bezeichnet, die sich als Wechsel von Öffnungs- und Schließungsphasen darstellen. Diese Phasen können sich über die Zeit auf verschiedenen organisationalen Ebenen wiederholen, wenn entsprechende Ressourcen zur Erneuerung dieses Kreislaufs zur Verfügung stehen [van de Ven et al. 1999, 16]. In Öffnungsphasen ist die Richtung des Innovationsgeschehens flexibler und reagiert eher auf äußere Anstöße als in Schließungsphasen. Dabei spielt gezieltes Gestaltungshandeln zwar eine wichtige Rolle, jedoch lässt sich der Weg, den die Innovation tatsächlich nimmt, nicht vorhersagen oder kontrollieren. „The journey is an exploration into the unknown process by which novelty emerges” [van de Ven et al. 1999, 3]. Das richtige Timing für Gestaltungshandeln spielt eine Rolle: „ (…) it is important to consider the best timing and the needed time frame for societal embedding in each case“ [Kivisaari et al. 2004, 247].

Im Konzept der Pfadabhängigkeit [David 1985; Arthur 1989] wird davon ausgegangen, dass Entscheidungen über den Fortgang von Entwicklungsprozessen nicht zu beliebigen, sondern zu *bestimmten* Zeitpunkten getroffen werden. Der Verlauf sozialer Prozesse – und damit auch der Verlauf von Umweltinnovationsprozessen – wird als pfadabhängig betrachtet. Ihr Ergebnis hängt davon ab, welche Entscheidungen in der Vergangenheit getroffen wurden und welchen Fortgang der Prozess an bestimmten Verzweigungspunkten nimmt, an denen alternative Richtungen möglich sind. An solchen Verzweigungspunkten können zufällige Einflüsse wirksam werden. Die Verzweigungspunkte können somit auch als „Window of Opportunity“ für alternative Handlungen verstanden werden.

Mit dem Konzept der Pfadabhängigkeit wird begründet, warum sich etwa bestimmte technische Standards durchsetzen und auch dann bestehen bleiben, wenn sie potenziell durch andere, geeignetere Technologien ersetzbar wären, eine Veränderung jedoch hohe Kosten

---

[32] Das „Minnesota Innovation Research Programm“ (MIRP) untersuchte Entwicklungsverläufe von Innovationen. Es hatte eine Laufzeit von 17 Jahren (1983-1999). 14 Forscherteams waren beteiligt. Die zentrale Fragestellung lautete: „How and why do innovations develop over time from concept to implementation?”

mit sich bringen würde [Liebowitz & Margolis 1995]. Auch das Konzept der Pfadabhängigkeit stellt in Frage, ob es entscheidungsfähige Akteure gibt, die die Durchsetzung von technischen Innovationen steuern können. Jedoch werden die beschränkten Handlungs- und Steuerungsmöglichkeiten der Akteure mit dem Konzept der Pfadkreation [Garud & Karnoe 2001; Kemp et al. 2001; Windeler 2003] wieder relativiert. Darin wird angenommen, dass sowohl emergente (evolutive) Phänomene[33] als auch deliberate Prozesse[34] eine Rolle in Innovationsverläufen spielen. Zumindest im Nachhinein können die Prozessverläufe auch kausal erklärt werden: Es lassen sich sowohl prozessuale Mechanismen als auch Konstellationen (Bedingungszusammenhänge) identifizieren, die am Zustandekommen des Ergebnisses eines Innovationsprozesses beteiligt sind [Mayntz 1997, 337]. Im Konzept der Pfadkreation geht es um die Frage, ob diesen prozessualen Mechanismen und Konstellationen eine Verallgemeinerungsfähigkeit zugrunde liegt.

Die Idee der „Policy Windows of Opportunity“ wurde vom Politikwissenschafter John Kingdon im Zusammenhang mit dem Ansatz der Policy Streams entwickelt [Kingdon 1995]. Kingdon unterscheidet drei voneinander unabhängige Streams, die das Agenda-Setting bestimmen: Problems, Policies und Politics [Kingdon 1995, 90 ff.]. Der „Problem Stream“ besteht in der Wahrnehmung eines Problems. Der Policy Stream bezeichnet Strategien zur Verbindung von Problemen und Lösungen, also die Entwicklung adäquater Lösungsansätze. Als Political Stream wird die Kombination aus Teilnehmern und Entscheidungsgelegenheiten beschrieben. Die Entwicklung politischer Regelungskonzepte erfolgt im Zusammenspiel mit der Wahrnehmung eines Problems und dem Kampf um Machtpositionen. Probleme treten z. B. auf, wenn Mitglieder von Entscheidungsgremien nur ihren eigenen Funktionsbereich im Blick haben und nicht über alle entscheidungsrelevanten Informationen verfügen. Sie wissen häufig zu wenig über andere Funktionsbereiche bzw. die Gesamtsituation. Es kommt also nur dann zu einer Entscheidung, wenn die Ströme zueinander kompatibel sind – und dies ist nur in bestimmten zeitlich begrenzten Phasen (Window of Opportunity) der Fall. Sowohl im Policy-Stream-Ansatz als auch im Konzept der Pfadkreation wird festgestellt, dass die historischen Umstände Gelegenheiten eröffnen und es wird danach gefragt, wie diese Gelegenheiten erkannt und genutzt werden können [vgl. z. B. Nill 2002].

2.4 Steuerung von politischen und gesellschaftlichen Prozessen

Steuerung von politischen und gesellschaftlichen Prozessen ist ein aktueller und klassischer Gegenstand der Politik-, Sozial-, Planungs- und Rechtswissenschaften mit wachsendem Forschungsbedarf über die Funktionsprinzipien von Steuerung [Bruns et al. 2008, 16].

In der Konstellationsanalyse verstehen wir unter Steuerung die Einwirkung eines Akteurs auf ein oder mehrere andere Elemente der Konstellation, wodurch deren Verhalten, Struktur,

---

[33] *Emergenz* (von lateinisch *emergere*: auftauchen, hervorkommen, sich zeigen) ist ein Fachbegriff der Systemtheorie. Gemeint ist damit das "Erscheinen" von Phänomenen auf der Makroebene eines Systems, die erst durch das Zusammenwirken der Subsysteme (Systemelemente auf der Mikroebene) zustande kommen [http://de.wikipedia.org/wiki/Emergenz].

[34] Bewusste, absichtsvolle Prozesse.

Funktion oder Eigenschaften entsprechend dem Programm des steuernden Akteurs verändert werden. Steuerung heißt mithin, absichtsvolle und zielgerichtete Impulse zu setzen. Nach unserem Verständnis ist Steuerung dabei nicht mehr nur als einseitige Beeinflussung des Handelns anderer aufzufassen. Vielmehr können durch rekursive Prozesse und Interaktionen zwischen den Elementen auch Lernprozesse entstehen, die Korrekturen im Sinne einer Nachsteuerung auslösen. Steuerung erfolgt also nicht eindimensional, sondern ist in ein Beziehungsgeflecht vielfältiger Elemente eingebettet und bezieht sich auf ein differenziertes politisch-administratives Mehrebenensystem (von der lokalen, regionalen, nationalen bis globalen Ebene), wobei die Ebenen jeweils Impulsgeber oder auch Adressat von Steuerungsimpulsen sein können.

Staatliches Steuerungshandeln ist nur ein sozialer Teilprozess, der mit vielen anderen Teilprozessen interferiert, die ebenfalls steuernde Wirkung entfalten. Dazu gehören zum Beispiel Verhandlungsprozesse zwischen politischen und zivilgesellschaftlichen Akteuren, organisierte Selbstregulierung (z. B. bei der technischen Normsetzung) oder Marktmechanismen [Mayntz 1997]. Solche Lenkungsformen werden in Abgrenzung zum interventionistischen oder ordnungsrechtlichen Steuerungsbegriff mit dem Begriff Governance bezeichnet.35 Dieser bezieht sich stärker auf Strukturen von Steuerung und hebt den Unterschied zu Government (staatliches Regelsystem) hervor. Er drückt aus, dass Steuerungs- und Koordinierungsaktivitäten nicht allein vom Staat ausgehen. Vielmehr finden diese kooperativ und in Interaktion mit Verwaltungen, der Privatwirtschaft und dem Dritten Sektor (Vereine, Verbände, Interessenvertretungen) statt. Ein notwendiger Bestandteil dieser Interaktion ist das Management von Interdependenzen zwischen den Akteuren.

Auch in den Planungswissenschaften wird Steuerung (z. B. der Inanspruchnahme von Flächen oder Ressourcen) nicht mehr nur als einseitige Beeinflussung des Handelns anderer aufgefasst, sondern als „zielbezogener Interaktionsprozess der Anpassung von Denk- und Verhaltensweisen (…), als intentionale Handlungskoordination zur gemeinwohlorientierten Gestaltung der gesellschaftlichen Verhältnisse" [Fürst 2005, 16]. Zumindest im wissenschaftlichen Diskurs nähert sich damit das planerische Verständnis von Steuerung zunehmend dem in den Sozialwissenschaften verbreiteten Begriffsverständnis von Governance an, indem z. B. Planungsziele36 nicht als Ergebnis direkter Einflussnahme, sondern vielmehr als das Ergebnis von Interaktionen der planungsbeteiligten Akteure gesehen wird. Durch Steuerung erfolgt eine zukunftsgerichtete Einflussnahme auf das Handeln der Adressaten, u. a. indem Rahmenbedingungen für private Akteure vorgegeben oder indem bestimmte administrative Weichenstellungen vorgenommen werden.

---

[35] Vgl. Benz [2004]; Kooiman [2003]; Pierre & Peters [2000]; Schuppert [2005].

[36] Planung orientiert sich an einem hierarchisch gegliederten System aus mehr oder weniger verbindlichen Zielvorgaben, an denen Entscheidungen über die räumliche Nutzung auszurichten sind.

2.5 Quellen

Arthur, W. (1989): Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events. In: Economic Journal. Jg. 99 (1989), S. 116-131.

Benz, A. (2004): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung. Wiesbaden.

Bruns et al. (Bruns, E.; Köppel, J.; Ohlhorst, D.; Schön, S.) (2008): Die Innovationsbiographie der Windenergie. Absichten und Wirkungen von Steuerungsimpulsen. LIT Verlag Münster.

David, P. (1985): Clio and the Economics of QWERTY. In: American Economic Review, Jg. 75 (1985), S. 332-337.

Garud, R.; Karnoe, P. [Hrsg.] (2001): Path dependence and creation. Mahwah, N.J., London.

Hemmelskamp, J. (1998): Innovationswirkungen der Umwelt- und Technologiepolitik im Windenergiebereich – ein internationaler Vergleich. Vervielf. Manuskript. Mannheim.

Hipp, C. (1999): Innovationsprozesse im Dienstleistungssektor, Schriftenreihe des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung.

Kemp, R.; Rip, A.; Schot, J. P. (2001): Constructing Transition Paths Trough the Management of Niches. In: Garud, R.; Karnøe, P. [Hrsg]: Path Dependence and Creation. Mahwah, NJ, London, S. 269-299.

Kingdon, J. (1995): Agendas, Alternatives and Public Policies. New York.

Kivisaari et al. (Kivisaari, S.; Lovio, R.; Väyrynen, E.) (2004): Managing Experiments for Transition: Examples of Societal Embedding in Energy and Health Care Sectors. In: Elzen, B.; Geels, F. W.; Green, K. [Hrsg.]): System Innovation and the Transition to Sustainability. Theory, Evidence and Policy. Cheltenham, Northampton, S. 223-281.

Kooiman J. 2003: Governing as Governance. London.

Liebowitz, S. & Margolis, S. (1995): Path Dependence, Lock-In and History. In: Journal of Law, Economics and Organization. Jg. 11 (1995), H. 1, S. 205-226.

Mayntz, R. (1997): Historische Überraschungen und das Erklärungspotenzial der Sozialwissenschaft. In: Mayntz, R. [Hrsg.]: Soziale Dynamik und politische Steuerung. Frankfurt a.M., New York, S. 328-341.

Nill, J. (2002): Wann benötigt Umwelt(innovations)politik politische Zeitfenster? Zur Fruchtbarkeit und Anwendbarkeit von Kingdons „policy window“-Konzept. Berlin.

Pierre, J. & Peters, B. G. 2000: Governance, Politics and the State. Houndmills.

Rammert, W. (2000): National Systems of Innovation, Idea Innovation Networks, and Comparative Innovation Biographies. Technical University Technology Studies Working Paper TUTS-WP-5-2000, S. 35-42.

Schön et al. (Schön, S.; Kuse, S.; Nölting, B.; Meister, M, Ohlhorst, D.) (2007): Konstellationsanalyse. oekom Verlag, München.

Schuppert, G. F. [Hrsg.] (2005): Governance-Forschung. Vergewisserung über Stand und Entwicklungslinien. Baden-Baden.

van de Ven et al. (van de Ven, A.; Polley, D.; Garud, R.; Venkataraman, S.) (1999): The Innovation Journey. New York, Oxford.

Windeler, A. 2003: Kreation technologischer Pfade: ein strukturationstheoretischer Analyseansatz. In: Schreyögg, G. & Sydow, J. [Hrsg.]: Managementforschung 13. Wiesbaden, S. 295-328.

3 Spartenübergreifende Interventionen, Ereignisse und Prozesse

In diesem Kapitel werden Ereignisse und Interventionen auf den verschiedenen Entscheidungsebenen und -feldern dargestellt, die übergreifend auf die Innovationsverläufe der verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien eingewirkt haben. Die Darstellungen beziehen sich im Wesentlichen auf die EU-Ebene und die Bundesebene.

Einige der hier beschriebenen Impulse bilden Kontextbedingungen für die Entwicklung in den einzelnen Sparten, zum Teil stellen sie auch zentrale Steuerungsimpulse in den Konstellationen dar. Zugleich ist es wichtig zu betonen, dass auch wirkungsvolle *spartenspezifische* Regulierungen, wie zum Beispiel das 250 MW-Wind-Programm oder das 100.000-Dächer-Programm für die Photovoltaik Pilotcharakter aufwiesen und so die Entwicklung in mehreren Sparten der erneuerbaren Energien befeuerten. Um Redundanzen zu vermeiden, werden diese Programme und Impulse jedoch nur in den Kapiteln 4 bis 8 erläutert.

3.1 Krisen als Auslöser für gesellschaftliches Umdenken

Krisen haben wesentlich zu einer verstärkten Wahrnehmung von Umwelt- und Energieproblemen in Politik und Gesellschaft beigetragen. Sie lösten v. a. bei den institutionalisierten Akteuren vergleichsweise komplexe Aktivitäten aus, die zur Problemlösung beitragen sollen. Die Problemwahrnehmung in den staatlichen Organisationen entwickelte sich in vielen Fällen aus der Initiative einzelner innovativer Mitglieder [Hennicke et al. 1997]. Für sie war der wachsende Stellenwert des Umweltschutzes und der langfristig tragfähigen Energieversorgung als Gemeinschaftsanliegen eine treibende Kraft für einen voranschreitenden Umdenkungsprozess. Das Ziel, die erneuerbaren Energien zu entwickeln und auszubauen, war ein Teil dieses Prozesses, der durch die hier beschriebenen Krisen ausgelöst, begleitet oder beeinflusst wurde.

3.1.1 Umwelt- und Klimakrisen

Umweltkrisen waren Ereignisse im Kontext der Entwicklung erneuerbarer Energien, die maßgeblichen Einfluss auf deren Entwicklung hatten. Bereits in den 1960er Jahren wuchs in Deutschland das Umweltbewusstsein in bestimmten Kreisen der Bevölkerung. Ausdruck dessen waren Veröffentlichungen auf dem Buchmarkt, die Themen des Umweltschutzes aufgriffen. Hierzu gehört insbesondere der so genannte Meadows-Bericht des Club of Rome mit dem Titel „Die Grenzen des Wachstums“ aus dem Jahr 1972, der große öffentliche Aufmerksamkeit erregte [Meadows et al. 1972]. Herbert Gruhl zog in „Ein Planet wird geplündert“ die „Schreckensbilanz“ der Politik und beklagte den mit Wachstumsideologien verbundenen unverantwortlichen Umgang mit natürlichen Ressourcen [Gruhl 1975]. Zahl-

reiche Bürger- und Umweltinitiativen[37] gründeten sich, aus deren Mitgliedern sich – neben Anhängern der studentischen Linken – die 1980 gegründete Partei Die GRÜNEN speiste.

Bereits im Jahre 1961 versprach der damalige Bundeskanzler Willy Brandt (SPD) angesichts erheblicher immissionsbedingter Umweltprobleme im Wahlkampf den „blauen Himmel über der Ruhr".[38] „Eine lebenswerte Umwelt zur entscheidenden Richtschnur ihrer Politik zu machen“, war das damalige erklärte Ziel der regierenden sozial-liberalen Koalition [Hofmann 1978].

1971 verabschiedete sie schließlich das erste Umweltprogramm der Bundesregierung [BT-Drs. 6/2710], worin der Umweltschutz erstmals als eine wesentliche Aufgabe des Staates definiert wurde. Eine Reihe von Umweltschutzgesetzen wurde initiiert, die der Verschmutzung von Boden, Luft und Grundwasser Einhalt gebieten sollten.[39] Widerstände der Industrieunternehmen und Kommunen sowie die Behäbigkeit der Verwaltung und unklare Zuständigkeiten bewirkten jedoch, dass Umweltschutzziele nicht im beabsichtigten Maße erreicht wurden.

Zweifel an der Zukunftsfähigkeit von Kernenergie waren Teil der kontroversen Diskussionen über die „Risikogesellschaft“. Dieser Begriff wurde vom deutschen Soziologen Ulrich Beck geprägt. Sein Buch mit dem gleichnamigen Titel erschien 1986, im Jahr der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl, und war nicht nur in Fachkreisen, sondern auch auf dem allgemeinen Buchmarkt sehr erfolgreich. Die Grundthese Becks lautet, dass in der fortgeschrittenen Moderne die gesellschaftliche Produktion von Reichtum systematisch mit der gesellschaftlichen Produktion von Risiken einhergeht.

1987 veröffentlichte die von den Vereinten Nationen gegründete Weltkommission für Umwelt und Entwicklung den nach der Kommissionsvorsitzenden benannten Brundtland-Bericht.[40] Darin tauchte erstmals das Leitbild einer Nachhaltigen Entwicklung auf. Der Bericht beeinflusste die internationale Debatte über Entwicklungs- und Umweltpolitik maßgeblich. Er war auch der auslösende Faktor für die Umweltkonferenz in Rio de Janeiro 1992.

Zur gleichen Zeit, etwa um 1987, wurde der anthropogene Klimawandel in der Politik auf nationaler Ebene verstärkt wahrgenommen und aufgegriffen. Ein wichtiger Auslöser dieses Prozesses war ein Aufruf, den die Deutsche Meteorologische Gesellschaft gemeinsam mit der Deutschen Physikalische Gesellschaft verfasste. Darin wurden 3°C Erderwärmung in den kommenden 100 Jahren prognostiziert. Die Deutsche Meteorologische Gesellschaft konnte auf Forschungsdaten ihrer meteorologischen Stationen (u. a. Garmisch-Parten-

---

[37] Der Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU) hatte Mitte der 1970er Jahre, wenige Jahre nach seiner Gründung (1972) über 600 Gruppen unter seinem Dach [Roth 2009].

[38] Vgl. Brüggemeier & Rommelspacher [1992].

[39] Zum Politisierungsprozess in Deutschland bis zur Mitte der 1970er Jahre und der ersten umweltpolitischen Welle, in der den bis dahin vorherrschenden Fortschrittsvorstellungen das Paradigma der Grenzen des Wachstums entgegengestellt wurde, vgl. beispielhaft Hünemörder [2004].

[40] Zukunftsbericht der World Commission for Environment and Development "Unsere gemeinsame Zukunft", erarbeitet unter dem unter dem Vorsitz von Gro Harlem Brundtland.

kirchen) zurückgreifen und die Veränderungen z. B. anhand der Wetterdaten über die Zugspitze veranschaulichen [Jaeger et al. 1994, 256 ff.].

Die in weiten Kreisen der Wissenschaft, Wirtschaft und Politik anerkannten Vertreter der Deutschen Physikalischen Gesellschaft mahnten, das Thema aufzugreifen und zu bearbeiten, was dazu beitrug, dass sich politische Entscheidungsträger zunehmend mit dem Klimaschutz befassten. Vertreter der Gesellschaft plädierten in diesem Zusammenhang für eine verstärkte Nutzung der Kernenergie.

Ende der 1980er Jahre griffen die Medien[41] das Thema auf. Berichte über das Aufheizen der Erdatmosphäre (Treibhauseffekt), das Abschmelzen der Gletscher und den zu erwartenden Anstieg der Meeresspiegel lösten eine kontroverse Diskussion in der Öffentlichkeit über Ursachen und Folgen des Klimawandels aus.

Neben den Berichten des IPCC (vgl. Kapitel 3.2) fand der am 30. Oktober 2006 veröffentlichte Bericht des ehemaligen Weltbank-Chefökonomen und jetzigen Leiters des volkswirtschaftlichen Dienstes der britischen Regierung, Nicholas Stern, ein besonderes mediales Echo. Der Stern-Report[42], der im Auftrag der britischen Regierung erstellt wurde, untersuchte insbesondere die wirtschaftlichen Folgen der globalen Erwärmung.

Stern prognostizierte schwerwiegende Folgen für die Weltwirtschaft, wenn die Erderwärmung nicht gestoppt wird. Für Klimaschutz-Sofortmaßnahmen müssten ca. 1 % des Bruttoinlandproduktes aufgewendet werden. Wenn nicht gehandelt werde, würden nach Stern [2007] die Kosten des Klimawandels dem Verlust von wenigstens 5 % des globalen Bruttoinlandsprodukts entsprechen. Unter Berücksichtigung weiterer Risiken und Einflüsse könnten die Schäden auf 20 % oder mehr des Bruttoinlandsprodukts ansteigen.

Diese Zahlen wurden von einigen Vertretern der Wissenschaft (Klimaökonomen) zwar als wenig substanziell kritisiert, über die daraus abgeleiteten Folgerungen zum Aufhalten des Klimawandels wurde jedoch kein grundlegender Zweifel geäußert. Das große internationale Medienecho auf den Stern-Report rückte die Klimakrise noch einmal sehr stark in den Vordergrund und verdeutlichte einer breiten Öffentlichkeit den Handlungsbedarf bzw. die Konsequenzen unterlassener Handlungen.

Die in den letzten Jahren vermehrt auftretenden Naturkatastrophen wie Wirbelstürme, Überschwemmungen und Dürrekatastrophen, die mit dem menschlich verursachten Klimawandel erklärt werden, tragen zu einer stärkeren Öffentlichkeitswahrnehmung bei. Das Ausmaß möglicher Auswirkungen des Klimawandels wird sichtbar und erzeugt Handlungsdruck.

---

[41] Zum Beispiel GEO Themenhefte zum Klimaschutz in den 1980ern; Bild der Wissenschaft zur Wasserstofftechnologie.

[42] Englischer Titel: The Economics of Climate Change. The Stern Review [Stern 2007].

Dies kommt auch in der Haltung der Öffentlichkeit gegenüber Neubauprojekten fossiler Großkraftwerke zum Ausdruck. So scheint die Realisierung von Kohlekraftwerksprojekten[43] aufgrund sich verstärkender Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung zunehmend fraglich.

3.1.2 Ölpreiskrisen

Die 1970er Jahre standen im Zeichen zweier Ölversorgungs- und Preiskrisen[44], mit denen eine spürbare Verknappung von Kohle und Öl einherging. Länder wie Deutschland, die anders als z. B. Dänemark oder Großbritannien nicht über eigene Gas- oder Ölvorkommen verfügten, traf die Krise besonders heftig.

Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten wurden zu Leitmotiven der Energiepolitik. Diese Situation zwang dazu, sich energiepolitischen Alternativen der Energieerzeugung im eigenen Land zu öffnen. Die Versorgungskrisen der 1970er Jahre waren mit starken Preissteigerungen für Öl und Gas verbunden, woraufhin erneuerbare Energien, die bis dato als zu teuer galten, erstmals als eine Möglichkeit betrachtet wurden, zur Energieversorgung beizutragen. Wenngleich unterschiedliche Auffassungen darüber bestanden, in welchem Umfang dies erfolgen könne (vgl. Kapitel 3.6.2), waren die Versorgungskrisen zentrale Auslöser von Veränderungen.

1990 lag – bedingt durch den Beginn des zweiten Golfkriegs – der Rohölpreis pro Barrel bei knapp über 20 Dollar. Im zweiten Halbjahr kam es zu einem kurzfristigen dramatischen Anstieg auf etwa 35 Dollar pro Barrel. Dieser „historische Zufall“ bestärkte die mit dem Stromeinspeisungsgesetz intendierte Förderung der erneuerbaren Energien. Anfang der 1990er Jahre sank der Ölpreis vorübergehend wieder auf knapp 10 Dollar pro Barrel. Damit sank vorübergehend auch das Interesse vieler Staaten, v. a. der USA, an erneuerbaren Energien. Auch das Jahr 1998 war durch eine Ölschwemme und ein tiefes Absinken der Ölpreise gekennzeichnet. Ende 1998 war ein Barrel Rohöl für 10 Dollar zu haben. Als Begründung für diesen Preiseinbruch kommt u. a. die Finanz- und Wirtschaftskrise in Ostasien in Betracht. Der Rückgang der dortigen Nachfrage – bzw. die Erwartung eines Nachfragerückgangs – ließ den Börsenpreis deutlich sinken. In dieser Phase erschwerten die niedrigen Ölpreise die Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien.

Seit Mitte 1999 stieg der Erdölpreis im Jahresdurchschnitt kontinuierlich an und erreichte 2004 ein neues Allzeit-Höchstpreis-Niveau von über 50 Dollar pro Barrel. Ursache des Preisanstiegs war zum einen der weltweit steigende Verbrauch bei zeitweise unzureichen-

---

[43] Bei Redaktionsschluss befanden sich 7 Kraftwerke im Bau und 22 Kraftwerke in der Planung (vgl. http://www.duh.de/..., Abruf 25.08.2009). Kritische Standorte waren u. a. Hamburg-Moorburg, Hamburg-Brunsbüttel, Berlin-Lichtenberg, Lubmin in Mecklenburg Vorpommern und Mainz-Wiesbaden (vgl. Die Klima-Allianz: Der Widerstand wächst – Proteste gegen neue Kohlekraftwerke. www.deutscheumweltstiftung.de/, Abruf 21.04.2009).

[44] Die erste Ölpreiskrise wurde 1973 durch den Jom-Kippur-Krieg ausgelöst, in dessen Folge die OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) die Ölförderung drastisch drosselte. Durch das „Ölembargo“ stieg der damalige Ölpreis um ca. 70 %. Die zweite Ölpreiskrise folgte 1979 und war im Wesentlichen durch Förderungsausfälle und Verunsicherung nach der Revolution in Iran und dem folgenden Angriff Iraks auf Iran (Erster Golfkrieg) verursacht.

den Förderkapazitäten[45], zum anderen könnten sich Spekulationen preistreibend ausgewirkt haben. Besonders nach dem Einbruch der New economy stellte der Ölmarkt für Investoren eine Alternative zur Risikostreuung dar [Abdolvand & Liesener 2009].[46] Die Höchstmarke von 2004 wurde im Winter 2006/2007 nach zwischenzeitigen Übersteigungen bereits als „gemäßigt" empfunden.[47] Im Jahresverlauf 2007 zeigte sich ein massiver Ölpreissteigerungstrend. Der tatsächliche Jahresdurchschnittspreis lag bei 74 Dollar/Barrel, die historische Marke von 100 Dollar pro Barrel wurde erstmals im März 2008 überschritten. Anfang Juli 2008 war angesichts des Überschreitens der Grenze von 140 Dollar pro Barrel von einer erneuten Ölpreiskrise die Rede. Während in dieser Phase die USA den Preisanstieg an geringen Fördermengen festmachten, verwiesen die Förderländer auf Spekulationen und den Kaufkraftverlust des Dollars als Gründe für den Preisanstieg [Abdolvand & Liesener 2009]. Obwohl der Ölpreis nach dieser Spitze wieder stark absank, verdeutlicht die Entwicklung, dass die begrenzte Ressource Öl mittelfristig teurer werden, zumindest aber immer wieder starken Schwankungen ausgesetzt sein wird.

3.1.3 Kernenergiekrise

Im Februar 1975 begann mit der erfolgreichen Bauplatzbesetzung des geplanten Atomkraftwerks (AKW) in Wyhl eine Demonstrationswelle gegen Kernkraftwerke.[48] Eine überregionale Anti-Atomkraft-Bewegung breitete sich aus und wuchs rasch. Sie strahlte zunehmend in die etablierten Institutionen, Parteien und Verbände aus [Saretzki 2001, 206]. Zwischenfälle wie in Three Mile Island /Harrisburg 1979[49] nährten die Zweifel an der Beherrschbarkeit dieser Technologie. Die Einstellung der Bauarbeiten an der umstrittenen Wiederaufbereitungsanlage in Wackersdorf bestärkte die Anti-Kernkraft-Bewegung in ihrer Protesthaltung.

Einen fundamentalen Einbruch der Akzeptanz erlitt die Kernenergienutzung durch die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl 1986. Der „Super-GAU", der sich infolge einer Kernschmelze und Explosion im Kernreaktor Tschernobyl Block IV ereignete, gilt als eine der weltweit folgenschwersten Umweltkatastrophen aller Zeiten. Anders als über vorangegangene Unfälle (z. B. den in Majak 1957[50]) berichteten die Medien umfassend über den Unfall, so dass die Risiken der nuklearen Energiegewinnung drastisch vor Augen standen. Die bisher als

---

[45] Vgl. dazu auch die Erdöl-Studien der Energy Watch Group, die davon ausgeht, dass das Fördermaximum („peak-oil") bereits im Jahr 2006 erreicht war (www.energywatchgroup.org/... , Abruf 10.12.2009).

[46] Das Handelsvolumen am Ölmarkt ist oft 15 mal größer als der weltweite tatsächliche Ölverbrauch von derzeit etwa 86 Millionen Barrel pro Tag [ebda.].

[47] Vgl. Bundesministerium der Finanzen zur Entwicklung der Benzin-, Diesel- und Rohölpreise, des Dollarkurses und der Mineralölsteuer; Stand August 2006.

[48] Erste Bauplatzbesetzung Wyhl 1975, es folgten Demonstrationen in Brokdorf 1976, Grohnde 1977, Kalkar 1977, Gorleben 1979 etc.

[49] Am 28. März 1979 kam es im Reaktorblock 2 zu einer partiellen Kernschmelze, in deren Verlauf ca. ein Drittel des Reaktorkerns fragmentiert wurde oder schmolz.

[50] Gemeint ist die Explosion eines Betontanks mit hochradioaktiver Flüssigkeit im September 1957 an der Südostseite des Urals (nahe Osjorsk) in der Plutoniumfabrik „Majak", bei der erheblich mehr Radioaktivität freigesetzt wurde als beim GAU in Tschernobyl. Die Katastrophe gilt als der am stärksten verschwiegene GAU der Geschichte. Vgl. http://www.welt.de/wissenschaft/... (Abruf 25.08.2009).

„saubere Energie“ titulierte Kernenergie verursachte die bis dato größte Umweltkatastrophe. Der Reaktorunfall wird immer wieder als *das* zentrale Schlüsselereignis genannt, das einen Wendepunkt in der Umweltschutz- und Energiedebatte markiert. Nach dem Schock des Tschernobyl-Unfalls wurde 1986 mit der Gründung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit die Umweltpolitik institutionalisiert [Jaeger et al. 1994, 256] (vgl. Kapitel 3.4.1).

In der Folge des Reaktorunglücks zerbröckelte der ohnehin schon durch die Anti-Atomkraft-Bewegung in Frage gestellte Konsens über die Nutzung der Atomenergie. Große Teile der Bevölkerung waren für einen Ausstieg aus der Atomenergie, eine Forderung, die in der Politik von den GRÜNEN vertreten, aber auch von der SPD (damals in der Opposition) übernommen wurde. Die SPD beschloss 1986, sich für den Ausstieg aus der Kernenergie einzusetzen[51] (vgl. Kapitel 3.5).

Die Notwendigkeit energiewirtschaftlicher Alternativen trat damit offen zutage. Vor diesem Hintergrund wurden Potenziale[52] der regenerativen Energien in der energiepolitischen Diskussion ernster genommen. Deutschland verknüpfte den Prozess des Atomausstiegs (vgl. Kapitel 3.5) mit einer Eigeninitiative für erneuerbare Energien und dem Ziel, die Treibhausgasemissionen zu senken.[53] Befürworter einer fortgesetzten Nutzung der Kernenergie stellten allerdings heraus, dass der Atomausstieg im Widerspruch zur Senkung des Ausstoßes an Treibhausgasen stünde: Kernenergie sei als CO_2-arme Technologie und zur Deckung des Strombedarfs unverzichtbar (vgl. Kapitel 3.1.4).

Die Störfälle in deutschen Atomkraftwerken in den Jahren 2001 und 2007[54] bekräftigten demgegenüber die Position der Kernenergiekritiker, aufgrund unkalkulierbarer Risiken am Atomausstieg, insbesondere der Abschaltung der alten Anlagen, festzuhalten.[55]

3.1.4 Energieversorgungskrisen und Stromlückendebatte

Aufgrund des Gasstreits zwischen Russland und der Ukraine stellte der russische Gasversorger Gazprom in den Jahren 2006 bis 2008 wiederholt vorübergehend die Gaslieferung an die Ukraine ein. Von den Ausfällen waren auch zahlreiche europäische Abnehmerländer, darunter auch Deutschland, betroffen. Zwar bestand in Deutschland zu keinem Zeitpunkt ein tatsächlicher Versorgungsengpass für die Verbraucher, dennoch führte die Krise vor Augen, in welchem Maße die Steigerung des Anteils russischen Gases am deutschen Energiemix

---

51 Pressemitteilung der SPD-Bundestagsfraktion, 26. Januar 2000.

52 Vgl. Technikglossar

53 Im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtete sich Deutschland, sechs Treibhausgase im Zeitraum 2008-2012 um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

54 Zwischenfälle in Brunsbüttel (2001) und Krümmel (2007).

55 In diesem Kontext steht die Ablehnung der Laufzeitverlängerung von Biblis A (Betreiber: RWE) durch den Hessischen Verwaltungsgerichtshof im Februar 2008 aufgrund von zu wenig Sicherheitsreserven. Der Konzern wollte Strom des Atomkraftwerks Emsland in Lingen auf Biblis A übertragen, um das hessische Kraftwerk länger am Netz zu halten. Nach dem Atomgesetz ist ein Stromtransfer von jüngeren auf ältere Kraftwerke nur bei Zustimmung des Umweltministeriums im Einvernehmen mit Wirtschaftsressort und Kanzleramt möglich.

mit Versorgungsrisiken behaftet ist. Das Ziel der Bundesregierung, die Importabhängigkeit u. a. durch Nutzung der heimischen erneuerbaren Energien zu senken, fand abermals Bestätigung. Die Versorgungsunsicherheit auf dem Gasmarkt wurde nun auch von den Biogaserzeugern und Gasnetzbetreibern als Argument aufgegriffen. Sie begründeten damit die Vorteile, die eine Erhöhung des Biogasanteils am Erdgas durch vermehrte Biogaseinspeisung[56] hätte.

Neben Gasversorgungsengpässen werden auch Versorgungsengpässe im Stromsektor befürchtet. Nach Darstellungen des Bundeswirtschaftsministers Michael Glos im Frühjahr 2008 droht Deutschland eine „Stromlücke“, sollten die Atomkraftwerke wie geplant abgeschaltet und der Bau moderner Kohle- und Gaskraftwerke und Leitungsnetze hinausgezögert werden.[57] Der Bundeswirtschaftsminister stützte sich dabei auf eine Analyse der bundeseigenen Energie-Agentur dena [dena 2008] zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland, wonach ab dem Jahr 2012 eine Unterversorgung mit Strom zu befürchten sei. Diese Stromlücke kann nach dena [2008, 1] nur durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und den Zubau neuer fossiler Kraftwerke, nicht aber allein durch die Nutzung der Stromeinsparpotenziale und den Ausbau regenerativer Energiegewinnung verhindert werden. Als Argument für die fortgesetzte Nutzung der Atomenergie wird zudem der zunehmende Handlungsdruck in Bezug auf den Klimaschutz [IPCC 2007] herangezogen. Aufgrund des geringen CO_2-Ausstoßes sei die Kernenergie weniger schädlich für das globale Klima als die Kohleverstromung.

Das Bundesumweltministerium sowie Verbandsvertreter der erneuerbaren Energien und GRÜNE wiesen die Debatte um die Energielücke als „Angstkampagne“ zurück. Mehrere Studien stützen die Kritik an der Debatte um den „Ausstieg aus dem Ausstieg“.

In einer von Greenpeace in Auftrag gegebenen Studie [EUtech & Greenpeace 2008] wurden die Ergebnisse der dena widerlegt. Ergebnis der Studie war, dass mittel- und langfristig trotz des Atomausstiegs keine Stromlücke entstehen werde. Kritisch zu betrachten seien insbesondere von der dena zugrunde gelegten Prämissen über die Entwicklung des mittelfristigen Strombedarfs, die Höhe der durch Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellten Erzeugungsleistung sowie Annahmen über die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerkparks [ebda., 1].

Auch das Umweltbundesamt wies anhand eigener Berechnungen der Leistungsfähigkeit des bestehenden Kraftwerksparks nach, dass der geplante Atomausstieg die Versorgungssicherheit mit Strom nicht gefährde, wenn gleichzeitig die Ziele der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien konsequent weiterverfolgt würden [Loreck 2008, 12].

Zu einem ähnlichen Ergebnis kam das Bundeswirtschaftsministerium, das in seinem Monitoring-Bericht von 2008 davon ausging, dass die Stromversorgung in Deutschland trotz Atomausstieg bis 2020 gesichert sei [BMWi 2008].

---

[56] Vgl. Technikglossar: Gaseinspeisung.

[57] http://www.bmwi.de/BMWi/... (Abruf 21.10.2008). Auch BDI-Präsident Jürgen Thurmann setzt sich mit Verweis auf den Klimaschutz gegen den Kernausstieg ein (Pressemitteilung vom 22. Mai 2007).

Im September 2008 stellte sich auch die Bundesnetzagentur gegen die Einschätzung der dena und attestierte, dass für den Zeitraum bis 2020 in Deutschland ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen dürfte, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung zu gewährleisten.[58]

Trotz der Ergebnisse dieser Studien wird die Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke von den Energieversorgungsoligopolisten RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW in der Diskussion gehalten. Ihr Interesse scheint vor allem dem Erhalt der Strukturen zu dienen, von denen sie profitierten und die ihre Macht dauerhaft sicherten [DUH 2008, 8]. Die Debatte fiel in den Zeitraum der Vorverhandlungen über das „Klimapaket“ der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.7.3).

3.1.5 Nahrungsmittelkrise

Die Nahrungsmittelkrise stellt sich als eine globale Versorgungs- und Preiskrise dar. Nachdem die Preise im Nahrungsmittelbereich jahrelang stabil gewesen waren, stiegen sie ab 2006 weltweit sprunghaft an. Das hohe Preisniveau wurde durch das Zusammentreffen verschiedener Faktoren ausgelöst und verstärkte die Lebensmittelknappheit vor allem in den Ländern der „Dritten Welt“.

Die UN Organisation für Ernährung und Landwirtschaft (FAO) erklärte den Preisanstieg mit einer langfristig steigenden Nachfrage nach Nahrungsmitteln bei einem gleichzeitig kurzfristigen Rückgang des Angebots [FAO 2008, 9]. Zusätzlich zum stetigen Rückgang der Getreideproduktion der wichtigsten Getreideproduzenten (China, EU, Indien und USA) kam es zwischen 2005 und 2007 zu Produktionsausfällen aufgrund von Dürren und Überschwemmungen. Auch der hohe Ölpreis nahm Einfluss auf das Angebot von Getreide, da mit dem Ölpreis auch Transportkosten und Kosten für Düngemittel steigen. Für die anhaltend hohen Nahrungsmittelpreise sind nach FAO unter anderem Spekulationen an den Rohstoffbörsen verantwortlich, deren Umfang 2007 um 30 % gestiegen war [FAO 2008, 11]. Einige Länder reagierten auf die erwarteten Ausfälle mit Exportbeschränkungen für Getreide und verschärften so die weltweite Knappheit.

Für die gestiegene Nachfrage werden vor allem zwei Faktoren verantwortlich gemacht: Das Wirtschaftswachstum in großen Schwellenländern wie China und Indien[59] und die neu entstehende Nachfrage des Biosprit-Sektors, die zum Teil staatlich gefördert und zum anderen Teil durch den hohen Rohölpreis verstärkt wird. Der Anteil der nachfragebedingt höheren energetischen Verwertung als Ursache der Nahrungsmittelkrise ist umstritten. Die Auseinandersetzung darüber gab der Diskussion um die „Endlichkeit“ bzw. die „Grenzen der Bioenergienutzung“ erneut Anschub. Flächen- und Nutzungskonkurrenzen im Bioenergie-

---

[58] http://www.verivox.de/nachrichten/... (Abruf 20.08.2009)

[59] Ob die veränderten Konsumgewohnheiten in China und Indien tatsächlich zu der aktuellen Preissteigerung beigetragen haben, zweifelt die FAO an. Die steigende Nachfrage nach Getreide sei durch eigenen Anbau gedeckt worden. So gingen die Getreideimporte von China und Indien von 14 Mio. Tonnen Anfang 1980 auf 6 Mio. Tonnen in den letzten drei Jahren zurück. Zukünftig könne der Einfluss auf hohe Nahrungsmittelpreise dagegen größer sein [FAO 2008, 11].

sektor verdeutlichen, dass die Bioenergie – im Gegensatz zu Wind und Sonne als Energielieferanten – nicht unbegrenzt verfügbar ist.

3.2 Internationale Klimaschutzforschung und -politik

Der zunehmende Handlungsdruck zum Klimaschutz und die Entwicklung der erneuerbaren Energien stehen in einem engen Zusammenhang. Der Klimawandel und die Klimaschutzpolitik haben den Prozess der EE-Entwicklung bestärkt, indem sie vor Augen führten, dass dringend Alternativen insbesondere zu den fossilen Energieträgern benötigt werden. Dieses Kapitel befasst sich mit den Meilensteinen der internationalen Klimaschutzpolitik, in der Deutschland zum Teil die Vorreiterschaft übernahm [Weidner 2008]. Die Erläuterung der internationalen Aktivitäten ist von Bedeutung, um die Verwobenheit und das Wechselspiel im Mehrebenensystem zwischen nationaler und internationaler Politik aufzuzeigen, wobei sich die nationale und die internationale Ebene in der Rolle des „Treibers“ und des „Getriebenen“ durchaus abwechselten.

3.2.1 Internationaler Klimaschutzprozess

Weltklimakonferenz in Genf

Die Wahrnehmung von Klimaschutz und Klimawandel war in den 1970er Jahren noch auf wenige wissenschaftliche Kreise beschränkt. Erst ab Mitte der 1970er Jahre gewann die Klimaschutzforschung ein breiteres Interesse in den naturwissenschaftlichen Disziplinen [Oberthür 1993, 23; Jaeger et al. 1994]. Die erste Weltklimakonferenz in Genf (1979), die von der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) in Kooperation mit dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) organisiert wurde, gilt als Geburtsstunde der neueren Klima(wirkungs)forschung. Nachdem zunächst ein relativ großes Spektrum anthropogener Klimabeeinflussungen und -folgen diskutiert wurde, rückte in den folgenden Jahren die Treibhausproblematik in den Mittelpunkt der Überlegungen.

Bei der Weltklimakonferenz in Genf wurde die Intensivierung der wissenschaftlichen Forschung und der internationalen Zusammenarbeit beschlossen und das erste Weltklimaprogramm (WCRP) verabschiedet. Von der Genfer Konferenz kamen – ähnlich wie von der Stockholmer Konferenz der Vereinten Nationen über die Umwelt des Menschen (1972)[60] – entscheidende Anstöße: Für einige Länder bot diese erste Konferenz Anlass, nationale Klimaschutzprogramme einzurichten [Jaeger et al. 1994, 256; Bechmann & Beck 1997, 122]. Im Anschluss an die erste Weltklimakonferenz setzte ein Wechselspiel zwischen internationalen und nationalen Konferenzen ein. Ähnlich wie in anderen Bereichen der internationalen Umweltpolitik waren es auch im Falle der Klimaproblematik internationale Organisationen, die eine Vorreiterrolle spielten: So übernahm das Umweltprogramm der

[60] Die „Konferenz der Vereinten Nationen über die Umwelt des Menschen“ (United Nations Conference on the Human Environment UNCHE), auch Weltumweltkonferenz genannt, fand vom 5. bis 16. Juni 1972 in Stockholm statt. Es war die erste Konferenz der Vereinten Nationen zum Thema Umwelt.

Vereinten Nationen, das 1973 ins Leben gerufen wurde, die Rolle des Förderers, Katalysators und Organisators.[61]

Klimakonferenzen in Villach und Toronto

1985 fand in Villach (Österreich) eine internationale Konferenz "on the Assessment of the Role of Carbon Dioxide and of Other Greenhouse Gases in Climate Variations and Associated Impacts" statt. Nach einer Reihe kleinerer internationaler Zusammenkünfte stellte diese Konferenz einen Wendepunkt in der Diskussion steigender Treibhausgasemissionen dar. Es bestand ein Grundkonsens bezüglich der Größe des bevorstehenden Problems, verbunden mit dem Appell an Wissenschaftler und politische Entscheidungsträger, mögliche Gegenmaßnahmen auszuloten [Jaeger 1992]. Das Abschlussstatement[62] wies darauf hin, dass in der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts ein Temperaturanstieg bevorstehen könnte „which is greater than any in man's history". Jedoch handelte es sich bei dieser Erklärung um den Konsens zwischen den geladenen Experten und nicht zwischen offiziellen Repräsentanten [Jaeger 1992]. Zwei Jahre später beschäftigte sich – wiederum in Villach – die Tagung „Developing Policies for Responding to Climate Change" mit der Ausgestaltung konkreter Maßnahmen zur Eindämmung des Treibhauseffektes. Etwa fünfzig Wissenschaftler beschäftigten sich hauptsächlich mit Vermeidungs- und Anpassungsstrategien. Die Tagung markierte damit den Übergang „von der naturwissenschaftlichen Bestandsaufnahme zur politischen Diskussion" [Matthes 2005, 26].[63]

Die Forderung nach einem internationalen Regime zum Schutz des Klimas wurde insbesondere durch den „Brundtland-Bericht" von 1987 (vgl. Kapitel 3.1.1) gestützt. Die politische Bearbeitung des Themas auf internationaler Ebene begann mit einer von der kanadischen Regierung veranstalteten Konferenz im Jahr 1988 in Toronto. Die sogenannte Toronto-Konferenz stand unter dem Titel „The Changing Atmosphere: Implications for Global Security". Mit dem „Toronto target" wurde erstmals ein konkreter klimapolitischer Aktionsplan empfohlen: Grundsätzlich sollte der Ausstoß von CO_2 und anderen Klimagasen bis 2050 um 50 % reduziert werden. Als ersten Schritt empfahlen die Teilnehmer aus Wissenschaft und Politik für den Zeitraum von 1988 bis 2005 die Steigerung der Energieeffizienz um 10 % und die Reduzierung der globalen CO_2-Emissionen um 20 % gegenüber dem Emissionsniveau von 1988 [Matthes 2005, 27]. Auch die Notwendigkeit einer umfassenden Rahmenkonvention zum Schutz der Atmosphäre wurde ausgesprochen.

---

61 Strübel [1992, 18], zitiert in Bechmann & Beck [1997, 148].

62 www.icsu-scope.org/downloadpubs/scope29/statement.html (Abruf 10.09.2009).

63 Im November 1987 fand in Bellagio (Italien) eine Tagung hochrangiger politischer Entscheidungsträger statt, die sich auf die Ergebnisse der Tagung in Villach stützte [Matthes 2005, 26].

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

In der Folge etablierten die WMO und das UNEP im Jahre 1988 das IPCC [Oberthür 1993, 24 f.].[64] Das IPCC übernimmt als eine Form der professionellen Wissensgemeinschaften (epistemic communities) eine besondere Rolle sowohl für die Problemdiskussion als auch für den politischen Umsetzungsprozess [Bechmann & Beck 1997, 138]. An der ersten Sitzung des IPCC nahm von deutscher Seite Hartmut Graßl[65], der gleichzeitig engagiertes Mitglied der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“[66] war, auf private Kosten teil. Das Verkehrsministerium[67], damals noch zuständig für Klimaschutz, sah keine Notwendigkeit, einen offiziellen Vertreter zur Sitzung des IPCC zu entsenden.

Der erste IPCC-Bericht von 1990 wies auf den zu beobachtenden Klimawandel hin und stellte den Zusammenhang zu den emittierten Treibhausgasen[68] (Treibhauseffekt) her. Es wurde herausgestellt, dass der anthropogen verursachte Treibhauseffekt eine bedrohliche Gefährdung der Menschheit darstellt [IPCC 1990]. Der Bericht formulierte erste Ziele zum Klimaschutz und zur Reduktion der CO_2-Emissionen.

UN-Klimarahmenkonvention

Die Vorlage und Verabschiedung des ersten IPCC-Berichts im Jahre 1990 und dessen Rezeption auf der zweiten Weltklimakonferenz in Genf im selben Jahr verstärkten den Druck auf die internationale Staatengemeinschaft, konkrete Schritte zum Klimaschutz zu ergreifen. Die Weltklimakonferenz von 1990 und der hier vorgelegte Bericht des IPCC gelten als Durchbruch der Klimaproblematik in der Politik.[69] Auf dieser Konferenz erkannten nicht nur 650 Wissenschaftler, sondern auch Regierungsvertreter aus ca. 140 Staaten auf höchster politischer Ebene an, dass dringender Handlungsbedarf besteht. Es wurde vereinbart, Verhandlungen über ein völkerrechtlich verbindliches Vertragswerk zum Klimaschutz aufzu-

---

[64] Das IPCC hat die Aufgabe, in regelmäßigen Abständen (etwa 5 Jahre) den Zustand des Klimasystems und seine Auswirkungen auf die menschlichen Gesellschaftssysteme festzustellen und Möglichkeiten der politischen Gegensteuerung zu benennen. Das IPCC betreibt keine eigene Forschung, sondern bedient sich der veröffentlichten wissenschaftlichen Literatur. Die Berichte werden im Wesentlichen durch Wissenschaftler erstellt, die im Welt-Klimaforschungsprogramm (WCRP) tätig sind. Sie unterliegen einer starken politischen Einflussnahme, da sie von Regierungen aus rund 130 Ländern, darunter auch Länder wie die USA, Australien und OPEC-Staaten, akzeptiert werden müssen.

[65] Prof. Dr. Hartmut Graßl war 1989 bis 2005 Direktor des Max-Planck-Instituts für Meteorologie, Hamburg. Ab 1994 leitete er mehrere Jahre lang das World Climate Research Program (WCRP), das von der WMO und dem International Council of Scientific Unions gemeinsam organisiert wird.

[66] Die Enquête-Kommission wurde vom 11. Deutschen Bundestag eingesetzt und hatte vom 1987 bis 1995 Bestand. Ihr erster Bericht von 1988, präsentiert auf der Forschertagung zur Klimaänderung in Hamburg, thematisierte besonders den Ersatz des Treibgases FCKW und Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung (www.nachhaltigkeit.info/artikel/..., Abruf 10.11.2009).

[67] Der Deutsche Wetterdienst befindet sich heute noch im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Jedoch gehört der Klimaschutz nicht mehr zu seinen Aufgaben und Befugnissen. Klima wurde zu dem Zeitpunkt vor allem mit Wetterphänomenen in Zusammenhang gebracht.

[68] Im Kyoto-Protokoll von 1997 reglementierte Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid, Methan, Distickstoffmonoxid (Lachgas), teilhalogenierte und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe sowie Schwefelhexafluorid.

[69] Vgl. Fischer [1992, 5]; Gehring [1990, 703].

nehmen. Im Dezember 1990 setzte die Vollversammlung der Vereinten Nationen den internationalen Verhandlungsprozess zum Thema globale Klimaänderungen in Gang, indem sie das Intergovernmental Negotiating Committee for a Framework Convention on Climate Change (INC/FCCC) schuf. Das INC erarbeitete die UN-Klimarahmenkonvention[70] unter Beteiligung von 150 Staaten in einem mühevollen Verhandlungsprozess mit fünf Sitzungen zwischen Februar 1991 und Mai 1992 [z. B. Coenen 1997, 163].

Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio

Die Konferenz für Umwelt und Entwicklung (Nachhaltigkeitsgipfel) in Rio de Janeiro 1992[71] behandelte die Klimaschutzproblematik als zentrales Thema. Die Klimarahmenkonvention, wurde in Rio von den meisten Teilnehmerstaaten unterschrieben. Die Vertragspartner verpflichteten sich damit, regelmäßig Berichte zu aktuellen Treibhausgasemissionen und Trends zu veröffentlichen. Indem die Konvention die Erfordernisse des globalen Klimaschutzes und damit die Notwendigkeit einer Energiewende unterstrich, wurden die Potenziale der erneuerbaren Energien nicht nur in den Kontext der nachhaltigen Entwicklung, sondern ausdrücklich auch des Klimaschutzes gestellt. Umweltminister in Deutschland war in dieser Zeit Klaus Töpfer (1987 bis 1994), der den Klimaschutzprozess maßgeblich vorantrieb.

Nach der Klimarahmenkonvention: Der Klimamarathon

Die jährlich stattfindenden Vertragsstaatenkonferenzen (Conference of the Parties, COP) der Klimarahmenkonvention als das oberste und einzige beschlussfassende Gremium markieren wichtige politische Etappen für die Umsetzung der Ziele der Klimarahmenkonvention.

Ein bedeutender Meilenstein war die erste Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention im März 1995 in Berlin. Sie stand unter Vorsitz von Bundesumweltministerin Merkel. Mit dem so genannten Berliner Mandat wurde ein Grundsatzbeschluss zur Festlegung verbindlicher Treibhausgas-Reduzierungsziele für die Industrieländer gefasst. Es besagte, dass innerhalb von zwei Jahren ein Protokoll mit angemessenen Maßnahmen gegen den durch die Menschen verursachten Klimawandel verabschiedet werden soll.

Ebenfalls 1995 wurde der zweite IPCC-Klimabericht veröffentlicht. Darin wurde angesichts neuer Erkenntnisse über die Klimaveränderungen ein erkennbarer menschlicher Einfluss auf das globale Klima hervorgehoben und die Notwendigkeit politischer Gegenmaßnahmen betont. Der Bericht bildet eine fundierte Referenz für die Festlegung von CO_2-Reduzierungszielen aus Gründen des Klimaschutzes.

---

[70] Die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) hat das Ziel, die durch menschliches Handeln verursachte globale Erwärmung zu verlangsamen und ihre Folgen zu mildern.

[71] Die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED) fand 1992 in Rio des Janeiro/ Brasilien statt. Die Konferenz, bei der mit dem Aktionsprogramm Agenda 21 Handlungsempfehlungen für eine nachhaltige Entwicklung ausgesprochen wurden, gilt als Meilenstein in der globalen Umwelt- und Entwicklungspolitik.

Ein weiterer Fortschritt wurde bei der zweiten Vertragsstaatenkonferenz im Juli 1996 in Genf erzielt. Die Konferenz wurde als impulsgebender Erfolg gewertet, denn eine große Mehrheit der Delegationen stellte sich eindeutig hinter die Ergebnisse des zweiten IPCC-Reports und hielt zusätzliche Maßnahmen für eine signifikante Reduktion von Treibhausgasen für dringend notwendig. Ergebnis der Vertragsstaatenkonferenz war eine Ministererklärung, wonach Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen rechtlich verbindlich ausgestaltet werden sollten. Als bemerkenswert galt, dass sich auch die USA, entgegen früherer Äußerungen, ausdrücklich hinter den IPCC und dessen Ergebnisse stellte. 16 Vertragsparteien hingegen lehnten die Schlussfolgerungen des IPCC-Berichts ab, darunter z. B. die OPEC-Staaten, Russland, Australien und Neuseeland [Coenen 1997, 190], und sprachen sich gegen rechtlich verbindliche Reduktionsziele und Zeitpläne aus.

Kyoto-Protokoll

Als wichtigster Meilenstein der internationalen Klimaverhandlungen gilt die dritte Vertragsstaatenkonferenz 1997 in Kyoto. Dort wurde im Dezember 1997 auf der Basis des zweiten IPCC-Reports ein Protokoll mit CO_2-Minderungszielen beschlossen. Mit dem Kyoto-Protokoll[72] wurde die Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) um stärkere und z. T. rechtlich verbindliche Maßnahmen erweitert. Die unterzeichnenden Staaten einigten sich im Kyoto-Protokoll auf individuelle Emissionsreduktionsziele für sechs klimaschutzrelevante Treibhausgase.[73] Für die Europäische Union insgesamt wurde die Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen um 8 % gegenüber den Emissionen von 1990 bis zum Jahr 2008 vereinbart. Deutschland verpflichtete sich im Rahmen der EU-Beitragsaufteilung auf die Reduzierung der Treibhausgase um 21 % gegenüber 1990. Dieses Ziel wurde im Juli 2001, als in Bonn das Kyoto-Protokoll einstimmig durch Bundestag und Bundesrat ratifiziert wurde, für Deutschland verbindlich. Seither ist das völkerrechtlich verbindliche Reduktionsziel von 21 % bis zum Jahr 2010 die erklärte Grundlage der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung.[74] Nach der Ratifizierung durch Russland am 18. November 2004 konnte das Kyoto-Protokoll am 16. Februar 2005 in Kraft treten.

Dritter und vierter IPCC-Bericht

Die IPCC-Klimaberichterstattung wurde 2001 und 2007 fortgesetzt: Der dritte IPCC-Klimabericht von 2001 rückte den Klimawandel weiter ins Bewusstsein der Öffentlichkeit. Umfragen bestätigten, dass die Nutzung erneuerbarer Energien in der Bevölkerung hohe

---

[72] Das Kyoto-Protokoll ist ein am 11. Dezember 1997 beschlossenes Zusatzprotokoll zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) der Vereinten Nationen mit dem Ziel des Klimaschutzes. Es schreibt verbindliche Ziele für die Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen fest.

[73] Kohlendioxid, Methan, Distickstoffoxid, Hydrofluorkohlenwasserstoffe (HFCKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexfluorid. Senkungen der einzelnen Gase in „CO_2-Äquivalente“ umgerechnet und diese dann zu einem Gesamtwert aufaddiert.

[74] www.bmu.de/klimaschutz/aktuell/... (Abruf 25.08.2009).

Akzeptanz genoss.[75] Auch die wirtschaftlichen Folgen eines Klimawandels wurden thematisiert [z. B. Kemfert 2004]. Der dritte IPCC-Klimabericht bildete die fachliche Grundlage für den Rio+10-Gipfel in Johannesburg 2002 und fungierte seitdem als Referenz für Klimaforschung und Klimapolitik.

Im vierten IPCC Klimabericht von 2007[76] wurden die Zusammenhänge zwischen CO_2-Emissionen und Klimawandel bestätigt. Der Bericht fand sowohl in der Politik als auch in der Öffentlichkeit erneut eine starke Resonanz.

„Renewables-Prozess“

Der „World Summit for Sustainable Development“ (WSSD) bzw. Rio+10-Gipfel 2002 in Johannesburg gilt als der Beginn des zwischenstaatlichen Politikprozesses zur Förderung erneuerbarer Energien. Dort stand das Thema erstmals auf der Agenda einer internationalen Tagung.

Der damalige Bundeskanzler Gerhard Schröder lud in Johannesburg zur ersten Regierungskonferenz für erneuerbare Energien („renewables 2004“) 2004 nach Bonn ein. Dies war eine Folge der Erkenntnis, dass „konkrete Initiativen zum EE-Ausbau sowie zur Reduzierung fossiler Energien und ihrer Subventionierung auf multilateralen UN-Konferenzen[77] grundsätzlich nicht erreichbar sind“ [Hirschl 2008, 577].

Mit der renewables 2004 in Bonn fand eine hochrangig besetzte Regierungskonferenz statt, die große Medienresonanz erhielt [ebda.].[78] Die Veranstalter erhofften sich eine wirksame Verbreitung des Themas. Um diese zu unterstützen, wurden neben der EE-Branche auch zahlreiche gesellschaftliche Akteure aus Industrie und Wirtschaft in den Prozess eingebunden. Ein zentrales Ergebnis war das Internationale Aktionsprogramm, in dem eine Vielzahl unterschiedlicher Beiträge zur Förderung erneuerbarer Energien vereinbart wurde. Der besondere Beitrag Deutschlands zum Aktionsprogramm lag in der Ankündigung von Bundeskanzler Gerhard Schröder, die Bundesregierung wolle von 2005 an für fünf Jahre 500 Mio. Euro über die Kreditanstalt für Wiederaufbau zum Ausbau der Erneuerbaren Energien bereitstellen [Mangels-Voegt 2004]. Die deutschen Veranstalter, namentlich das Bundesumwelt-

---

[75] Vgl. z. B. forsa [2005]; BUND [2007]; Agentur für erneuerbare Energien [2008]. Mautz & Byzio [2004, 112] sprechen von einer „Energiewende als gesellschaftlicher Leitidee“.

[76] IPCC [2007], Kurzfassung unter http://www.bmu.de/klimaschutz/... (Abruf 25.08.2009). Die Kurzfassung des IPCC_Berichts für politische Entscheidungsträger der Arbeitsgruppe I über die „Wissenschaftlichen Grundlagen“ wurde am 02. Februar 2007 im Anschluss an eine Konferenz in Paris veröffentlicht – noch vor dem EU-Gipfel im März 2007 in Brüssel (vgl. Kapitel 3.3). Die Zusammenfassung des Berichts der Arbeitsgruppe II über „Auswirkungen, Anpassung und Anfälligkeit“ folgte am 06. April, die der Arbeitsgruppe III über die „Verminderung des Klimawandels“ am 04. Mai 2007. Eine Zusammenfassung des Gesamtberichts („Syntheseband“) erschien am 17. November 2007.

[77] Diese Ziele scheitern an der aus der Klimapolitik bekannten Koalition von USA und OPEC-Staaten [ebda.].

[78] Hirschl [2008, 578] sieht einen wichtigen positiven Effekt der Konferenz darin, dass deren freiwilliger Rahmen es den beteiligten Länder ermöglichte, von ihren sonstigen Positionen in der Klima- und Energiepolitik „positiv“ abzuweichen. Der damalige Bundesumweltminister bezeichnete die renewables 2004 als einen Meilenstein für den Übergang zu einem Energiesystem, das den Klimaschutz und die realen Entwicklungschancen der Armen dieser Welt gleichermaßen in den Mittelpunkt rückt.

ministerium und das Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit, stießen mit der Konferenz einen internationalen Politikprozess – mit der deutschen Energiepolitik als Vorbild – an.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis der Konferenz war die Einrichtung des globalen Politiknetzwerks REN 21 [vgl. Staiß 2007, 243], für das der offizielle Startschuss im Juni 2005 in Kopenhagen fiel.[79] Als globales Politiknetzwerk, an dem Regierungen, internationale Organisationen und Vertreter der Zivilgesellschaft zusammenarbeiten [ebda.], sollte es ein Forum für führende Initiativen im Bereich erneuerbarer Energien auf internationaler Ebene bieten. Unterstützt wurde das REN 21 durch die Internationale Energieagentur [Hirschl 2008, 578].

Im Rahmen des REN 21 wurden in der Folge weitere Konferenzen anberaumt. Die Beijing International Renewable Energy Conference 2005 war schon durch den Tagungsort in einem in der Entwicklung befindlichen Land bedeutsam. China legte einen besonderen Fokus auf internationale Kooperation, um erneuerbare Energien besonders in Entwicklungsländern zu etablieren. 2008 fand die Washington International Renewable Energy Conference statt, auf der Repräsentanten internationaler (Nicht-Regierungs-)Organisationen und der Privatwirtschaft 145 Initiativen verabschiedeten, um den Anteil erneuerbarer Energien weltweit signifikant zu erhöhen. Die vierte Konferenz dieser Reihe wird 2010 in Delhi stattfinden.[80]

G8-Gipfel von Heiligendamm

Im Juni 2007 fand das 33. Gipfeltreffen der Regierungschefs der Gruppe der Acht[81] unter deutscher Präsidentschaft im Seebad Heiligendamm statt. Es stand unter dem Motto „Wachstum und Verantwortung“. Gegenstand des Gipfels war die Notwendigkeit der Minderung von Treibhausgasemissionen und des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Im Ergebnis bekannte sich die Gemeinschaft der G8 zu den Aussagen und Zielen des IPCC-Berichts sowie zu den Ergebnissen des jüngsten UN-Klimaberichts. Sie verständigte sich erstmals auf die Notwendigkeit gemeinsamer Reduktionsziele bei den Treibhausgasen. Die in der Abschlusserklärung festgehaltenen Ergebnisse proklamierten eine stärkere Anerkennung des Klimawandels als global und international zu lösendes Problem. Als bemerkenswert wurde die Erklärung zur Kenntnis genommen, dass die Klimaverhandlungen – entgegen der ursprünglichen Haltung von US-Präsident George W. Bush – künftig unter dem Dach der UN fortgesetzt werden sollen. Eine Umsetzung der erklärten Ziele wurde jedoch auf die Verhandlungen der Klimakonferenz in Bali verschoben [Bals 2007, 4].

---

79 Vgl. REN21 Renewable Energy Policy Network. 2005. „Globaler Statusbericht 2005 Erneuerbare Energien“. Washington, DC: Worldwatch Institute.

80 www.ren21.net/PolicyProcess/renewables2004.asp (Abruf 20.11.2009)

81 Die Gruppe der Acht setzt sich zusammen aus den führenden Industrienationen Deutschland, den Vereinigten Staaten, Japan, Großbritannien, Kanada, Frankreich und Italien sowie Russland. Daneben ist in dem Gremium auch die Europäische Kommission mit einem Beobachterstatus vertreten.

Nicht gelungen war eine Einigung auf feste Reduktionsziele oder auf die Zwei-Grad-Marke.[82] Eine Koalition aus Japan, Kanada und EU sprach sich zwar für eine Reduktion der Emissionen um mindestens 50 % bis 2050 aus und erkannte so die Größenordnung der notwendigen Reduktionen an, konnte sich aber nicht auf ein gemeinsames Basisjahr einigen. Zudem trugen Russland und die USA diese Erklärung nicht mit. Die Förderung der erneuerbaren Energien wurde als ein Beitrag zur Emissionsreduktion anerkannt [Gipfelerklärung 2007, 35, § 76], nahm jedoch keinen größeren Stellenwert in der Gipfelerklärung ein.

In Heiligendamm einigte man sich zumindest darauf, bei der Weltklimakonferenz in Bali Dezember 2007 den Verhandlungsprozess für ein Post-Kyoto-Abkommen auf den Weg zu bringen und diesen bis 2009 abzuschließen [Gipfelerklärung 2007, § 52]. Damit wurde die UN als das zentrale Forum für internationale Klimaverhandlungen anerkannt.

Umweltgruppen, Nicht-Regierungs-Organisationen und viele weitere Akteure zeigten sich von den Ergebnissen des Gipfels enttäuscht. Im Vorfeld waren hohe Erwartungen an die deutsche Doppelpräsidentschaft 2007 geknüpft worden (EU-Präsidentschaft im ersten Halbjahr 2007 und gleichzeitige Präsidentschaft des G8-Gipfels), die aus der Perspektive der Umweltorganisationen dazu hätte genutzt werden können, den Klimawandel noch stärker zur „Chefsache“ in der internationalen Politik zu machen [Bals 2008, 6].

Weltklimakonferenz auf Bali

Wesentliches Ziel der Weltklimakonferenz auf Bali[83] im Dezember 2007 war es, die Verhandlungen für ein Nachfolgeabkommen des 2012 auslaufenden Kyoto-Protokolls zu starten und einen gemeinsamen Arbeits- und Zeitplan für den weiteren Verhandlungsprozess zu vereinbaren. Angesichts der Widerstände[84] wurde ein solcher „Fahrplan“ und eine Verständigung auf die Hauptbausteine eines künftigen Abkommens bereits als Erfolg gewertet.

Die Teilnehmer strebten an, die Verhandlungen bis zur 15. Vertragsstaatenkonferenz 2009 in Kopenhagen erfolgreich abzuschließen und in ein neues Klimaabkommen (Nachfolgeabkommen zum Kyoto-Protokoll) münden zu lassen [Bali Action Plan 2007, 3, § 1].

Die Ergebnisse von Bali blieben hinter den Wünschen Deutschlands und der EU zurück.[85] Quantifizierte Zielvorgaben zur Emissionsminderung von Treibhausgasen gelten nur für die Kyoto-Vertragsstaaten und somit nicht für die USA [Bals 2008, 23; AWG Report 2007, 5,§ 16].[86] Die an der Konferenz auf Bali teilnehmenden Staaten verpflichteten sich zu

---

[82] Damit ist die Verpflichtung gemeint, den Temperaturanstieg unterhalb von 2°C gegenüber vorindustriellem Niveau zu halten.

[83] Die Klimakonferenz auf der indonesischen Insel Bali war die 13. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention [vgl. Löschel et al. 2008, 28 ff.].

[84] Nicht alle Länder akzeptieren eine verordnete und quantifizierte Reduzierung des Ausstoßes von Kohlendioxid, die Basis des Kyoto-Protokolls. Staaten mit starker wirtschaftlicher Entwicklung (USA, China) opponieren aus wirtschaftlichen Interessen. Die Entwicklungsländer wiederum fordern eine stärkere Unterstützung der Industrieländer bei der Bewältigung der durch den Klimawandel entstehenden Probleme und Kosten.

[85] http://www.bmu.de/pressemitteilungen/... (Abruf 25.08.2009)

[86] Zu einer Reduzierung der Emissionen um mindestens 50 % bis 2050 bekannten sich im Juli 2008 auf dem G-8-Gipfel in Japan alle G-8 Staaten (also auch die USA).

vermehrten Klimaschutzmaßnahmen, die mess-, bericht- und überprüfbar und unter Berücksichtigung nationaler Besonderheiten vergleichbar sind. Eine internationale Verbindlichkeit dieser Ziele konnte jedoch nicht erreicht werden. Allerdings ist positiv zu vermerken, dass auch die so genannten Schwellenländer dem Beschluss zustimmten, ihrerseits weitergehende mess-, bericht- und überprüfbare Maßnahmen zur Senkung des Treibhausgas-Ausstoßes zu ergreifen. Sie forderten dafür technologische und finanzielle Unterstützung der Industrieländer. Zur Finanzierung von Maßnahmen gegen Folgen des Klimawandels wurde ein von Entwicklungsländern schon länger geforderter Anpassungsfonds eingerichtet, der sich über Abgaben (2 %) auf CDM-Zertifikate (Clean Development Mechanism) finanzieren soll.

Insgesamt war die Bali Road Map auch ein Signal an den Finanzmarkt, dass Emissionshandel und CDM nach 2012 weitergeführt und verschärft werden sollen.

15. Vertragsstaatenkonferenz in Kopenhagen

Im Dezember 2009 fand in Kopenhagen die 15. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention statt. Der Fahrplan von Bali 2007 (bali roadmap) hatte vorgesehen, dass die Vertragsstaaten in Kopenhagen ein neues, verbindliches Nachfolgeabkommen zum Kyoto-Protokoll unterzeichnen, um vor dessen Auslaufen 2012 die letzte Chance für eine nahtlos anschließende und wirkungsvolle Vereinbarung zu nutzen. Den vielen Jahren der Vorbereitung entsprechend, wurde die Zusammenkunft oftmals als „die vielleicht wichtigste Konferenz der Menschheitsgeschichte“ bezeichnet.[87] Die UN-Klimakonferenz gilt jedoch als gescheitert. Sie endete mit einem weder völkerrechtlich noch politisch bindenden Minimalkonsens, dem Copenhagen Accord.[88] Darin nahmen die unterzeichnenden Staaten „zur Kenntnis“, dass die Erderwärmung auf zwei Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Niveau begrenzt bleiben soll. Sie vereinbarten jedoch keine allgemeinverbindlichen, international kontrollierbaren Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen. Mehrere Entwicklungsländer stimmten dem Kompromiss deshalb nicht zu. Nachdem ein Nachfolgeabkommen für das 2012 auslaufende Kyoto-Protokoll in Kopenhagen nicht beschlossen werden konnte, richten sich die Hoffnungen nun auf die 16. Vertragsstaatenkonferenz in Mexiko-City vom 29. November bis 10. Dezember 2010.

---

[87] Schellnhuber, J. in: http://www.epd.de/nachrichten/nachrichten_index_68662.html (Abruf 20.11.2009).

[88] http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/l07.pdf (Abruf 23.12.2009).

Tabelle 3-1: Wesentliche Stationen des Internationalen Klimaschutzprozesses [Coenen 1997, 162; ergänzt]

1979	Erste Weltklimakonferenz (WMO), Genf
1985	Villach International Conference on the Assessment of the Role of Carbon Dioxide and of Other Greenhouse Gases in Climate Variations and Associated Impacts
1987	Villach Workshop Developing Policies for Responding to Climate Change
	Veröffentlichung des Brundtland-Report „Our Common Future“
1988	Toronto-Konferenz
	Etablierung des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)
1988	1. Bericht der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ auf der Internationalen Forschertagung zur Klimaänderung in Hamburg
1990	Verabschiedung des 1. IPCC Assessment Report
	Zweite Weltklimakonferenz in Genf
	Etablierung des Intergovernmental Negotiating Committee for a Framework Convention (INC / FCCC)
1991-1992	Fünf Sitzungen des INC zur Erarbeitung der Klimarahmenkonvention zwischen Februar 1991 und Mai 1992
1992	Verabschiedung der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) auf der UN Conference on Environment and Development in Rio durch ca. 150 Staaten
1994	Inkrafttreten der Klimarahmenkonvention
1995	1. Vertragsstaatenkonferenz (COP) der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) in Berlin
	Veröffentlichung des 2. IPCC Assessment Report
1996	2. COP der Klimarahmenkonvention in Genf
1997	3. COP der Klimarahmenkonvention in Kyoto
2001	Veröffentlichung des 3. IPCC Assessment Report
2002	Rio+10-Gipfel in Johan¬nes¬burg / World Summit on Sustainable Development – WSSD
2004	Erste Regierungskonferenz für erneuerbare Energien („renewables 2004“) in Bonn
	Einrichtung des globalen Politiknetzwerks REN 21
2007	Veröffentlichung des 4. IPCC Assessment Report
	G8-Gipfel in Heiligendamm
	13. COP auf Bali
2009	15. Vertragsstaatenkonferenz (COP) in Kopenhagen

3.2.2 Gründung der internationalen Agentur für erneuerbare Energien IRENA

Erstmals wurde 1981 die Gründung einer Internationalen Agentur für erneuerbare Energien vorgeschlagen [Bundesregierung 2008, 6], auf Grund vielfältiger Widerstände u. a. der etablierten Energieindustrie jedoch zunächst wieder fallen gelassen. Unterstützt durch Spanien und Dänemark griff Deutschland die bereits in der Koalitionsvereinbarung von 2002 verankerte Absicht zur Schaffung einer internationalen Agentur für erneuerbare Energien wieder auf. Der Anfang 2007 begonnene Gründungsprozess führte zur offiziellen Gründungskonferenz am 26. Januar 2009 in Bonn.[89] Sitz der IRENA ist in Abu Dhabi, in Bonn wird ein Innovations- und Technologiezentrum angesiedelt. Ein Verbindungsbüro für Kontakte zur UN im Bereich Energie und zu anderen internationalen Institutionen entsteht in Wien.[90]

IRENA ist die erste weltweit agierende Organisation, die sich ausschließlich mit erneuerbaren Energien befasst. Die Agentur unterstützt Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer durch Beratungsleistungen [IRENA 2008a, 2; IRENA 2008b; BMU 2008b, 13 ff.; Bundesregierung 2008, 8].[91] IRENA versteht sich als energiepolitisches Gegengewicht zu der seit 1957 bestehenden Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO) und zur 1974 gegründeten Internationalen Energieagentur (IEA).[92] Durch Studien und Beratung sollen die lokalen Potenziale und Ausbauoptionen, Finanzierungsmodelle sowie notwendige ordnungspolitische Rahmenbedingungen aufgezeigt werden. Bis Juni 2009 hatten 109 Staaten den Gründungsvertrag unterzeichnet, mit einer starken Repräsentanz aus Europa und Afrika. Mitte März 2009 unterzeichnete Indien den Gründungsvertrag als erstes der fünf großen Schwellenländer [IRENA 2009a].

3.3 Energiepolitische Impulse auf EU-Ebene

Ein EU-weit abgestimmtes Vorgehen in der Energie- und Klimapolitik ist unabdingbar für die Bewältigung der bevorstehenden Herausforderungen. Eine umweltverträgliche, sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung kann allein auf nationalstaatlicher Ebene nicht gewährleistet werden. Die Energie- und Klimapolitik gilt überdies als ein Thema, mit dem der Prozess der europäischen Integration befördert werden kann. Hierbei steht nach Auffassung

---

[89] Letztlich kam den Bemühungen zugute, dass zeitgleich weitere Partnerschaften, wie das Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) gegründet wurden [Hirschl 2008, 484 und 532 ff.]. Während REN21 als relativ offenes Policy-Netzwerk nur über ein kleines Sekretariat verfügt, welches durch die GTZ und UNEP betrieben wird, sollte IRENA von Anfang an als eigenständige Agentur aktiv werden [IRENA 2009a].

[90] Generaldirektorin der IRENA ist Hélène Pelosse, zuvor Direktorin im französischen Umweltministerium.

[91] Die Agentur wird dabei erst *auf Wunsch* ihrer Mitgliedstaaten beraterisch aktiv [Bundesregierung 2008a, 7].

[92] Dieser Organisation wird vorgeworfen, keineswegs eine neutrale Position gegenüber allen Energiequellen einzunehmen, sondern massiv für konventionelle und nukleare Energieversorgung einzutreten [Scheer 2008a, 1; ähnlich Gabriel 2009, 1]. Gabriel sieht IRENA daher als Gegenentwurf zu den Lobbyinteressen der konventionellen Energiewirtschaft [2009, 2].

von Geden & Fischer [2008, 113] weniger die reale Verlagerung von Regelungskompetenzen auf EU-Ebene im Vordergrund als vielmehr der Akzeptanzgewinn für die „europäische Idee“. Energie- und Klimapolitik gelten auf EU-Ebene aktuell als profilierungsträchtige Politikbereiche, in denen die EU ihre Handlungsfähigkeit – und damit ihre Existenzberechtigung – unter Beweis stellen könnte.

3.3.1 Liberalisierung der Energiemärkte

Seit Ende der 1980er Jahre wirkte die EU auf eine Liberalisierung der Energiemärkte hin. Ziel war (und ist) die Einrichtung eines funktionierenden europäischen Energiebinnenmarktes.[93] Rechtsgrundlage für eine Neudiskussion der energiewirtschaftlichen Strukturen in der EU bildete der mit der Einheitlichen Europäischen Akte von 1986 in den EWG-Vertrag eingefügte § 8. Dieser sah vor, bis zum 31. Dezember 1992 den gemeinsamen Binnenmarkt schrittweise zu verwirklichen [Matthes 2000, 178]. Vor diesem Hintergrund verabschiedete der Ministerrat am 16. September 1986 die „Neuen energiepolitischen Ziele der Gemeinschaft“. Erst zwei Jahre später, am 02. Mai 1988, legte die Kommission den Bericht „Der Binnenmarkt für Energie“ vor [KOM 1988], in dem die Kommission eine Bestandsaufnahme der Situation der verschiedenen Energieträger vornahm und erste Vorstellungen zur Schaffung eines gemeinsamen Marktes für Energie entwickelte. 1989 veröffentlichte die EU-Kommission zwei Richtlinienentwürfe zur Erhöhung der Preistransparenz und zum Stromtransit. Die Bedeutung dieser Richtlinienentwürfe lag insbesondere in den darin angekündigten weiteren Liberalisierungsschritten und dem daraus folgenden Aufbrechen geschlossener Versorgungsgebiete [Matthes 2000, 178 f.].

Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG

Nach mehrjährigen kontroversen Debatten auf EU-Ebene wurde am 19. Dezember 1996 die Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG[94] für den Strommarkt verabschiedet. Die Richtlinie war mit maßgeblicher Unterstützung der damaligen konservativ-liberalen Bundesregierung zustande gekommen, da diese sich auf nationaler Ebene einer „Veto-Koalition der Energiebranche“[95] gegenüber sah [Hirschl 2008, 568]. Der „Ebenenwechsel“ sollte hier Abhilfe schaffen und neue Impulse für die nationale Liberalisierung bringen.

Die Richtlinie trat am 19. Februar 1997 in Kraft und verpflichtete die Mitgliedsländer, eine schrittweise Liberalisierung der Stromwirtschaft bis zum Jahr 1999 zu beginnen. In Deutschland konnte in der Folge schließlich eine Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes verabschiedet werden (vgl. Kapitel 3.9.3).

---

[93] Einen ersten Richtlinienentwurf zur Liberalisierung der Energiemärkte hatte die EU-Kommission bereits 1992 vorgelegt. Er wurde jedoch nicht verabschiedet.

[94] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[95] Diese hatte sich erfolgreich gegen eine Änderung des seit 60 Jahren bestehenden gesetzlichen Status quo – insbesondere gegen die Aufgabe der geschützten Gebietsmonopole – gewehrt.

Ziel der Liberalisierung war es, möglichst viele Teile der Wertschöpfungskette[96] im Energiemarkt dem freien Wettbewerb zugänglich zu machen. Der Wettbewerb soll gewährleisten, dass die Verbraucher zu den günstigsten Konditionen marktgerecht versorgt werden. Zentraler Bestandteil der Reform ist daher eine Entflechtung (buchhalterische Entflechtung bzw. Unbundling) der Unternehmensbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung [Monstadt 2004, 162].

Der Stromtransport ist an eine kostenträchtige Netzinfrastruktur gebunden. Mehrere parallele Stromnetze anzubieten, erschien aus Kostengründen nicht sinnvoll. Auf dieser Stufe der Liberalisierung wurde daher das Gebietsmonopol der Netzbetreiber beibehalten. Die Energieversorgungsunternehmen mussten allerdings den Unternehmenszweig Transport- und/oder Verteilnetze auf rechtlicher, operationeller, informatorischer sowie buchhalterischer Ebene von den übrigen, dem Wettbewerb ausgesetzten Märkten trennen (Unbundling). Die so genannte vertikale Entflechtung sah zwar vor, dass eigenständige Unternehmen ausgegründet wurden, diese verblieben in Deutschland jedoch im Besitz der Mutterkonzerne, so dass zunächst nur eine unvollständige Entflechtung erreicht wurde. Neben dem Unbundling gilt die Netzzugangsgarantie Dritter zu den Übertragungs- und Verteilnetzen[97] und die Regulierung der Netznutzungsentgelte[98] und Netzanschlussbedingungen zu den wichtigen Vorgaben der EU.

Die Ausgestaltung der Richtlinie ermöglichte erhebliche Gestaltungsspielräume für eine den nationalen Situationen angepasste Implementation. Dies führte allerdings dazu, dass in der Praxis von dem ursprünglichen Ziel einer Harmonisierung und Integration der Energiemärkte abgewichen wurde (vgl. Kapitel 3.9.3.3).

Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG

Um den Zielen der Binnenmarktrichtlinie Nachdruck zu verleihen und die defizitäre Implementierung der Binnenmarktrichtlinie zu beschleunigen, verabschiedete die Kommission 2003 eine so genannte Beschleunigungsrichtlinie.[99] Darin wurden die Wahlmöglichkeiten bei der Ausgestaltung des Marktes abgeschafft und u. a. die verbindliche Einführung einer Regulierungsbehörde in den Mitgliedsländern gefordert sowie deren Kompetenzen detailliert vorgegeben. Die deutsche Energiewirtschaft kämpfte zusammen mit dem Bundeswirtschaftsministerium[100] gegen eine solche von Brüssel „übergestülpte“ Regulierungsbehörde [Hirschl 2008, 569). Die Implementierung in Deutschland verzögerte sich, bis 2005 das

---

[96] Bei Strom untergliedert sich diese in (1) Erzeugung, (2) (Groß-)Handel, (3) Transportnetze (Hoch- und Höchstspannung), (4) Vertrieb und (5) Verteilnetze.

[97] Diese Regelung des Netzzugangs soll den diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu den Versorgungsnetzen ermöglichen. Eine Verweigerung des Netzzugangs ist nur dann möglich, wenn das Netz nicht die erforderlichen Kapazitäten für die Durchleitung aufweist.

[98] Der Netzbetreiber ist verpflichtet, seine Netze gegen Entgelt zur Verfügung zu stellen, wobei die Netznutzungsentgelte staatlich reguliert werden können.

[99] RL 2003/54/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[100] Die genauen Ressortbezeichnungen der im Bericht genannten Ministerien befinden sich im Anhang (Ressortverzeichnis).

Energiewirtschaftsgesetz (vgl. weitergehend Kapitel 3.9.3) erneut novelliert und eine „Bundesnetzagentur“ gegründet wurde.

3.3.2 Erneuerbare-Energien- und Klimaschutzpolitik auf EU-Ebene

Die Förderung der Erneuerbaren Energien, die zu den markantesten Schnittpunkten zwischen Umwelt- und Energiepolitik gehört, gewann infolge der klimapolitischen Zielsetzungen der EU in den vergangenen Jahren an Bedeutung [Geden & Fischer 2008, 95].

3.3.2.1 Förderprogramme für nicht-nukleare Energien

Zwar hatte das EU-Parlament bereits 1991 beschlossen, dass für erneuerbare Energien Fördermittel in gleicher Höhe wie für Fusionsforschung zur Verfügung stehen sollten, dennoch wurde die Einrichtung eines eigenen Titels dafür durch den Einfluss der Kommission verhindert. Das Parlament schuf daraufhin Sammelprogramme für nicht-nukleare Energien, aus denen auch fossile Energien bedient wurden. Für Projekte mit erneuerbaren Energien standen die Programme „Joule“, „Thermie“ und „Altener“ zur Verfügung, letzteres war ausschließlich für erneuerbare Energien konzipiert. Obwohl mit dem Grünbuch „Energie für die Zukunft“ [KOM 1996] eine verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien propagiert wurde (vgl. Kapitel 3.3.2.2), drohte eine Kürzung der Mittel aus dem Altener-Programm.

Zudem stellten EU-Förderanträge – insbesondere bei fragwürdigen Aussichten auf Förderung – eine Herausforderung für die Antragsteller dar. Durch strenge, umfangreiche und komplizierte Richtlinien, die erforderliche Zusammenstellung eines internationalen Antragskonsortiums aus drei bis fünf Projektpartnern und langwierige Genehmigungsverfahren war die Antragstellung mit hohem Zeit- und Kraftaufwand verbunden. Die Ausarbeitung einer Projektskizze konnte eine Halbtagsstelle über Monate binden. Kleine und mittelständische Unternehmen waren daher durch die Förderpraxis der EU stark benachteiligt [Kreutzmann 1997, 26 f.].

3.3.2.2 Grünbuch und Weißbuch der Europäischen Kommission[101]

Das Thema der Förderung erneuerbarer Energien wurde auf EU-Ebene Mitte der 1990er Jahre aufgegriffen, als es in Deutschland bereits das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG[102]) gab und erste Erfolge insbesondere beim Ausbau der Windkraft deutlich wurden. Als Vorläufer im Politikprozess zum Ausbau der erneuerbaren Energien legte die EU im Jahr 1996 das Grünbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen“ vor [KOM 1996]. Darin empfahl die Kommission den Anteil erneuerbarer Energien von damals 6 % auf 12 % im Jahr 2010 zu verdoppeln [ebda.].

---

[101] Die Europäische Kommission leitet einen Gesetzgebungsprozess (etwa die Verabschiedung von Richtlinien) häufig mit den so genannten Grün- und Weißbüchern ein. Grünbücher werden mit dem Ziel veröffentlicht, einen Konsultationsprozess auf europäischer Ebene einzuleiten. Weißbücher enthalten Vorschläge für Maßnahmen und Aktivitäten der Europäischen Gemeinschaft in einem bestimmten Bereich.

[102] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Im November 1997 verabschiedete die Europäische Kommission das Weißbuch „Energie für die Zukunft“ [KOM 1997], das eine lebhafte politische Diskussion entfachte. Darin wurde die Nutzung, der Ausbau und die technische Weiterentwicklung erneuerbarer Energien mit der Notwendigkeit begründet die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern, Umwelt- und Klimaschutzverpflichtungen zu erfüllen sowie Arbeitsplätze zu schaffen. Zentrales, jedoch nicht bindendes Ziel auf EU-Ebene war die Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch von etwa 6 % im Jahr 1995 auf 12 % bis zum Jahr 2010. Dieses Ziel war nach den Einschätzungen im Weißbuch vor allem durch den Ausbau der Biomassenutzung und an zweiter Stelle durch den Ausbau der Windenergienutzung zu erreichen [Schmela 1998, 24 f.].

Mit der „Kampagne für den Durchbruch“, die im Weißbuch verankert ist und im Jahr 1999 startete, wurde ein erster Schritt zur Erreichung dieses Ziel getan. Für die Umsetzung der Kampagne stellte die Gemeinschaft Fördermittel in Höhe von 1 Mrd. Euro bereit. Auch das Grünbuch zu einer europäischen Strategie der Energieversorgungssicherheit verwies auf die bedeutsame Rolle der erneuerbaren Energien [KOM 2000].

3.3.2.3 Europäische Strategie für Nachhaltige Entwicklung

Das Thema Nachhaltigkeit hatte bereits 1998 Eingang in den Vertrag der Europäischen Gemeinschaft gefunden und wurde dort als grundlegendes Ziel europäischer Politik verankert. Drei Jahre später, im Jahr 2001, verabschiedete der EU-Rat die europäische Strategie für Nachhaltige Entwicklung. Ihre Kernpunkte sind Klimawandel, Verkehr, Gesundheit und natürliche Ressourcen sowie Fragen des globalen Umweltschutzes.

Neue EU-Nachhaltigkeitsstrategie und Lissabon-Strategie

Der Brüsseler EU-Ratsgipfel schrieb am 15. und 16. Juni 2006 die Europäische Nachhaltigkeitsstrategie fort.[103] Die modifizierte "Erneuerte Strategie" sollte die Herausforderungen der nachhaltigen Entwicklung wirksamer angehen. Eine Anpassung der Strategie war nicht zuletzt angesichts der erfolgten Länderbeitritte notwendig geworden. Klimaschutz und verantwortlicher Umgang mit den Ressourcen waren nach wie vor zentrale Handlungsfelder der Strategie. Seit 2007 legt die Kommission Fortschrittsberichte zur Strategie für eine nachhaltige Entwicklung vor.

Die Europäische Nachhaltigkeitsstrategie steht in einem komplementären Zusammenhang mit der "Lissabon-Strategie"[104], die einen wesentlichen Beitrag zum übergeordneten Ziel der nachhaltigen Entwicklung leisten soll.

---

[103] http://www.bundesregierung.de/... (Abruf 01.09.2009).

[104] Die Lissabon-Strategie wurde auf einem Sondergipfel der europäischen Staats- und Regierungschefs im März 2000 in Lissabon verabschiedet. Sie soll eine Politikausrichtung in den EU-Ländern befördern, die die EU bis 2010, zum wettbewerbsfähigsten und dynamischsten wissensgestützten Wirtschaftsraum der Welt macht. Mit dieser Strategie, die 2005 nach einer Evaluierung der Halbzeitergebnisse vereinfacht wurde, soll ein erheblicher Beitrag zum Wirtschaftsaufschwung in Europa geleistet werden. Vgl. http://ec.europa.eu/growthandjobs/index_de.htm (Abruf 01.09.2009).

3.3.2.4 EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien 2001/77/EG

Die EU strebte an, den Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Energieverbrauch zu verdoppeln. Die Entwürfe der Kommission für eine entsprechende EU-Richtlinie sahen zunächst eine EU-einheitliche Regelung für die Förderung des Marktzugangs erneuerbarer Energien vor.[105] Dieses Konzept war jedoch mit den Regulierungen in verschiedenen EU-Mitgliedstaaten nicht vereinbar und erregte Widerspruch durch Verbände und das Europäische Parlament. Während die Kommission großen Druck auf die deutsche Regierung ausübte, das StrEG zu ändern bzw. die Vergütungsregelung abzuschaffen, befürwortete das EU-Parlament dieses Vergütungssystem mehrheitlich. Somit unterstützte das Parlament die deutsche Regierung, die sich gegen eine Richtlinie wehrte, die mit einzelstaatlichen Fördermaßnahmen wie dem StrEG bzw. dem EEG unvereinbar wäre. Die Verkündung des Generalanwalts des Europäischen Gerichtshofs (EuGH), dass das StrEG keine unzulässige Beihilfe darstelle, zwang die Kommission und die Vertreter der Energieversorgungsunternehmen Ende 2000, ihre Position aufzugeben. Schließlich legte die EU-Kommission einen Richtlinien-Entwurf vor, der *kein* harmonisiertes Fördersystem vorschrieb.[106]

Am 27. September 2001 wurde die „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitäts-Binnenmarkt“ vom Europäischen Parlament und dem Rat verabschiedet.[107] Sie sicherte das EEG 2000 und seinen Vergütungsmodus europarechtlich ab [Oschmann & Sösemann 2007, 2].

Zentrales Ziel war die Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der EU von durchschnittlich 13,9 % im Jahr 1997 auf rund 21 % im Jahr 2010. Die Staaten waren nach der Richtlinie gehalten, geeignete Instrumente zur Erreichung der jeweils abgestimmten, allerdings nicht verbindlichen nationalen Ziele zu schaffen. Für Deutschland lag dieses Ziel für 2010 bei einer Quote von 12,5 % Strom aus erneuerbaren Energiequellen.[108] Ursprüngliches Ziel der EU war es, bindende Ziele für die Mitgliedstaaten festzulegen, was diese jedoch nicht akzeptierten.

3.3.2.5 EU-Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG

Die im Mai 2003 verabschiedete Richtlinie 2003/30/EG[109] zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor legte bestimmte Mindestanteile dieser regenerativen Kraftstoffe fest. Dazu wurden zunächst diverse Biokraftstoffe gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen abgegrenzt (§ 2). EU-weites indikatives Richtziel war bis Ende 2005 ein Mindestanteil von 2 % an der Gesamtmenge der Otto- und Dieselkraftstoffe, der bis Ende 2010 auf mindestens 5,75 %

---

[105] Die Kommission, genauer der Wettbewerbskommissar und seine Generaldirektion präferierten quotenbasierte Zertifikatsmodelle und lehnten Einspeisemodelle als ineffizient ab.

[106] Dies kam den Befürwortern des Subsidiaritätsprinzips entgegen, die sich ebenfalls gegen eine Vereinheitlichung gewehrt hatten und den Handlungsspielraum der Mitgliedsländer erhalten wollten [Hirschl 2008, 434].

[107] RL 2001/77/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[108] Im Jahr 2001 wurden in Deutschland ca. 7 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt.

[109] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

gesteigert werden sollte (§ 3).[110] Mitte jeden Jahres waren Berichtspflichten der Mitgliedsstaaten zu den nationalen Maßnahmen und Erfahrungen vorgesehen (§ 4 Abs. 1). Im Fortschrittsbericht der Kommission vom Januar 2007 wurde für den ersten Zeitraum bis 2005 ein Marktanteil der Biokraftstoffe von lediglich rund 1 % am Gesamtkraftstoffverbrauch ermittelt.[111] Bereits in diesem Bericht wurde eingeräumt, dass das Ziel für 2010 vermutlich nicht erreicht würde, gleichzeitig wurde die Nutzung von Biokraftstoffen als „der einzige derzeit gangbare Ausweg aus der fast vollständigen Abhängigkeit des Verkehrssektors vom Erdöl“ gesehen [ebda.]. Es wurde empfohlen, die Richtlinie zu überarbeiten und einen Mindestanteil von 10 % für 2020 festzulegen.

Wie schon die Stromrichtlinie 2001/77/EG (vgl. Kapitel 3.3.2.4) wurde auch die Biokraftstoffrichtlinie nicht novelliert, sondern wird zum 01. Januar 2012 im Rahmen des Klima- und Energiepaketes durch die integrierte Richtlinie 2009/28/EG (vgl. Kapitel 3.3.2.7) ersetzt (§ 26 Abs. 3). Das Ziel von 10 % Biokraftstoffen am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2020 ist zudem im Sinne langfristiger Investitionssicherheit rechtlich bindend geworden. Es gilt für alle Mitgliedstaaten gleichermaßen, eine Aufschlüsselung in nationale Teilziele findet nicht statt (§ 3 Abs. 4). Ein wichtiger Bestandteil der Richtlinie für die Nutzung von Biokraftstoffen sind die entsprechenden Nachhaltigkeitskriterien, die in den §§ 17 bis 19 aufgeführt sind [Futterlieb & Mohns 2009, 23].

3.3.2.6 EU-Ratstagung 2007 – Reduktionsziele für Treibhausgase

Bei der EU-Ratstagung (Umwelt) am 20. Februar 2007 in Brüssel (unter deutscher Präsidentschaft) standen Klimaschutzziele im Zentrum der Debatte. Das als ambitioniert bezeichnete Ziel, die Erwärmung der Erde um mehr als 2°C zu verhindern, wurde bekräftigt.

Die Staats- und Regierungschefs der EU fassten am 09. März 2007 – während der deutschen Ratspräsidentschaft – einen „historischen Beschluss“ zur zukünftigen Klimapolitik. Bundeskanzlerin Merkel konnte auf dem EU-Gipfel erhöhte verbindliche CO_2-Minderungszielen durchsetzen. Obwohl die Klimaschutzpolitik unter den EU-Mitgliedstaaten umstritten war, beschlossen die Staats- und Regierungschefs der EU einen „EU-Aktionsplan CO_2-Minderung“: Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen der EU um 30 % unter das Niveau von 1990 vermindert werden, sofern sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer zu einem ihren jeweiligen Verantwortlichkeiten und Fähigkeiten angemessenen Beitrag verpflichten. In einem zweiten Schritt sollen die Industrieländer bis 2050 ihre Emissionen um 60 bis 80 % gegenüber 1990 verringern. Im Vorgriff auf internationale Verhandlungen verpflichtet sich die Europäische Union bereits jetzt, ihre Emissionen um mindestens 20 % bis 2020 zu senken. Als eine der wichtigsten Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch der EU bis 2020 auf 20 %

[110] Die Richtwerte für Deutschland waren ebenfalls 2 % (2005) bzw. 5,75 % (2010). Die Ziele erfordern nicht unbedingt eine Beimischung, sondern eine Deckung des entsprechenden prozentualen Anteils am Gesamtkraftstoffbedarf durch Biokraftstoffe (vgl. § 3 Abs. 2).

[111] Fortschrittsbericht Biokraftstoffe. KOM(2006) 845 endgültig, vom 10.01.2007.

verdreifacht werden (so genanntes 20/20/20-Ziel). Diese Beschlüsse des Europäischen Rates weisen über das Kyoto-Klimaschutz-Protokoll mit seinem Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 hinaus. Die Umsetzung dieser Ziele wird auf einer EU-internen Lastenteilung basieren [BMU 2007a und 2007b]. Die Mitgliedstaaten erstellen nationale Aktionspläne mit Zielen für die einzelnen Sektoren. Damit erhielt die Nutzung erneuerbarer Energien in Europa einen maßgeblichen Schub.

3.3.2.7 EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien 2009/28/EG

Etwa fünf Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien von 2001 zeichnete sich ab, dass die nicht-bindenden Ziele zur Erhöhung der EE-Anteile in den meisten EU-Mitgliedstaaten im angestrebten Zeitrahmen nicht erfüllt werden. Im Jahr 2006 hatten 21 Mitgliedsstaaten ihre Ziele noch nicht einmal zur Hälfte erfüllt. Aufgrund dieses Umsetzungsdefizits und der Sorge um die Erreichung der Klimaschutzziele wurde 2007 eine neue Erneuerbare-Energien-Politik formuliert. Es wurde eine Zielvereinbarung für 2020 geschlossen, wonach 20 % des europäischen Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden sollten. Der im Januar 2008 vorgelegte Entwurf für eine Richtlinie schlug – im Unterschied zum Vorgänger von 2001 – eine *verpflichtende*, und damit rechtlich bindende, Verankerung des Ziels im EU-Recht vor.

Mit dem Richtlinienentwurf war zunächst ein erneuter Vorstoß der EU-Kommission verbunden, die Fördersysteme für erneuerbare Energien europaweit zu vereinheitlichen. Im Unterschied zur vorangegangenen Richtlinie strebte der Entwurf keine direkte Harmonisierung an. Die vorgeschlagene Nutzung europaweit handelbarer Zertifikate hätte jedoch die nationalen Förderinstrumente innerhalb kürzester Zeit ausgehebelt und so zu einer *de facto* Harmonisierung geführt [Futterlieb & Mohns 2009, 29]. Dieser Vorstoß der Kommission warf auch die Grundsatzfrage nach dem besseren der konkurrierenden Fördermodelle erneut auf.[112] Ein zeitgleich mit dem Richtlinienentwurf veröffentlichtes Begleitdokument[113] bescheinigte den Einspeisevergütungen (beispielsweise dem EEG) im Vergleich zu anderen Modellen die höchste Effizienz und Effektivität in der Förderung erneuerbarer Energien, was auf eine gewisse Uneinigkeit innerhalb der Kommission hindeutete.

Besonders in Deutschland wurde ein Abreißen der positiven Entwicklungen der EE-Branche befürchtet, sollte die Richtlinie einen solchen Zertifikatehandel zur Pflicht machen. In der Folge gab es massiven Widerstand seitens der europäischen und nationalen Verbände der erneuerbaren Energien, aber auch seitens des Bundesumweltministeriums und des Europäischen Parlaments [Futterlieb & Mohns 2009, 40 f.]. Der geplante europaweite

---

[112] Quotenregelungen sind den Nachweis ihrer Effizienz bisher schuldig geblieben. Sie haben sich insbesondere als wenig effizient für Einstiegsmärkte mit heterogener Struktur gezeigt. Auch kostenseitig führt dieses Instrument nicht zu signifikanten Vorteilen, wie Erfahrungen aus den Quotensystemen in Großbritannien und Italien belegen [DLR et al. 2004, 45]. Befürworter des Einspeisemodells: Lehmann & Peter [2005] (für Offshore-Windenergie); Timpe [2005]; Ragwitz et al. [2005]; Lehr [2007]. Befürworter eines europaweiten Quotenmodells finden sich u. a. in Schwarz et al. [2008].

[113] Accompanying document to the Proposal for a Directive […] on the promotion of the use of energy from renewable sources, 23.01.2008, SEK (2008) 57.

Zertifikatehandel wurde daher mit einer Ausstiegsmöglichkeit versehen (opt-out), später als freiwillige Option vorgeschlagen (opt-in) und schließlich komplett fallengelassen. Bereits im Dezember 2008 hatten sich das EU-Parlament, der Rat und die Europäische Kommission nach einem sehr schnellen Gesetzgebungsverfahren auf die Inhalte der neuen Richtlinie verständigt. Die Mitgliedstaaten behalten damit auch weiterhin die Hoheit über Wahl und Ausgestaltung der nationalen Fördersysteme. Die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien trat im Juni 2009 in Kraft und ersetzt die alten Richtlinien 2001/77/EG (vgl. Kapitel 3.3.2.4).

Im Gegensatz zu den alten EU-Richtlinien zu Strom aus erneuerbaren Energien (2001/77/EG) und zu Biokraftstoffen (2003/30/EG, vgl. Kapitel 3.3.2.5) erstreckte sich die Richtlinie erstmals auf die erneuerbaren Energien in einem umfassenden Sinn: sowohl alle erneuerbaren Energiequellen als auch die Verwendungsbereiche Strom, Wärme/Kälte und Transport wurden darin abgedeckt.[114] In der Richtlinie wird das EU-Ziel von 20 % in nationale Ziele für die EU-Mitgliedstaaten übertragen.[115] Die nationalen Zielvorgaben sind bindend und können ggf. bei Nichterfüllung mit einem Vertragsverletzungsverfahren geahndet werden [Futterlieb & Mohns 2009, 90]. Zudem bezieht sich das 20 %-Ziel auf den gesamten Endenergieverbrauch und nicht mehr ausschließlich auf den Strommarkt. Damit ist das Ziel im Vergleich zur alten Richtlinie deutlich anspruchsvoller. Nitsch [2008, 13 f.] errechnet, dass das deutsche Teilziel von 18 % am Endenergieverbrauch, sofern es größtenteils über den Strommarkt erreicht werden soll, einen Anteil von etwa 35 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch erfordern würde. Durch eine stärkere Förderung erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor ließe sich der EE-Anteil im Stromsektor entsprechend reduzieren.[116] Diese Aufteilung bleibt den Mitgliedstaaten überlassen, sie muss der Kommission jedoch in den verpflichtenden Aktionsplänen mitgeteilt werden. Die nationalen Aktionspläne müssen bis zum 30. Juni 2010 bei der Kommission eingereicht werden. Auch danach besteht eine regelmäßige Berichtspflicht.

Ein weiterer Eckpunkt der Richtlinie 2009/28/EG ist der Ausbau der Netzzugangsbedingungen (vgl. Kapitel 3.9.3.3). Anlagen für Strom aus erneuerbaren Energien soll ein *vorrangiger* Netzzugang gewährt werden. In der Richtlinie 2001/77/EG war dieser Zugang noch optional formuliert. Außerdem sollen Verwaltungsverfahren für Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung von EE-Anlagen beschleunigt und erleichtert werden. Anstelle eines de facto harmonisierten Fördersystems wurden drei flexible Instrumente in die Richtlinie aufgenommen, die einen kosteneffizienten, an den vorhandenen Potenzialen ausgerichteten Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen sollen: Mitgliedstaaten, die ihr Teilziel bereits erfüllt haben, können „statistische Transfers“ vornehmen. „Gemeinsame Projekte“

---

[114] http://www.euractiv.com/de/energie/... (Abruf 01.09.2009).

[115] Darüber hinaus wird ein unverbindlicher Zielerreichungspfad für die Mitgliedstaaten festgelegt (Zwischenziele). Im Jahr 2012 sollen 20 %, im Jahr 2014 30 %, im Jahr 2016 45 % und im Jahr 2018 65 % der jeweiligen nationalen Ziele erreicht werden.

[116] Dementsprechend positiv reagierte der europäische Solarthermieverband ESTIF, der in der Richtlinie eine deutliche Verbesserung der Rahmenbedingungen zum Ausbau der Solarthermie in Europa sieht http://www.estif.org/... (Abruf 01.09.2009).

können zwischen den Mitgliedstaaten sowie mit Drittländern durchgeführt werden. Der Kommission ist die zwischenstaatliche Aufteilung des erneuerbaren Energieertrags zur Anrechnung mitzuteilen. Weiterhin können die Mitgliedstaaten „gemeinsame Förderregelungen“ beschließen. So wäre es beispielsweise möglich, die Indikatoren zum Referenzertrag bei der Windkraftnutzung anzugleichen oder eigene Systeme für grenzüberschreitende Projekte zu entwickeln [Futterlieb & Mohns 2009, 91].

In der neuen Richtlinie werden überdies erstmalig Nachhaltigkeitsanforderungen für die Herstellung von flüssiger Biomasse[117] zur energetischen Verwendung definiert (vgl. Kapitel 4). Sie wurde von den EE-Verbänden, insbesondere der Solarwirtschaft, begrüßt. Nach einem Richtlinienentwurf, der deutlich an den Interessen der konventionellen Energiewirtschaft orientiert war, konnten sich die Interessen der EE-Branche in der letztendlichen Fassung weitgehend durchsetzen [Futterlieb & Mohns 2009, 77f.].

3.3.3 Europäischer Emissionsrechtehandel

Um das im Kyoto-Protokoll festgelegte Klimaschutzziel zu erreichen, führte die Europäische Union den Emissionsrechtehandel ein. Der Aushandlungsprozess zur entsprechenden EU-Richtlinie begann im Jahr 2000, die Emissionshandelsrichtlinie[118] trat im Jahr 2003 in Kraft. Sie bildete die rechtliche Grundlage für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in Europa und sah vor, dass jeder Mitgliedstaat jeweils zu Beginn einer Handelsperiode (3 bzw. 5 Jahre) einen nationalen Zuteilungsplan (Allokationsplan) erstellt – eine Übersicht der Verteilung von Emissionszertifikaten.

Sechs Jahre später wurde mit dem Klima- und Energiepaket das europäische Emissionshandelssystem (emission trading system, ETS) auf der Basis der vorangegangenen Handelsphasen novelliert und im Juni 2009 als Richtlinie 2009/29/EG verabschiedet. Leitlinie des Beschlusses war das 20/20/20-Ziel, das seit Frühjahr 2007 (vgl. Kapitel 3.3.2.6) einen prägnanten Baustein der europäischen Klimastrategie bildet. Kernelement des novellierten Emissionshandels ist das „effort sharing“, wodurch das Ziel der CO_2-Reduktion um 20 % zwischen den Mitgliedsstaaten und dem neu aufgelegten gemeinsamen europäischen Emissionshandel aufgeteilt wird. An Stelle der nationalen Aktionspläne tritt damit ab 2013 ein europäisches Emissionshandelsbudget, welches jährlich um 1,74 % reduziert wird, bis 2020 eine Reduktion von 21 % gegenüber 2005 erreicht ist [Löschel & Moslener 2008, 249]. Der Anteil der zu versteigernden Zertifikate im europäischen Emissionshandel steigt von 2013 bis 2020 von 20 % auf 70 %. Diese Versteigerung wird zum eigentlichen Allokationsmechanismus. Die verbleibenden Zertifikate werden kostenlos zugeteilt, bis 2017 die Vollauktionierung erreicht sein soll [Schafhausen 2009, 37].

Befürworter des Emissionsrechtehandels betrachten dieses Instrument als zentrales Element einer langfristigen Klimaschutzstrategie. Die Vorteile werden vor allem in der Einfachheit des Systems gesehen, mit dem ein internationales Emissionsminderungsziel festgelegt wird und die Umsetzung den Akteuren des Marktes überlassen bleibt. Dadurch könne das von der

---

[117] Vgl. Technikglossar.

[118] Richtlinie 2003/87/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

Politik vorgegebene Umweltziel zu den gesamtwirtschaftlich minimalen Kosten erreicht werden. Darüber hinaus bietet der Emissionshandel aus dieser Perspektive einen Anreiz, die Emissionen durch Mengenanpassungen und technischen Fortschritt zu reduzieren und hierfür *langfristige* Strategien zu entwickeln [SRU 2006]. Langfristige Strategien seien angesichts der langen Laufzeiten von Kraftwerken – wie zum Beispiel neuer Kohlekraftwerke mit einer Laufzeit von ca. 40 Jahren – unverzichtbar, um den Aufbau von Versorgungsstrukturen zu vermeiden, die ggf. ehrgeizigeren Langfristzielen entgegenstehen.

Kritiker hingegen beklagen insbesondere die konkrete gesetzliche Ausgestaltung der Emissionsrechte-Allokation im Nationalen Allokationsplan und weisen darauf hin, dass mangelhafte Zielvorgaben zur CO_2-Reduktion die politische Realität sind. Es wird vermutet, dass es dem Machtkartell der deutschen Stromwirtschaft gelungen ist, das Instrument durch gezielte Lobbyarbeit auszuhöhlen und in seiner Wirksamkeit massiv abzuschwächen [Corbach 2007]. Auch die neue Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EG sorgt aufgrund der zahlreichen Ausnahmeregelungen, die als Verwässerung eines grundsätzlich begrüßenswerten Ansatzes gesehen werden, für Kritik [Futterlieb & Mohns 2009, 90; BWE 2008].

Mittelfristig wird sich zudem ein Konflikt zwischen der Förderung erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel ergeben. Denn das im Emissionshandel implizierte Prinzip der Mengensteuerung macht nur Sinn, wenn keine anderen Instrumente greifen, die Preise oder Ziele zur Emissionsreduktion festsetzen – wie zum Beispiel das EEG. Dieser bislang noch weitgehend theoretische Konflikt besteht darin, dass der Zubau erneuerbarer Energien dazu beitragen könnte, den Preisdruck auf fossile Energien zu reduzieren, so dass ein Ansteigen der Preise von CO_2-Zertifikaten weniger ins Gewicht fallen würde [Bode 2008, 244].

Anders betrachtet bleibt es fraglich, ob die Nutzung erneuerbarer Energien einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz leistet, oder lediglich eine Entwicklung beschleunigt, die sich durch eine (konsequente) Anwendung des Emissionshandels sowieso einstellen müsste [Bode 2009, 47]. So sind Anlagenbetreiber zur Stromerzeugung ab 2013 verpflichtet ihre Emissionszertifikate vollständig zu ersteigern. Durch den gleichzeitig mit Richtlinie 2009/28/EG (vgl. Kapitel 3.3.2.7) vorgegebenen Ausbau erneuerbarer Energien wird die Nachfrage nach Emissionszertifikaten aus der Stromwirtschaft sinken, was mit einer Preisreduktion der Zertifikate einhergeht. Andere Branchen kommen damit günstiger in den Besitz der Emissionszertifikate, ein zusätzlicher Beitrag zum Klimaschutz durch die explizite Förderung erneuerbarer Energien findet nicht statt [Bode 2009, 48].

Ohne die explizite Förderung erneuerbarer Energien würde im Rahmen des Emissionshandels vermutlich erst auf günstigere Maßnahmen wie etwa Wärmedämmung zur CO_2-Reduktion zurückgegriffen werden, bevor die – gerade in der Anfangsphase – kostenintensivere erneuerbare Energieproduktion in Angriff genommen würde. Aus dieser Perspektive haben bis zu einem gewissen Punkt beide Systeme ihre Berechtigung. Dauerhafte Synergien in Form einer Koexistenz beider Systeme bzw. ein zusätzlicher Klimaeffekt würden beispielsweise durch Grünstromprodukte ermöglicht, deren eingesparte Emissionen unmittelbar aus dem Gesamtbudget der verfügbaren Emissionshandelszertifikate abgezogen würden. Ansonsten würde sich dauerhaft kein zusätzlicher Nutzen aus der Förderung erneuerbarer Energien ergeben. Im Bereich der erneuerbaren Wärme, die ebenfalls unter die Förderung erneuerbarer Energien fällt, wäre ein derartiger Mechanismus schwieriger sicherzustellen. Problematisch ist in dem Zusammenhang auch, dass Maßnahmen des Emissions-

handels auf EU-Ebene entschieden werden, Entscheidungen zur Förderung erneuerbarer Energien aber durch die Mitgliedsstaaten getroffen werden [Löschel & Moslener 2008, 251].

3.4 Nationaler Problemwahrnehmungs- und Institutionalisierungsprozess

Die Institutionalisierung des Themenfeldes Erneuerbare Energien in der nationalen Politik, der Verwaltung und nicht zuletzt in Verbänden und Interessenvertretungen stellt eine tragende Rahmenbedingung für den Innovationsprozess der erneuerbaren Energien in Deutschland dar. Parallel dazu spielt die Rezeption von Klimawandel, Klima- und Umweltschutzerfordernissen und erneuerbaren Energien in der Öffentlichkeit eine Rolle. Markante Wendungen in der Politik und im öffentlichen Bewusstsein nahmen ihren Ausgang in den 1980er Jahren.

3.4.1 Institutionalisierung des Umweltschutzes

Der Institutionalisierung des Klimaschutzes und der Förderung erneuerbarer Energien ging die Institutionalisierung des Umweltschutzes voraus.

Die GRÜNEN im Bundestag

Die Partei Die GRÜNEN wurde 1980 gegründet. Bereits 1983 zogen die GRÜNEN in den Bundestag ein, 1985 wurde in Hessen erstmals ein Grüner – Joschka Fischer – als Umweltminister ernannt. Die Mitglieder der GRÜNEN speisten sich aus der linken Studentenschaft, den Bürgerinitiativen zum Umweltschutz und der Anti-Atomkraft-Bewegung. Durch ihre umweltbezogenen Themen zwangen sie auch die anderen im Bundestag vertretenen Parteien zur Auseinandersetzung mit umweltpolitischen Zielstellungen. Sie trugen maßgeblich dazu bei, dass sich in dieser Phase die Umweltpolitik verstärkt als Politikfeld in der Bundesregierung konstituierte.

Administrative Institutionalisierung des Umweltschutzes

Energie- und Umweltpolitik waren in den 1970er und 1980er Jahren separierte Politikbereiche. Zwar traten im Verlauf der 1980er Jahre thematisch immer stärkere Verflechtungen der energiepolitischen Debatte mit der Umweltpolitik auf [SRU 1981], jedoch gab erst die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl 1986 letztlich den Anstoß für die Gründung des Bundesumweltministeriums.[119] Bis dahin waren das Innenministerium, das Landwirtschafts- und das Gesundheitsministerium für die Belange des Umweltschutzes zuständig. Die Gründung dieses Ministeriums unter der Regierung Kohl und mit Walter Wallmann, ab 1987 Klaus Töpfer als Umweltminister, war vor allem eine Reaktion auf den als unzureichend koordiniert empfundenen Umgang mit den Umweltfolgen (u. a. Strahlenbelastung von Nahrungsmitteln) der Katastrophe von Tschernobyl.

[119] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Mit dem Umweltministerium als eigenständigem Ressort wurde die Umweltpolitik innerhalb der Bundesregierung sichtbar und adressierbar [Gabriel 2006]. Klimaschutz und CO_2-Minderung waren in den 1980er Jahren vor allem Teil der Emissionsminderungspolitik zur Reduzierung von Smog und Waldsterben.

3.4.2 Klimaschutz in Politik und Verwaltung

Die folgenden Ereignisse und Einflussfaktoren haben für die Institutionalisierung der erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene eine besondere Rolle gespielt.

3.4.2.1 Erneuerbare Energien in der ehemaligen DDR

Auf dem Gebiet der ehemaligen DDR befinden sich die größten Braunkohlevorräte Deutschlands. Braunkohlebefeuerte Großkraftwerke bildeten daher das Rückgrat der Energiewirtschaft Ost- und Mitteldeutschlands [Matthes 2000, 45 f.]. Das Potenzial erneuerbarer Energien in der DDR wurde aufgrund der geologischen und klimatischen Bedingungen als sehr gering eingeschätzt, allenfalls wurde diesen Energiequellen eine örtliche Bedeutung beigemessen.[120] So wurde noch 1988 prognostiziert, dass der kombinierte Anteil aller erneuerbaren Energieträger am Primärenergiebedarf im Jahr 2000 nur 0,4 Prozentpunkte betragen würde [Friedrich-Ebert-Stiftung 1988, 52]. Andere Prognosen gingen von einem maximalen Anteil von 1 % der Primärenergiebilanz im Jahr 2000 aus [Gruhn 1982, 105]. Eine Steigerung dieses Anteils wäre durch Unterstützung der Forschungs- und Entwicklungsarbeit zwar möglich gewesen, hätte aber hoher Investitionen bedurft.

In der DDR trat der Umweltschutz deutlich hinter das Ziel einer sicheren Energieversorgung zurück, zumal der gesellschaftlichen Akzeptanz im Vergleich zur BRD eine geringe Bedeutung beigemessen wurde [Weidenfeld & Korte 1992, 285 f.]. Die Vermeidung negativer Umweltwirkungen der Braunkohlenutzung war kein primäres Handlungsmotiv, wenngleich sie z. B. bei der Förderung der geothermischen Nutzung auch eine Rolle spielte [Broßmann 2008, mdl.]. Während in den 1970er Jahren eine industrielle Energiesparpolitik auf den Weg gebracht wurde, gab es in Privathaushalten wenig Anreiz zum Energiesparen: Der Strompreis lag 1988 unverändert gegenüber 1948 bei 8 Pfg./kWh [Friedrich-Ebert-Stiftung 1988, 55, 57].

Wenn ab den 1980er Jahren regenerative Technologien zum Einsatz kamen, zielte dies nicht primär auf Stromerzeugung ab. Bei der Biogasproduktion stand die Düngeraufbereitung und Substitution von Mineraldünger im Vordergrund, Wärme wurde als Abfallprodukt genutzt. Ebenso wurde geothermische Energie punktuell vorwiegend zur Wärmeversorgung genutzt. Windenergie kam in kleinem Umfang zum Betrieb von Bewässerungsanlagen zum Einsatz, jedoch nicht zur Stromerzeugung [Friedrich-Ebert-Stiftung 1988, 51; Gruhn 1982, 105]. Ein Windenergiepotenzial von 200 bis 400 MW wurde an der Ostseeküste prognostiziert, eine wirtschaftliche Ausnutzung wurde jedoch skeptisch beurteilt [Gruhn 1982, 106]. Wasserkraft, die nach Matthes [2000, 46] aufgrund der topographischen Bedingungen nur in geringem

[120] Vgl. Friedrich-Ebert-Stiftung [1988, 51 f.]; Gruhn [1982, 105].

Maße verfügbar war, trug mit 1,8 % (1980) nur in sehr geringem Umfang zur Stromversorgung bei Auch solarthermische Energie wurde nur vereinzelt und punktuell genutzt [Friedrich-Ebert-Stiftung 1988, 52].

3.4.2.2 Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“

Im Falle der Klimaproblematik spielten neu gebildete Schnittstellen zwischen Wissenschaft und Politik eine wichtige Rolle. Mit der Einberufung der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ im Jahr 1987 etablierte sich der anthropogene Klimawandel als wichtiges politisches Handlungsfeld. Im Vorlauf war es gelungen, die Fraktionen im Bundestag zu überzeugen, dass Klimaschutz ein wichtiges Thema ist, dem man sich widmen muss.

Der Bundestag setzte Bernd Schmidbauer (CDU) als Leiter der Enquête-Kommission ein. Schmidbauer war gleichzeitig umweltpolitischer Sprecher der Union. Michael Müller (SPD) fungierte teils als Mit-, teils als Gegenspieler in der Kommission. Wolfhart Dürrschmidt, später Mitarbeiter im Bundesumweltministerium, betreute im Sekretariat der Enquête-Kommission den Bereich Klima und Energie. Die Kommission baute während der drei Jahre ihres Bestehens durch personellen und wissenschaftlichen Austausch enge Verbindungen zum IPCC auf.[121]

Die Einberufung der Kommission ging auf Anträge der Union und der GRÜNEN zurück: Ansinnen der Union war es, im Rahmen des Klimaschutzes die Kernenergie wieder voranzubringen. Die GRÜNEN vertraten hingegen die Auffassung, dass man Klimaschutz ohne Kernenergie verwirklichen müsse. Die SPD schloss sich dem Antrag schließlich auch an, er wurde am Ende von allen Fraktionen getragen [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Diese Konstellation wirkte sich positiv auf die Aufnahme der Kommissionsergebnisse im Bundestag aus: Trotz vieler Meinungs- und Interessenunterschiede[122] konnten die Berichte der Enquête-Kommission im Bundestag einvernehmlich verabschiedet werden [Dürrschmidt 2007, mdl.].

Weltkongress „Klima und Entwicklung“ in Hamburg

Im Herbst 1988 fand einer der ersten internationalen Klimakongresse „Climate and Development“[123] mit Politikern und Wissenschaftlern aus aller Welt in Hamburg statt. Der in der Literatur nur wenig beachtete Kongress, der vom Bundesforschungsministerium in Zusammenarbeit mit den Vereinten Nationen und dem Bundesumweltministerium inhaltlich vorbereitet und durchgeführt wurde, hatte eine starke nationale und internationale Aus-

---

[121] Wissenschaftler des IPCC wurden in die Enquête-Kommission eingeladen. Davon profitierte nicht nur die Enquête-Komission. Auch die Mitglieder des IPCC machten die Erfahrung, wie Wissenschaft und Politik auf nationaler Ebene eng kooperierten [Dürrschmidt 2007, mdl.].

[122] So bestanden z. B. erhebliche Meinungsverschiedenheiten darüber, welchen Anteil die Kernenergie angesichts der Klimaschutzziele haben würde.

[123] Vgl. http://www.germanwatch.org/... (Abruf 25.08.2009); vgl. auch Beisheim [2003, 225].

strahlung und setzte einen entscheidenden Impuls für den Klimaschutzprozess [Dürrschmidt 2007, mdl.].[124]

Mitglieder der Enquête-Kommission stellten in Hamburg den ersten Zwischenbericht vor. Die Kommission – Abgeordnete und Wissenschaftler – wusste den Bundestag hinter sich, der dem Thema durch eine eigene Untersuchungskommission auch nach außen großes Gewicht verliehen hatte. Der Auftritt bei dem Hamburger Kongress gab einen starken Impuls und transportierte die Problematik des drohenden Klimawandels aus dem Wissenschafts- in den Politikbereich [Dürrschmidt 2007, mdl.].

Abschlussbericht der Enquête-Kommission

Im Zuge der Arbeit der Enquête-Komission und mit ihrem Abschlussbericht im Jahr 1990 [Enquête-Kommission 1990] ist es gelungen, aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse und die Dringlichkeit von Klimaschutzmaßnahmen ohne Umwege in die Politik zu transportieren. Ohne die Enquête-Kommission wäre der Klimaschutzprozess in Deutschland deutlich schleppender angelaufen. Der Bundestag entwickelte sich zu einer treibenden Kraft in diesem Prozess. Er stellte vor allem mit Gesetzesinitiativen und Entscheidungen zur Ressort-Neuordnung maßgebliche Weichen für den Klimaschutz und die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.

Klimaschutzprogramm der Bundesregierung

Aus dem Abschlussbericht der Enquête-Kommission wurde eine Kurzfassung erstellt und 1990 als Klimaschutzprogramm der Bundesregierung aufgelegt. Diese Aufgabe wurde dem Bundesumweltministerium (unter Umweltminister Töpfer) übertragen, weil man im Kanzleramt das Umweltministerium zum Voranbringen des Klimaschutzes für besser geeignet hielt als das Wirtschaftsministerium [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Das Bundeswirtschaftsministerium opponierte daraufhin jahrelang systematisch gegen die Aktivitäten des Umweltministeriums zum Klimaschutz: Dies wurde damit begründet, dass drei Viertel der Klimaschutzaufgaben Energiepolitik betreffen und dafür das Bundeswirtschaftsministerium zuständig sei [Dürrschmidt 2007, mdl.].

3.4.2.3 Verankerung des Klimaschutzes im Bundesumweltministerium

1990 erfolgte die administrative Verankerung des Klimaschutzes im Bundesumweltministerium. Zuständig für Klimaschutzfragen war bis 1990 das Bundesverkehrsministerium.[125] Das Ressort maß dem Thema jedoch nur einen geringen Stellenwert bei. Unter Kanzler Helmut Kohl richtete das Bundeskanzleramt[126] am 15. Januar 1990 ein kurzes Schreiben an das

---

[124] Nach Dürrschmidt [2007, mdl.] wird diese Konferenz oft vergessen. Sie taucht in der Literatur kaum auf. Dennoch habe sie national und international eine starke Ausstrahlung gehabt (vgl. auch Kapitel 3.2.1).

[125] Das Bundesverkehrsministerium war für den Wetterdienst zuständig, daher zunächst auch für Klimaschutz.

[126] Kanzleramtschef von 1989 bis 1991 war Rudolf Seiters (CDU), von 1998 bis 1999 Bodo Hombach (SPD). Staatsminister Bundeskanzleramt war von 1991 bis 1998 Bernd Schmidbauer (CDU), der zuvor Leiter der Enquête-Kommission gewesen war. Quelle für diesen Absatz sind mündliche Berichte aus dem Bundesumweltministerium.

Bundesumweltministerium, in dem dieses zur Vorlage von Klimaschutzzielen und Maßnahmenvorschlägen zu ihrer Erreichung aufgefordert wurde. Diese Aufforderung wurde vom Umweltministerium intensiv genutzt. Verkehrs- und Wirtschaftsministerium hatten and dem Thema zu diesem Zeitpunkt kein besonderes Interesse, und die Tragweite dieses Schreibens wurde offenbar zunächst nicht erkannt. Zugleich fand Bernd Schmidbauer, der Vorsitzende der Enquete-Kommission, in Umweltminister Töpfer einen engagierten Ansprechpartner, was zur Akzeptanz des Engagements durch das Umweltministerium entscheidend beitrug.[127]

Im Bundesumweltministerium gab es zunächst zwei Referate, die sich mit Klimaschutz befassten: Ein Referat Energie und Umwelt als Spiegelreferat zum Bundeswirtschaftsministerium und ein Anfang 1991 neu geschaffenes Referat Klimaschutz und Internationale Zusammenarbeit. Dieses Referat sollte die Nachhaltigkeitskonferenz in Rio de Janeiro 1992 vorbereiten und auch die internationalen Verhandlungen zur Vorbereitung einer Klimakonvention betreuen.

Unter der rot-grünen Regierung mit Jürgen Trittin als Umweltminister richteten sich die Bestrebungen des Bundesumweltministeriums darauf, mit Unterstützung der Erfolge des EEG eine Energiewende[128] einzuleiten. Im Februar 2002 fand in Berlin eine Tagung „Energiewende – Atomausstieg und Klimaschutz“ statt, die als Startpunkt dieser Energiewendepolitik angesehen wird.

Mit der Amtsübernahme des amtierenden Umweltministers Sigmar Gabriel im Jahr 2005 wurde die begonnene Energiewende explizit in den Kontext der Innovationspolitik gerückt. Dieses „Label“ stellte den Umbau der Energieversorgung explizit als eine für die deutsche Wirtschaft wichtige innovative technische Leistung dar. Die Förderung der erneuerbaren Energien lief unter „Innovationsförderung“. Gabriel bezeichnet die Nutzung regenerativer Energien als fortschrittlich und nicht etwa als rückschrittlich oder technikfeindlich. Seiner Ansicht nach wäre es rückschrittlich, Innovationen im Energiebereich angesichts der erlangten wirtschaftlichen Bedeutung nicht zu fördern. Durch die Verknüpfung der Erneuerbare-Energien-Technologien mit dem Innovationsbegriff sollen die Energiesparten wie auch das Anliegen des Klimaschutzes in der Öffentlichkeit aufgewertet werden.

3.4.3 Institutionalisierung der Erneuerbare Energien-Politik

Administrative Verankerung der Politik zu erneuerbaren Energien

Die Verankerung des Politikfelds in den Ministerialverwaltungen des Bundes und der Länder gilt als zentrale Voraussetzung für die (politische) Zuweisung und (administrative) Übernahme von entsprechenden Ressortverantwortlichkeiten sowie für die Ausübung administrativer Steuerung. Solange eine Ressortzuständigkeit nicht festgelegt und die Aufgaben-

[127] Wie oben bereits erwähnt (vgl. Kapitel 3.4.2.2), war die Übertragung der Zuständigkeit für Klimaschutz an das Bundesumweltministerium eine der Ursachen für jahrzehntelange Unstimmigkeiten zwischen den beiden Ressorts [Dürrschmidt 2007, mdl.].

[128] Der Begriff geht auf den Titel einer Studie des Öko-Instituts von 1980 zurück, in der eine Prognose über den Ausstieg aus der Kernenergie und der Energieerzeugung aus Erdöl erstellt wurde.

stellungen des Ressorts nicht umrissen sind, ist nicht zu erwarten, dass nennenswerte administrative Schritte ergriffen werden.

Der Wechsel zu einer rot-grünen Regierung brach 1998 durch Um- und Neuorganisation alte Routinen auf und bereitete die Verankerung der erneuerbaren Energien in der Ministerialverwaltung vor (vgl. Kapitel 3.4.2.3).

Ab 2001 verfügte das Bundesumweltministerium unter Umweltminister Jürgen Trittin über einen Forschungsetat aus dem Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP)[129]. Die Mittel wurden u. a. zur Förderung und ökologischen Begleitforschung erneuerbarer Energien verwendet.

Zentrales Instrument der neuen Bundesregierung für den Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland war das EEG (vgl. Kapitel 3.7.2). Daneben ergriff sie weitere Maßnahmen, um die Realisierung ihrer energiepolitischen Ziele voranzutreiben: So wurde am 18. Oktober 2000 das Klimaschutzprogramm (vgl. Kapitel 3.5.3) verabschiedet und im selben Jahr die Deutsche Energie-Agentur[130] (dena) gegründet.

Übertragung der Kompetenzen / Fortschreiten der Institutionalisierung

Die Zuständigkeit für Forschung und Entwicklung zu Erneuerbaren Energien lag ursprünglich beim Bundesforschungsministerium, das zwar Grundlagenforschung und Entwicklung förderte, jedoch keine Maßnahmen zur Markteinführung ergriff [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Während die Zuständigkeit für Grundlagenforschung in der Zuständigkeit des Forschungsministeriums blieb, wurde die *anwendungsorientierte* Forschung und Entwicklung 1998 zunächst ins Bundeswirtschaftsministerium[131] übertragen. Das Bundeswirtschaftsministerium war auch für die Markteinführung zuständig. Es hatte somit zwischen 1998 und 2002 vorübergehend eine umfassende Zuständigkeit – für angewandte Forschung und Entwicklung, für die Markteinführung im Bereich erneuerbarer Energien sowie für Energieeffizienz.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat die Lücke zur Markteinführung jedoch nicht schließen können bzw. wollen, denn Markteinführungshilfen für erneuerbare Energien in größerem Umfang wurden als Subventionierung betrachtet und daher abgelehnt.

Unter der rot-grünen Bundesregierung war jedoch die Energiewende ab 1998 zu einem der umweltpolitischen Kernziele avanciert [Mautz & Byzio 2005, 113]. Im Herbst 2002 ging daher nach der Bundestagswahl die Zuständigkeit für Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien sowie die Zuständigkeit für Markteinführung und EEG infolge des Koalitionsvertrags durch einen Organisationserlass des Bundeskanzleramtes vom Bundeswirtschaftsministerium an das Bundesumweltministerium über. Die Bundestagsab-

---

[129] Das Zukunftsinvestitionsprogramm wurde durch die Zinsersparnisse finanziert, die die Bundesregierung durch zusätzliche Tilgung von Schulden mit UMTS-Mitteln erhielt. Von den Ersparnissen wurden von 2001 bis 2003 jährlich 50 Mio. überwiegend für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien und der Brennstoffzelle verwendet [BMU 2002b, 19].

[130] Die Deutsche Energie-Agentur (dena) wurde am 29. September 2000 vom Bundeswirtschaftsministerium und der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gegründet. Bundesministerium und KfW sind zu jeweils 50 % an der dena beteiligt. Ziel war es, ein Kompetenzzentrum für Energieeffizienz und erneuerbare Energien zu schaffen. Als Geschäftsführer wurde Stephan Kohler ausgewählt.

[131] unter Minister Werner Müller.

geordneten wussten, dass das Anliegen, die Entwicklung der erneuerbaren Energien voranzubringen, im Umweltministerium nicht nur auf Leitungsebene, sondern auch auf Arbeitsebene engagiert und sachkundig vertreten wurde [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Der Wechsel der administrativen Verantwortung für die erneuerbaren Energien vom Bundeswirtschafts- ins Bundesumweltministerium kann nach Mautz & Byzio [2005, 113] als Zeichen dafür verstanden werden, dass es sich bei der Energiewende nach dem Selbstverständnis der Protagonisten in erster Linie um ein ökologiepolitisches und weniger um ein wirtschaftspolitisches Projekt handelte. Die wirtschaftspolitische Relevanz der Erneuerbaren Energien war damals von der Wirtschaft und Wirtschaftspolitik noch nicht erkannt worden.

Indem das Kanzleramt das Offshore-Thema an das Bundesumweltministerium übertrug, erhielt dieses eine weitere Kompetenzerweiterung. Nachdem sich das Bundesumweltministerium bereits im Vorfeld mit der Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung befasst hatte, wurde es, 2002 offiziell beauftragt, eine Offshore-Windkraft-Strategie zu erarbeiten.

3.4.4 Gründung von Verbänden

Die Institutionalisierung von Interessensvertretungen gilt als Indiz für eine zunehmende Etablierung der Branche der erneuerbaren Energien in Wirtschaft und Gesellschaft sowie für die zunehmende Professionalisierung der Interessensvertretung.

In den 1980er Jahren hatten sich bereits einige Fachverbände – z. T. auf Länderebene – in den Branchen der erneuerbaren Energien gegründet. Die Gründung des Dachverbandes Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) im Dezember 1991, also knapp ein Jahr nach Inkrafttreten des StrEG, leitete die Bündelung der Interessen auf Bundesebene ein. Ziel war es, die Einzelaktivitäten der Fachverbände gegenüber der Politik und der Öffentlichkeit besser zu koordinieren, ihnen ein größeres Gewicht zu verleihen und insgesamt die Durchsetzung der Chancengleichheit dieser Energien gegenüber den konventionellen Energieerzeugern zu verbessern. Langfristiges Ziel ist die vollständige Umstellung des Energieverbrauchs auf erneuerbare Energien.

Die einvernehmliche Verabschiedung des StrEG galt als Indiz für die beginnende Etablierung des Politikfeldes Erneuerbare Energien, was als Anlass für die Gründung einer effektiveren Interessenvertretung gewertet wurde. Die Ausgestaltung des StrEG sah keine mengenmäßige Beschränkung, also keine Quotenregelung und keinen Wettbewerb zwischen den Technologien vor und vermied so eine mögliche Konkurrenz der einzelnen Energiesparten untereinander. Dies ermöglichte die Gründung eines gemeinsamen Interessenverbandes aller erneuerbaren Energiesparten [Suck 2008, 194].

Als besonders wichtiges Bindeglied zwischen Verband und Politik bezeichnet der BEE seinen parlamentarischen Beirat, der sich aus Parlamentariern aller Parteien zusammensetzt und in regelmäßigem Austausch mit Mitgliedern des Bundesverbandes steht. Immer wichtiger wird auch die Interessenvertretung der Branche durch den BEE in Brüssel [Lackmann 2006, 37]. So ist der BEE z. B. Mitglied im europäischen Dachverband für Erneuerbare Energien, der European Renewable Energies Federation (EREF).

Mitglieder des Verbandes sind derzeit 26 Fachverbände mit insgesamt mehr als 30.000 Mitgliedern, davon über 5.000 Firmen. Die Verbandsvertretungen aller in dieser Analyse behandelten Sparten sind Mitgliedsverbände im BEE. Ihre Rolle im Innovationsprozess

sowie ihre Aktivitäten werden in den entsprechenden spartenspezifischen Kapiteln näher erläutert.

Die Arbeit im Verband wird als konsensorientiert beschrieben. Jedoch werden immer wieder interne Streitigkeiten um den Einfluss auf die Verbandspolitik bekannt.[132] Eine Erklärung für die Konkurrenzen innerhalb des Dachverbandes liegt in der Veränderung der Machtverhältnisse: Ging die Initiative zur Gründung des BEE noch vom damals wichtigsten Interessenverband der Erneuerbaren Energien, dem Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW) aus, so verlagerte sich das politische Gewicht im Zuge des Ausbaus der Windenergie in den 1990er Jahren zunehmend auf die Windkraftverbände [Suck 2008, 195].[133] Auch die Fachverbände der Bio- und der Solarenergiebranche gewannen an Gewicht.

3.5 Energie- und Klimapolitische Strategien und Zielsetzungen auf nationaler Ebene

3.5.1 Energiepolitische Leitlinien der Bundesregierung 1991

Die Bundesregierung legte am 11. Dezember 1991 ihre „Leitlinien der Energiepolitik für das vereinte Deutschland" vor. Danach waren die Ziele der Energiepolitik - Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Ressourcenschonung - neu zu gewichten: Ökologische Aspekte und die Einbindung der nationalen Energiepolitik in den europäischen Binnenmarkt nahmen für energiepolitisches Handeln an Bedeutung zu.

3.5.2 Regierungswechsel zu Rot-Grün 1998

Die energiepolitischen Prioritäten der Bundesregierung wurden mit dem Regierungswechsel im Herbst 1998 deutlich zugunsten umweltpolitischer Schwerpunkte verschoben. In der Koalitionsvereinbarung der neuen rot-grünen Regierung vom 20. Oktober 1998 wurde ein forcierter Wandel der Energieträger festgeschrieben und eine Neugestaltung des Energierechts angekündigt. „Die Bundesregierung wird die Hemmnisse beseitigen, die heute noch eine verstärkte Nutzung regenerativer Energien (…) behindern." [SPD, BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN 1998, 20 f.].

Im Jahr nach dem Regierungswechsel zu Rot-Grün formulierte Bundeskanzler Gerhard Schröder anlässlich der 5. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention[134] vom 25. Oktober bis 05. November 1999 in Bonn das Ziel, „den deutschen Anteil an erneuerbaren Energien bis 2010 zu verdoppeln". Damit hatte Deutschland bereits im Jahr 1999 das europäische Verdopplungsziel aus dem Weißbuch der EU (vgl. Kapitel 3.3.2.1) von 1997 übernommen.

---

[132] So berichtete zum Beispiel die Zeitschrift Erneuerbare Energien in ihrer Ausgabe vom Februar 2007 von Konflikten zwischen den Interessenverbänden für Wasser- und Windenergie [Baars 2007, 6].

[133] Die wichtigsten waren der Interessenverband Windkraft Binnenland (IWB) und die Deutsche Gesellschaft für Windenergie (DGW), die 1996 zum Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) fusionierten.

[134] Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC).

3.5.3 Nationale Klimaschutzprogramme

Nationales Klimaschutzprogramm 2000

Auf Vorschlag von Bundesumweltminister Jürgen Trittin verabschiedete das Bundeskabinett am 18. Oktober 2000 ein nationales Klimaschutzprogramm, mit dem der Kohlendioxid-Ausstoß (CO_2) in Deutschland bis 2005 um bis zu 70 Mio. Tonnen verringert werden sollte.[135] Eine Senkung der CO_2-Emissionen in diesem Umfang war notwendig, um die internationalen Klimaschutzverpflichtungen der Bundesrepublik zu erfüllen. 1995 hatte sich Deutschland auf dem Klimagipfel in Berlin verpflichtet, seinen CO_2-Ausstoß bis zum Jahr 2005 um 25 % im Vergleich zu 1990 zu senken. Dieses Ziel bekräftigte die neue Bundesregierung 1998. Das international verbindliche Klimaschutzziel im Rahmen der Umsetzung des Kyoto-Protokolls auf EU-Ebene betrug demgegenüber nur eine Senkung von 21 Prozent der CO_2-Emissionen von 2008 bis 2012 (gegenüber 1990). Die Bundesrepublik konnte das 25%-Ziel nicht erreichen, sich dem aber annähern. 2004 lagen die Treibhausgasemissionen 19 % unter der Treibhausgasbilanz des Jahres 1990. Ein Teil dieser Emissionsreduktion wurde durch die Schließung von Industrieanlagen in Ostdeutschland erreicht. Dennoch übernahm Deutschland mit diesem Ergebnis eine international anerkannte Vorreiterrolle im Klimaschutz.

Nationales Klimaschutzprogramm 2005

Mit dem Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juli 2005 wurde das Nationale Klimaschutzprogramm fortgeschrieben [BMU 2005]. Zugleich bilanzierte die Fortschreibung die bisherige Klimaschutzpolitik der Bundesregierung. Dabei wurde deutlich, dass die Klimaschutzbemühungen in den einzelnen Sektoren unterschiedlich erfolgreich waren. Trotz Selbstverpflichtungen waren beispielsweise die Emissionen in Industrie und Energiewirtschaft in den vorangehenden Jahren angestiegen statt zu sinken. Umweltverbände kritisierten auch das Klimaschutzprogramm 2005 als nicht ehrgeizig genug. Es sah vor, die Treibhausgasemissionen in Deutschland – bezogen auf 1990 – im Zeitraum 2008 bis 2012 um 21 % zu reduzieren. Damit sei es nur auf die Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll bis zum Jahr 2012 ausgerichtet, weise jedoch keine Strategie für eine Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % auf (Basisjahr 1990).

3.5.4 Atomausstiegsbeschluss 2001

Am 14. November 2001 verabschiedete der Deutsche Bundestag die Novelle des Atomgesetzes, die am 27. April 2002 in Kraft trat. Sie setzt die in langwierigen „Konsensgesprächen“ verhandelte und im Juni 2000 unterzeichnete Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen über die weitere Nutzung der deutschen Kernkraftwerke (Atomkonsens)[136] um.

---

[135] http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/... (Abruf 01.09.2009)

[136] „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen über die künftige Nutzung der Kernenergie“ vom 14.06.2000.

Eckpunkte der Vereinbarung beziehen sich auf eine Festlegung der Restlaufzeit. Diese wird nicht nach Jahren, sondern nach Reststrommengen berechnet. Damit ist die Menge Strom gemeint, die eine Anlage noch produzieren darf, bevor die Berechtigung zum Betrieb erlischt.[137] Von den im Jahr 2007 noch produzierenden 17 Atomkraftwerken in fünf Bundesländern dürfte das letzte nach dieser Berechnung etwa 2021 abgeschaltet werden.

Darüber hinaus wurden Regelungen zur Lagerung und Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente in deutschen Zwischenlagern getroffen. Der Neubau von Kernkraftwerken wurde verboten, die Forschung, vor allem zu Sicherheitsfragen, darf indessen fortgeführt werden.

3.5.5 Nachhaltigkeitsstrategie 2002

Etwa zeitgleich mit dem Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung in Johannesburg hat die Bundesregierung nach einem breiten öffentlichen Dialog im April 2002 unter dem Titel "Perspektiven für Deutschland" eine Strategie für nachhaltige Entwicklung (Nachhaltigkeitsstrategie) vorgelegt, in der für alle Politikfelder konkrete Nachhaltigkeitsziele formuliert wurden.[138] Die Strategie ist seitdem Maßstab des Regierungshandels in Deutschland. Ihre Umsetzung sowie die Fortschreibung werden seither in Fortschrittsberichten dokumentiert.[139]

Die „Strategie zum Ausbau der Windenergienutzung auf See“[140] („Offshore-Strategie“, vgl. Kapitel 7) von Januar 2002 ist Teil der im April 2002 beschlossenen nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.[141] Die federführend vom Bundesumweltministerium erstellte Strategie verdeutlicht, dass die Bundesregierung den Schwerpunkt der zukünftigen Windenergienutzung auf dem Meer sieht. Ziel für die anvisierte Ausbauphase von 2007 bis 2010 war die Installation einer Windenergie-Leistung von 2.000 bis 3.000 MW, in weiteren Ausbauphasen sollten bis zu 25.000 MW installiert werden [Bundesregierung 2002a]. Jedoch konnten die in der Strategie vorgesehenen Ausbauziele bisher nicht eingehalten werden. Offenbar wurden die mit der Realisierung von Offshore-Windparks und deren Anschluss an das Netz verbundenen Risiken unterschätzt.

3.6 Staatliche Förderung erneuerbarer Energien

Das Stromeinspeisungsgesetz und später das Erneuerbare-Energien-Gesetz wurden durch eine Reihe ergänzender und flankierender Förderinstrumente begleitet. Neben der

---

[137] In den vergangenen Jahren gab es jedoch mehrere Anträge von Energieversorgern, die Laufzeiten der drei ältesten Reaktoren, Biblis A, Neckarwestheim 1 und Brunsbüttel durch Übertragung von Reststrommengen anderer Kraftwerke zu verlängern.

[138] Vgl. Bundesregierung [2002a]: Die deutsche nationale Nachhaltigkeitsstrategie "Perspektiven für Deutschland" deckt sich inhaltlich stark mit der EU-Strategie von 2001.

[139] Bundesregierung [2004]: Fortschrittsbericht. Perspektiven für Deutschland; Bundesregierung 2005: Bilanz und Perspektiven.

[140] BMU [2002]; Bundesregierung [2002b].

[141] Die Nutzung von Offshore-Windenergie erachtet die Bundesregierung als notwendig, um die gesetzten Klimaschutzverpflichtungen und Substitutionsziele zu erreichen.

Forschungsförderung auf Bundesebene (vgl. Kapitel 3.6.2) beteiligten sich auch die Bundesländer an der Förderung (vgl. Kapitel 3.6.3).

3.6.1 Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramms des Bundes zur Nutzung erneuerbarer Energien (MAP)[142] aus dem Jahr 1994 hatte in den ersten Jahren nur einen engen Förderrahmen. Es förderte damit zunächst im Wärmebereich nur die Errichtung von solarthermischen Anlagen und die Wiederherstellung geothermischer Heizzentralen. Im Strombereich wurde die Errichtung von kleinen Wasserkraftanlagen (bis 500 kW) und Windkraftanlagen (> 450 kW bis 1.000 kW) gefördert. Die Technologien zur Stromerzeugung profitierten davon besonders, denn die Förderung (Investitionskostenzuschüsse) ergänzte die in den 1990er Jahren zu gering bemessene Vergütung nach dem StrEG.

Im Wärmesektor waren die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien bereits weitgehend bekannt, jedoch stellten die höheren Investitionskosten ein wesentliches Hindernis für eine verstärkte Marktdurchdringung dar. Das Bundeswirtschaftsministerium setzte das MAP ab September 1999 mit stark ausgeweitetem Konzept und Budget fort [Staiß 2007, 212].[143] Ziel war es, die Marktdurchdringung vornehmlich der wärmeerzeugenden Technologien zu stärken und zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit beizutragen, damit sich ein sich selbst tragender Markt entwickeln kann [vgl. Hoffmann 2002, 53]. Neben Solarkollektoranlagen, Wasserkraftwerken, Anlagen zur Nutzung der Tiefen-Geothermie, Photovoltaikanlagen für Schulen werden auch Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse sowie vereinzelt Biogasanlagen[144] gefördert. Zuständig für die Durchführung ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Das MAP gilt heute als das zentrale Instrument zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt.

„Das Marktanreizprogramm hat seit dem Jahr 2000 ganz wesentliche Impulse insbesondere für die verstärkte Nutzung von Biomasseheizungen und solarer Wärme gesetzt und dazu beigetragen, dass sich die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien seit 1999 mehr als verdoppelt hat[145]. Darüber hinaus wurden bis 2006 maßgeblich Investitionen in Biogasanlagen angestoßen. Im Bereich der Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse und Solarthermieanlagen wurden in den letzten beiden Jahren über 95% aller in Deutschland errichteten Anlagen über das MAP gefördert.“ [IfnE 2010, 5].

3.6.2 Forschungsförderung des Bundes

Energieforschung und Forschungsförderung waren in den 1970er Jahren auf mehrere Ressorts verteilt. Teile der Energieförderung fielen unter die Innovationsförderung, die in den 1970er Jahren im Wesentlichen vom Bundesministerium für Bildung und Wissenschaft

---

[142] Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

[143] Das Fördervolumen wurde wegen der Ökostrom-Besteuerung verzehnfacht.

[144] Vgl. Technikglossar

[145] Wärmeerzeugung aus EE 1999 rund 53 Mrd. kWh; 2008 waren es bereits rund 109 Mrd. kWh.

(BMBW) betrieben wurde. 1972 wurde das BMBW in zwei Ministerien getrennt. Dem neu entstandenen Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) unter Minister Horst Ehmke wurde eine Reihe von zentralen Aufgaben u. a. in den Bereichen Technologie, Entwicklung und Innovation, Kerntechnik und Kernforschung sowie Weltraum- bzw. Luftfahrtforschung übertragen. Das Bundesministerium für Forschung und Technologie hat die Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien in beachtlichem Umfang unterstützt [Nitsch 2007, mdl.].

Programm Energieforschung und Energietechnologien (1977 bis 1980)

Während nukleare Energieforschung bereits seit 1956 in Atomforschungsprogrammen gefördert wurde [Semke 1996, 919], initiierte das Bundesministerium für Bildung und Wissenschaft (BMBW)[146] mit dem „Rahmenprogramm Energieforschung“ (1974 bis 1977) erstmals eine „gezielte staatliche Förderung der nichtnuklearen Energieforschung“ [BMFT 1978, 26]. Auslöser waren unter anderem die wirtschaftlichen Auswirkungen der Ölpreiskrise und die Angst vor einer Verknappung der Importenergieträger Öl und Gas [Semke 1996, 919]. Zwischen 1977 und 1980 wurde dieses Rahmenprogramm als „Erstes Programm Energieforschung“ [BT-Drs. 8/2039, 28 f.] fortgesetzt. Ziel war es, den Substitutionsprozess von Erdöl zu anderen Energieträgern zu beschleunigen [Neu 2000, 4]. Die vier Programmschwerpunkte umfassten die rationelle Energieverwendung, Kohle und andere fossile Primärenergieträger, „Neue Energiequellen“ (Kernfusion, aber auch erneuerbare Energien) und den Ausbau der Kernenergie [BMFT 1978, 12]. Zwar wurden auch alle potenziellen Nutzungsmöglichkeiten der nicht-fossilen, nicht-nuklearen Energiequellen untersucht [Nitsch 2007, mdl.], der Mittelverteilung nach zu urteilen, lag der Schwerpunkt mit 4,53 Mrd. DM eindeutig auf der Förderung der Kernenergie.[147] Abzüglich der Kernfusion betrug die Förderung für die Energiequellen, die heute als „erneuerbar“ definiert werden, lediglich 191 Mio. DM [BMFT 1978, 160]. Im Bereich der erneuerbaren Energien flossen Fördergelder sowohl in die Solar- und die Geothermie- als auch in die Windenergie- und Biomasseforschung [Nitsch 2007, mdl.; Eisenbeiß 2007, mdl.].

Involviert waren Großforschungseinrichtungen wie die Kernforschungsanlage (KFA) Jülich[148], das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Karlsruhe[149] sowie das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)[150]. Das DLR erstellte – mit hohem

---

[146] Unter Hans Matthöfer, 1974 bis 1978 Bundesminister für Forschung und Technologie.

[147] Das Gesamtbudget betrug 6,53 Mrd. DM. Kernenergie wurde mit 4,53 Mio. DM, Kohle, insbesondere deren Umwandlung in flüssige und gasförmige Energieträger, wurde über die gesamte Laufzeit mit 940 Mio. DM, rationelle Energieverwendung mit 490 Mio. DM, und Neue Energiequellen mit 570 Mio. DM bedacht.

[148] Hier untersuchte die „Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung“ Sekundärenergiesysteme, Strom, Kohleveredelungsprodukte, Wasserstoff, nukleare Fernenergie und Fernwärme. Vgl. Bericht der KFA Jülich Nr. 1148, Kurzfassung 1974. Im Auftrag des BMFT.

[149] Durchführung einer großen Studie über die Potenziale der nuklearen Energietechniken.

[150] Das DLR war damals parallel zur Ölkrise in eine Krise der Raumfahrt geraten. Die ersten Raumfahrtaktivitäten wurden zurückgefahren. Da man im Forschungszentrum Stuttgart im Hinblick auf Raumfahrttechnik mit Hochenergie befasst war, begann man in dieser Zeit, auch Fragen der terrestrischen Energieversorgung zu bearbeiten.

Personaleinsatz unter der Leitung von Professor Kleinkauf[151] – ein umfangreiches Screening über alle Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energien [Nitsch 2007, mdl.]. Die Studie zu den Potenzialen der erneuerbaren Energien war einerseits von einem großen Optimismus gekennzeichnet, andererseits aber befangen in der damaligen Energiewelt [Bohn & Oesterwind 1976]. Die frühen Studien konzentrierten sich vor allem auf den Nachweis der technischen Machbarkeit und auf die strukturelle Ausgestaltung einer auf regenerativen Energien basierenden Energiewirtschaft, wobei dem Wasserstoff eine wichtige Rolle beigemessen wurde.[152] Von Interesse waren vorrangig große Technologien, wie z. B. große solarthermische Kraftwerke oder große Photovoltaikanlagen. Man war es gewohnt, in Megawatt und Gigawatt-Größen zu denken [Nitsch 2007, mdl.].[153] „Wir waren auch der Meinung, dass, wenn man mit der Kernenergie konkurrieren wolle, dann müsse man das eben so groß machen." [ebda.].

In einer speziellen Konstellation von Personen am DLR[154], die über Kenntnisse hinsichtlich der Nutzbarkeit von Wasserstoff verfügten, und den parallelen Initiativen von Ludwig Bölkow[155] in München, entstand die Vision einer „Wasserstoffwelt". In mehreren Studien[156] wurden detaillierte zukünftige Energiesysteme entworfen, in denen der Energieträger Wasserstoff eine mehr oder weniger bedeutsame Rolle spielte. Die Rolle des Wasserstoffs wurde damals jedoch überschätzt [Nitsch 2007, mdl.]. Der Vorteil aber war, dass in der Öffentlichkeit und vor allem in den Medien großes Interesse an erneuerbaren Energien geweckt wurde. Durch die „Fiktion Wasserstoff" wurden die Medien neugierig.[157] Damit hatte

---

[151] Dr. Werner Kleinkauf, Professor an der Gesamthochschule Kassel; später Gründer und langjähriger Vorstandsvorsitzender des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel.

[152] Vgl. Programmstudie „Sekundärenergiesysteme. Storm, Kohleveredelungsprodukte, Wasserstoff, nukleare Fernenergie, Fernwärme. Kurzfassung." Bericht der KFA Jülich Nr. 1148, Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung. Im Auftrag des BMFT. 1974.

[153] In der Regel wurden aber zu komplexe Systeme konzipiert. Nitsch [2007, mdl.] führt als Beispiel die Große Windkraftanlage „GROWIAN" an, die „direkt vom Schreibtisch weg als 3 MW-Anlage konzipiert wurde".

[154] Etwa 1978 kam Carl-Jochen Winter in den Vorstand des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und übernahm den Bereich Energetik. Er pflegte den Kontakt zu zentralen politischen Entscheidungsträgern und konnte für die Forschung im Bereich der erneuerbaren Energien viel erreichen. Er regte u. a. so genannte Streitgespräche mit anderen Forschungsinstituten an, in denen erstmals auch Energieproduktivitätsmodelle gezeigt wurden, die nicht von einem stetig wachsenden Energiebedarf ausgingen. Diese Modelle wurden sehr kontrovers diskutiert, denn sie zweifelten die bis dahin vorherrschende Annahme einer rasant wachsenden Energienachfrage an. Dr. Carl-Jochen Winter (später Professor), war Mitbegründer des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW). Dass er nach fünf Jahren in seinem Amt nicht mehr bestätigt wurde, ist möglicherweise auf seine Hartnäckigkeit im Engagement für die Entwicklung erneuerbarer Energien zurückzuführen [Nitsch 2007, mdl.].

[155] Ludwig Bölkow gründete 1983 die Ludwig-Bölkow-Stiftung in Ottobrunn. Ziel der Stiftung war es, Technologie ökologischer zu gestalten. Es wurden Studien zu Solarfabriken in der Wüste und für eine effiziente Speicherung von Wasserstoff als Energieträger durchgeführt.

[156] Vgl. Winter & Nitsch [1989]; Nitsch & Luther [1990]; DLR et al. [1990]; Bradke et al. [1991]; Traube [1991]; Nitsch & Wendt [1992]; Langniß [1994]; Enquête-Komission [1995].

[157] So titelte z. B. der Spiegel „Energie aus Sonne und Wasser für die Welt" und es gab einen längeren Artikel in der Bild der Wissenschaft Heft 10/1976. Im Spiegel erschienen 1972, 1976 und 1977 einzelne Artikel zu den Möglichkeiten von Wasserstoff. 1987 lautete das Titelthema des Spiegels: „Wasserstoff und Sonne. Energie der Zukunft" [Spiegel 1987, Nr. 34, Jg. 41, 17. August 1987].

man eine erste Hürde genommen, nämlich klarzumachen, dass erneuerbare Energien prinzipiell das Potenzial haben, die Welt mit Energie zu versorgen. Vor der Durchführung der Studien war bezweifelt worden, dass die rein physikalischen Potenziale regenerativer Energiequellen überhaupt ausreichen würden [Nitsch 2007, mdl.].

Paradigmenwandel in der Forschungspolitik

Die Forschung war bis Ende der 1970er Jahre darauf ausgerichtet, dass auch die Erneuerbaren eine stetig wachsende Energienachfrage erfüllen müssen. Die ökologisch engagierte Fachwelt setzte sich dagegen für einen Paradigmenwechsel ein: „Erneuerbare Energien und Effizienz gehören zusammen, müssen zusammen gedacht und zusammen konzipiert werden“ [Nitsch 2007, mdl.]. Die Veröffentlichung der Studie zur Energiewende[158] brachte das verfestigte Weltbild der Energieversorgungswirtschaft und der ihr zuarbeitenden Wissenschaftler in Bewegung. Im Zuge der Energiewende soll die Energieeffizienz erhöht, der Anteil fossiler Energieträger verringert und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung gesteigert werden.

Daneben gab es weitere Entwicklungen: Das eine war der Trend zu „small is beautiful“, also die Verbreitung der Idee einer dezentralen Energieversorgung bestehend aus einer Vielzahl von Kleinanlagen. In diesem Zusammenhang breitete sich auch unter Ingenieuren die Erkenntnis aus, dass Energieversorgung über den Entwurf großer Systeme hinausgehen muss. Mitte der 1980er Jahre war man in Fachkreisen zu der Einsicht gelangt, dass Energiesysteme und die entsprechenden Technologien schrittweise und „von unten“ zu entwickeln sind [Nitsch 2007, mdl.], nicht zuletzt, weil man gelernt hatte, dass Energiesysteme der Gesellschaft nicht einfach „übergestülpt“ werden können.

Zweites Energieforschungsprogramm (1980 bis 1990)

In dieser Neuauflage des Energieforschungsprogramms kamen neben der Versorgungssicherheit, die im ersten Energieforschungsprogramm das Hauptziel darstellte, die Stärkung der Wirtschaft sowie der Schutz der Umwelt als Zielsetzungen hinzu [Semke 1996, 920]. Je nach Entwicklungsstand der einzelnen Sparten wurden Grundlagenforschung, Materialforschung, die Erprobung bereits entwickelter Anlagen oder/und die Analyse von Umwelteinwirkungen gefördert. Anders als im sich anschließenden Programm, in dem erste Demonstrations- und Pilotanlagen gefördert wurden, handelte es sich hierbei aber vorwiegend um „industrielle Laborproduktionen“ [Sandtner et al. 1997, 258 f.].

Ab Ende der 1980er Jahre unterstützten Fachprogramme des Bundesforschungsministeriums (Programm „Technologien zur Nutzung der Sonnenenergie“) und des Bundeswirtschaftsministeriums (Programm „Biologisch-technische Systeme zur Energie- und Rohstoffgewinnung“ [159]) die Forschung zu regenerativen Energien.

---

[158] Die Idee der Energiewende wurde erstmals in einer vom Öko-Institut Freiburg im Jahr 1980 vorgestellten Studie mit dem Titel „Energiewende“ ausgearbeitet [Krause et al. 1980].

[159] Vgl. BT-Drs. 8/3144 vom 31.08.1979, S. 21.

Drittes Programm Energieforschung und Energietechnologien (1990 bis 1996)

Schwerpunkte des dritten Programms waren die Weiterentwicklung vorhandener Energien zu langfristigen Zukunftslösungen, die Erschließung CO_2-freier Energiequellen (erneuerbare Energien und Kernfusion), weiterhin die rationelle Energieverwendung und explizit die dauerhafte CO_2-Reduktion [BMFT 1993, 7]. Der Reduktion von Klimagasen sollte deutlich mehr Gewicht als in den vorangegangenen Programmen beigemessen werden [Semke 1996, 920]. Mittelfristig ging es um weitere Kostensenkungen und Leistungssteigerungen bei den bereits entwickelten Technologien. Zu diesem Zweck wurden u. a. verschiedene große Demonstrationsvorhaben gefördert [Sandtner et al 1997, 259]. Auch die Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung durch Solarthermie wurde in Ansätzen bedacht. Mit einem Förderkonzept für nachwachsende Rohstoffe sollten vor dem Hintergrund agrarischer Überproduktion Verwendungsalternativen geprüft werden. Das bereits 1990 veröffentlichte Teilprogramm Nachwachsende Rohstoffe ging 1993 in die Verantwortung des damaligen Bundeslandwirtschaftsministeriums (BML) über [BMFT 1993, 18]. Ziel dieses – auch heute noch weitergeführten – Markteinführungsprogramms ist die effektive Nutzung nachwachsender Rohstoffe als Industrierohstoff oder für die Energiegewinnung.

Deutsche Institute und Firmen konnten sich durch die Unterstützung der Forschung zu erneuerbaren Energien an die Weltspitze vorarbeiten. Allerdings klaffte zwischen den sehr guten F & E-Arbeiten und der Markteinführung eine Lücke. Im Forschungsministerium ging man davon aus, dass sich die Resultate anschließend direkt am Markt würden behaupten können oder dass das Wirtschaftsministerium die Lücke schließen würde, indem es eine stärker anwendungsbezogene F & E-Förderung anbieten und geeignete Maßnahmen zur Markteinführung in größerem Umfang durchführen würde. Das Bundeswirtschaftsministerium nahm sich dieser Aufgabe jedoch nicht an, da man davon ausging, dass sich die neuen Technologien ohne staatliche Subventionierung am Markt durchsetzen mussten. Man sah keinen Grund, mittelständische Unternehmen dabei zu unterstützen, sich in einem Oligopolwirtschaftssystem zu entwickeln [Dürrschmidt 2007, mdl.].

Viertes Rahmenprogramm Energieforschung und Energietechnologien (1996 bis 2005)

Vom damaligen Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie 1996 veröffentlicht, bildete das vierte Rahmenprogramm Energieforschung und Energietechnologien den Rahmen für die deutsche Energieforschung der Jahre 1996 bis 2005 [Prognos et al. 2007, 14]. Im Jahr 2002 wurde die anwendungsbezogene F & E-Förderung dem Bundesumweltministerium übertragen, einschließlich der Maßnahmen zur Markteinführung und der Gestaltung der entsprechenden Rahmenbedingungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Erneuerbare Energien waren in diesem Rahmenprogramm mit insgesamt 537 Mio. Euro (ausgenommen Biomasse) der umfangreichste Förderposten. Das Bundesumweltministerium entwickelte ein Gesamtkonzept, das – in Abstimmung mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen, Zielen und Perspektiven – die weiter oben beschriebene Lücke zwischen Forschung und Markteinführung schließen sollte. Maßgeblicher Treiber für die Ausgestaltung des vierten Energieforschungsprogramms war die Selbstverpflichtung der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur CO_2-Reduktion. Daher sollten insbesondere jene Technik-Optionen angesprochen werden, die nennenswerte Beiträge für Klimaschutz und Ressourcenschonung versprachen [Prognos et al. 2007, 14].

Das in den Jahren 1999 bis 2003 sehr erfolgreich eingeführte 100.000-Dächer-Solarstromprogramm (vgl. Kapitel 5.3.5.5) sowie das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (hauptsächlich im Wärmesektor) fallen in den Zeitraum des vierten Rahmenprogramms [Prognos et al. 2007, 35]. Damit gewannen die direkte Förderung und die Vergütungszahlung auf der Bundesebene während dieses Zeitraums erheblich an Bedeutung. „Durch die zunehmende Bundesförderung haben andere Förderprogramme auf Länderebene oder auf der Ebene der Kommunen und Energieversorger an Relevanz verloren“ [ebda., 42].

Fünftes Energieforschungsprogramm Innovation und neue Energietechnologien (2005 bis 2008)

Das Fünfte Energieforschungsprogramm wurde federführend vom Bundeswirtschaftsministerium bzw. dem damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit erstellt. Das Bundesumweltministerium und andere Ministerien waren im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ebenfalls beteiligt. Das Programm ist Teil des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung (IEKP, vgl. Kapitel 3.7.3). Ziel des Programms ist, wie bei dessen Vorgängern, die Beschleunigung von Innovationsprozessen, um eine schnellere Marktreife zu ermöglichen. Basierend auf den Ergebnissen der Evaluation des Vierten Rahmenprogramms definiert das EFP vorrangige und nachrangige Förderbereiche, letztere werden mit geringerem Einsatz gefördert [BMWA 2005, 23 f.]. Während das Bundeswirtschaftsministerium für den Forschungszweig der rationellen Energieumwandlung, beispielsweise Brennstoffzellen[160], Wasserstoff und Systemanalyse zuständig war, zeichnete das Bundesumweltministerium für den Bereich der Forschung in erneuerbaren Energien verantwortlich. Die Grundlagenforschung der erneuerbaren Energien wurde an das Bundesforschungsministerium übertragen, während das Bundeslandwirtschaftsministerium für den Bereich Forschung zur Bioenergie zuständig ist. Das Forschungsprogramm sah eine deutliche Umschichtung der Fördermittel zugunsten von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien vor [BMWA 2005, 10].

3.6.3 Länderförderung

Die Förderung der Bundesländer für erneuerbare Energien lieferte bedeutende Beiträge zur Energieforschung. Diese lagen 2003 bei 80 Mio. Euro, was einem Drittel der gesamten Forschungsaufwendungen des Bundes entspricht. Die Aufwendungen für erneuerbare Energien sind dabei regional höchst unterschiedlich, an der Spitze der Bundesländer steht Nordrhein-Westfalen mit bis zu 15,7 Mio. Euro für das REN-Programm (Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen).[161] Es wurde im Oktober 1989 durch die nordrhein-westfälische Landesregierung beschlossen und seither jährlich fortgeschrieben. Das Programm war das Ergebnis der Initiative einer Gruppe von engagierten, einflussreichen Mitarbeitern der Ministerialverwaltung.[162] Im Jahr 2002 wurden die Förder-

[160] Vgl. Technikglossar

[161] Mit dem Programm werden Investitionen zur Einsparung von Energie sowie zur Nutzung regenerativer Energiequellen gefördert. Dabei wird zwischen Demonstrationsförderung (Schwerpunkt Machbarkeit) und Breitenförderung (Schwerpunkt Marktfähigkeit) unterschieden.

[162] Vgl. Hennicke et al. [1997].

bedingungen unter Berücksichtigung des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms und des Marktanreizprogramms zugunsten der erneuerbaren Energien überarbeitet. Im Jahr 2007 förderte das Land Nordrhein-Westfalen über die REN-Breitenförderung u. a. Solarkollektoranlagen, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftanlagen, Wohnungslüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung sowie Biomasse- und Biogasanlagen. Auch die Bundesländer Brandenburg[163] und Bremen legten ähnliche REN-Programme zu Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien auf.

3.7 StrEG und EEG als zentrale Steuerungsimpulse

Mit dem Stromeinspeisungsgesetz wurde 1991 noch unter der konservativ-liberalen Regierung ein wichtiger Impuls zur Markteinführung der erneuerbaren Energien gesetzt. Aus dem Regierungswechsel im Jahr 1998, als auf die 16-jährige Amtszeit Helmut Kohls eine erste rot-grüne Regierung aus SPD und Bündnis90/ Die GRÜNEN folgte, ergab sich ein politisches Zeitfenster für grundlegende energiepolitische Veränderungen, zu denen die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gehörte.

3.7.1 Das Stromeinspeisungsgesetz

Bis Ende der 1980er wurde die Notwendigkeit einer gesetzlich verankerten Vergütungsregelung noch negiert. Die vorhandenen freiwilligen privatrechtlichen Vereinbarungen galten im politischen Raum als ausreichend für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Nach der „Wende“ im Jahr 1989 kam – in turbulenten Zeiten knapp zwei Monate vor der ersten gesamtdeutschen Bundestagswahl im Dezember 1990 – ein Gesetzentwurf für ein Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) zustande. Zwischen den großen Debatten der Wiedervereinigung wäre es mehrfach fast von der Tagesordnung verdrängt worden [Berchem 2006]. Die Initiative dafür ging auf eine fraktionsübergreifende Initiative des Bundestages zurück.[164] Große Relevanz für den Agenda-Setting-Prozess hatte dabei die an Bedeutung gewinnende Windkraftlobby in den nordwestdeutschen Bundesländern, die sich zusammen mit Wasserkraftbetreibern aus Bayern und Baden-Württemberg für garantierte Mindesteinspeisevergütungen einsetzte.

Die Basis des Gesetzentwurfs bildeten die Berichte der Enquête-Kommission „Vorsorge und Schutz der Erdatmosphäre“. Die Besonderheit des Gesetzentwurfes bestand darin, dass er weitgehend von Vertretern des Bundestages selbst verfasst wurde; für einzelne Textpassagen wurden die zuständigen Ressorts in den Ministerien beratend hinzugezogen. Wichtiger historischer Vorläufer des Gesetzes war das vom Forschungsministerium Ende der 1980er Jahre aufgelegte 250-MW-Breitentest-Programm zur Windenergie, das eine Einspeisevergütung über festgelegte Zuschüsse pro eingespeister kWh Windstrom simulierte

[163] Richtlinie des Ministeriums für Wirtschaft Brandenburg zur Förderung der Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien (REN-Programm) vom 18. Juli 2007.

[164] Zur Entstehungsgeschichte des Stromeinspeisungsgesetzes vgl. Kords [1993]; Berchem [2006].

und damit ein Vertrauen in die erneuerbaren Energien geschaffen hatte, auf dem die Initiative für das Stromeinspeisungsgesetz aufbauen konnte.

Von den GRÜNEN setzte sich der Abgeordnete Dr. Wolfgang Daniels, von der SPD die Abgeordneten Michael Müller und Hermann Scheer besonders engagiert für die Gesetzesinitiative ein. Das StrEG fand auch Unterstützung in den Reihen der CDU/CSU (u. a. Bernd Schmidbauer und Matthias Engelsberger[165]), dort vor allem aufgrund seiner Bedeutung zur Absicherung und als Modernisierungsanreiz für Wasserkraftwerke im kleinen Leistungsbereich.

Der Gesetzentwurf wurde am 07. Dezember 1990 einvernehmlich im Bundestag verabschiedet und trat zum 01. Januar 1991 in Kraft. Dass der Verabschiedung des StrEG nicht mehr Beachtung geschenkt wurde, ist nach Scheer [2004, 16 in Suck 2008, 171] auch dem Umstand zu verdanken, dass die Stromwirtschaft mit den parallel laufenden Verhandlungen über die Übernahme der ostdeutschen Stromwirtschaft (im Rahmen der Verhandlungen zur deutschen Einheit) absorbiert war. Auch wird vermutet, dass die Energieversorger die Wirkung des StrEG bei seiner Verabschiedung im Jahr 1990 stark unterschätzt hatten.[166]

Das StrEG öffnete den Strommarkt, der zuvor durch das Leitungs- und Versorgungsmonopol der Energieversorgungsunternehmen am Energiemarkt geprägt war, für private Erzeuger regenerativen Stroms – dies war eine bedeutende Verbesserung gegenüber der vorherigen Situation der Verbändevereinbarungen. Das Gesetz regelte die Abnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sowie deren Netzzugang. Innerhalb der Bundesregierung war das für den Energiebereich verantwortliche Wirtschaftsministerium federführend für das StrEG zuständig. Allerdings konnte es sich kaum mit den Inhalten und Zielen des Gesetzes identifizieren. „Vielmehr war das Bundeswirtschaftsministerium der Auffassung, ein Subventionsgesetz passe nicht in die politische Landschaft“ [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Die Versuche, das StrEG zu diskreditieren und mit Blick auf eine anstehende Novellierung 1994 wieder abzuschaffen, waren Ausdruck der geringen Bereitschaft, im Bundeswirtschaftsministerium tatsächlich neue Wege in der Energiepolitik zu beschreiten.

Die damalige CDU-geführte Bundesregierung erhob das Gesetz (nachträglich) zum Beweisstück ihrer umweltpolitischen Handlungsbereitschaft in Bezug auf die Ziele zur CO_2-Emissionsreduktion [Kords 1993, 90]. Allerdings reichten die Vergütungssätze insbesondere in den Anfangsjahren noch nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb der neuen EE-Technologien zu gewährleisten [Durstewitz & Hoppe-Kilpper 2002].

Erste Neufassung des StrEG 1994

Die erste Neufassung des StrEG erfolgte 1994 mit dem Ziel, die Vergütungssätze anzupassen. Das Bundeswirtschaftministerium begegnete den Novellierungsbestrebungen jedoch

---

[165] Bernd Schmidbauer war umweltpolitischer Sprecher der CDU/CSU Fraktion im Bundestag und Mitglied der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre". Matthias Engelsberger, CSU-Mitglied und ebenfalls Bundestagsabgeordneter, vertrat die Interessen der mittelständischen Betriebe (Holzverarbeitung, Wasserkraft) in Bayern.

[166] Tacke [2004, 206 f.]; Berchem [2006].

mit heftigem Widerwillen. Im politischen Bereich unterstützten aber die damalige Umweltministerin Angela Merkel (1994-1998) sowie der parlamentarische Staatssekretär Walter Hirche (FDP) die Weiterentwicklung des StrEG maßgeblich. Auch von vielen Abgeordneten im Bundestag und vom Kanzleramt gab es Unterstützung für eine Fortentwicklung [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Durch das massive Einwirken auf das Bundeswirtschaftsministerium konnte dieses sich letztlich einer Novellierung nicht entziehen. Das Bundesumweltministerium arbeitete inhaltlich zu.[167]

Die Elektrizitätswirtschaft wurde mittlerweile der Auswirkungen des StrEG gewahr und bekämpfte es heftig. In den Jahren 1995 bis 1997 drohte das Gesetz gekippt zu werden. Den Kern des Widerstands bildeten die in der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e. V. (VDEW) zusammengeschlossenen Energieversorgungsunternehmen. Die Verbände vertraten die Ansicht, das StrEG entspräche nicht den Regeln der Marktwirtschaft und zweifelten die Verfassungskonformität des Gesetzes an. Sie versuchten nun, einen zivilrechtlichen Musterprozess herbeizuführen und auf diesem Weg die Frage der Legalität des StrEG doch noch vor das Bundesverfassungsgericht zu bringen. Einzelne Energieversorgungsunternehmen kürzten – auf Empfehlung des VDEW – jeweils einem der Strom aus regenerativen Energien einspeisenden Kunden die gesetzlich vorgegebene Vergütung.[168] Dieses Vorgehen der Energieversorger stieß in der Öffentlichkeit auf massive Kritik. Auch Bundestagsabgeordnete aller Parteien äußerten ihre Missbilligung gegenüber dem Vorgehen der Stromversorger und forderten diese auf, das Einspeisungsgesetz in der vom Bundestag beschlossenen Form zu respektieren.[169] Über das Landgericht wanderte die Klage zum Bundesverfassungsgericht, bis schließlich der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs urteilte, dass das StrEG nicht gegen die Verfassung verstößt.

---

[167] Das Bundesumweltministerium (vertreten durch Herrn Dr. Dürrschmidt, damals Mitarbeiter im Referat Klimaschutz) war im Rahmen der Ressortabstimmung und parlamentarischen Beratung an der Novellierung des StrEG beteiligt.

[168] Die Badenwerk AG in Karlsruhe, die Kraftübertragungswerke Rheinfelden und die Stadtwerke Geesthacht zahlten jeweils einem ihrer Strom aus regenerativer Energie einspeisenden Kunden nur die Sätze der Verbändevereinbarung [Tacke 2004, 207].

[169] Der Spiegel, 08.05.1995; Vgl. Deutscher Bundestag, Plenarprotokoll 13/39 vom 19.05.1995.

Zweite Neufassung des StrEG 1998

Eine wesentliche Neuerung der StrEG-Novellierung im Jahr 1998 bestand in der Einführung des so genannten 5 % Deckels.[170] Damit sollten die Belastungen von Netzbetreibern mit hohen Einspeiseanteilen aus erneuerbaren Energien begrenzt werden. Ansonsten bezogen sich die mit der „kleinen Novelle“ 1998 vorgenommenen Änderungen nicht auf die Höhe der jeweiligen Vergütungen, sondern stellten Klarstellungen und Ergänzungen dar. Zum Beispiel wurde erstmals bestimmt, dass nicht nur Produkte oder biologische Rest- und Abfallstoffe der Land- und Forstwirtschaft, sondern Biomasse allgemein (also z. B. auch speziell angebaute Biomasse) in den Geltungsbereich des StrEG einbezogen ist. Außerdem wurde klargestellt, dass auch Offshore-Anlagen in die Vergütungsregelung einbezogen werden.

Urteil des Europäischen Gerichtshofs

Der EuGH stellte schließlich mit seinem Urteil vom 13. März 2001 fest, dass Einspeise- und Mindestpreisregelungen grundsätzlich mit dem Europäischen Gemeinschaftsrecht vereinbar sind [Oschmann & Sösemann 2007, 2]. Das Urteil bezieht sich auf einen Streitfall zwischen der PreussenElektra und Schleswag. Es besagte, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 des EG-Vertrags darstelle. Auch verstoße es nicht gegen den freien Warenverkehr in der EU.[171] Demnach gab es keine rechtlichen Bedenken gegen die Zahlung erhöhter Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien und das Stromeinspeisungsgesetz wird nicht als unzulässige staatliche Beihilfe betrachtet [Schmela 2000, 18]. Den Energieversorgungsunternehmen gelang es jedoch trotz der Niederlage vor dem EuGH, eine Stimmung der Verunsicherung insbesondere in der noch jungen Windkraftbranche zu erzeugen. Für andere Branchen, wie z. B. die Solarbranche, waren die Einspeisevergütungsmodalitäten des StrEG aufgrund der hohen Kosten für Photovoltaik weit weniger relevant. Indem sich der EuGH mit den deutschen Einspeisevergütungen und der Beihilfefrage befasste, verlagerte sich der Politikprozess auf die europäische Ebene [Hirschl 2008, 135 f.]. Hier setzte sich auch die Kommission in der seit Mitte der 1990er Jahre laufenden Konzeption einer Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien mit den Modalitäten der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung auseinander (vgl. Kapitel 3.3.2.4).

3.7.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

3.7.2.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2000

Die Höhe der Vergütung nach dem StrEG reichte nach Ansicht der Regierungskoalition nicht mehr aus, um das deutsche und europäische Ziel zur Verdoppelung des Anteils erneuer-

[170] Die Regelung besagt, dass, sobald der Anteil aus erneuerbaren Energien 5 % der vom Energieversorgungsunternehmen abgesetzten Kilowattstunden übersteigt, der vorgelagerte Netzbetreiber die Mehrkosten erstatten muss, die durch das Übersteigen des 5 %-Anteils entstehen.

[171] Vgl. Kommentierung in Natur und Recht 2002, S.148.

barer Energien am Strommix und deren breite Markteinführung anzustoßen.[172] Auch wurde in einigen Regionen das Erreichen des „zweiten 5 %-Deckels“ erwartet.[173] Plan der neuen rot-grünen Regierungskoalition war es daher, zum 01. Januar 2000 eine neue Regelung für die Einspeisung von Ökostrom in Kraft zu setzen.

1998 begann daher die Vorbereitung eines neuen Gesetzes – des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG[174]) – die insbesondere durch das Bundesumweltministerium als treibende Kraft vorangebracht wurde. Das Referat Erneuerbare Energien leistete dabei wesentliche fachliche Zuarbeit. Im Rahmen der Ressortforschung wurden Studien über die Potenziale der Erneuerbaren Energien vergeben, die die weitere Diskussion um die Fortschreibung des StrEG qualifizieren sollten.[175]

Das Bundeswirtschaftsministerium brachte Ende der 1990er Jahre jedoch kein entsprechendes Gesetzesvorhaben auf den Weg. Schließlich war es erneut der Bundestag, der die Initiative ergriff und einen Gesetzentwurf für das EEG erarbeitete. Grüne Abgeordnete waren hierbei die treibenden Kräfte. Sie wurden von Abgeordneten der SPD-Fraktion unterstützt, die verhindern wollten, dass die sich gerade etablierenden Branchen geschwächt werden [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Schließlich konnte das EEG am 25. Februar 2000 im Bundestag verabschiedet werden und trat am 01. April 2000 in Kraft.

Wesentliche Änderungen des EEG im Vergleich zum StrEG (Stand 1998) waren:

- die Abkehr von der Kopplung der Vergütung an den Durchschnittspreis. Es wurden feste Vergütungssätze pro kWh vorgegeben, die Planungs- und Investitionssicherheit schaffen sollten – unabhängig von der Strompreisentwicklung.
- Die Vergütung wurde nicht nur für den Geltungszeitraum des Gesetzes, sondern auf 20 Jahre garantiert.
- Die Höhe der Vergütung wurde nach Sparten und nach Anlagengrößen ausdifferenziert.

Nach intensiven Debatten einigten sich das Wirtschafts- und das Umweltministerium[176] auf einen gemeinsamen Gesetzentwurf für das „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“ oder „Erneuerbare-Energien-Gesetz“.[177] Die langfristige Vergütungsgarantie erhöhte die Investitionsbereitschaft der Banken. Dies setzte eine dynamische Entwicklung in Gang, bei

---

[172] Die Vergütung aus dem StrEG war an den durchschnittlichen Strompreis gekoppelt, dieser sank infolge der fortschreitenden Liberalisierung des Energiemarktes.

[173] Vgl. Grüne Fraktion im Bundestag [1999, 23].

[174] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[175] Zum Beispiel die Leitstudie von Nitsch [2000]. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden in den Fachsitzungen des Bundestages vorgestellt und flossen in die Entscheidungsfindung ein.

[176] Dissenspunkte waren z. B. Vergütungssätze, Rotorflächenmodell vs. Referenzertragsmodell, Aufteilung der Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten.

[177] Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) sowie zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes vom 29.11.1999 (vgl. Rechtsquellenverzeichnis). Das EEG trat zum 01.04.2000 in Kraft.

der Investitionskapital mobilisiert und – im Falle der Windkraft – der Einstieg in die Serienproduktion ermöglicht wurde.

Neu war, dass die Energieversorgungsunternehmen, die bisher von der Einspeisevergütung ausgenommen waren, ab 2000 ebenfalls von den Vergütungsregelungen profitieren konnten. Dieser Umstand ließ eine Gefährdung der kleinen Anlagenbetreiber befürchten. Im Falle des Einstiegs der großen Energieversorger in erneuerbare Energien wären diese gegenüber den Großunternehmen nicht konkurrenzfähig. Die Energieversorgungsunternehmen hielten sich mit dem Einstieg jedoch zurück; möglicherweise lagen deren Gewinnerwartungen noch über den mit den garantierten Einspeisevergütungen erzielbaren Gewinnen.

Mit dem EEG 2000 kamen stromintensive Unternehmen nach § 16 EEG in den Genuss einer Ausgleichsregelung, die sie davon befreite, erhöhte Strompreise für Strom aus erneuerbaren Energien an den Stromversorger zu zahlen [Oschmann & Sösemann 2007, 2]. Diese Regelung kann als Zugeständnis an die (energieintensive) Wirtschaft gewertet werden.

3.7.2.2 Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004

Für die Neufassung des EEG 2004 war die Federführung dem Bundesumweltministerium übertragen worden. Es begann unmittelbar nach der Bundestagswahl mit der Ausarbeitung eines Entwurfs [Suck 2008, 422]. Die Reaktion der Oppositionsparteien fiel überraschend positiv aus. Auch das Landwirtschaftsressort verhielt sich aufgrund der Ausrichtung auf die Förderung von Anbaubiomasse kooperativ-konstruktiv.

Der Druck der Industrie gegen das EEG hatte aber stetig zugenommen. Die Industrieverbände BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie) und DIHT (Deutscher Industrie- und Handelskammertag), die traditionelle Energiewirtschaft (VDEW) und das Wirtschaftsressort griffen den Entwurf heftig an. Die energieintensiven Industrieunternehmen[178] sahen aufgrund höherer Energiepreise ihre Wettbewerbsfähigkeit als gefährdet an und forderten eine Ausnahmeregelung [Suck 2008, 423].[179] Interesse der traditionellen Energiewirtschaft war es, der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Grenzen zu setzen. Vertreter des Bundeswirtschaftsministeriums argumentierten in verschiedenen Zusammenhängen gegen die vom Bundesumweltministerium vertretenen weitreichenden Zielsetzungen zum Ausbau erneuerbarer Energien. Sie versuchten bis zuletzt, den Entwurf des Bundesumweltministeriums für die EEG-Neufassung abzuschwächen, indem die Ziele abgesenkt und die verschiedenen Vorschriften relativiert werden sollten [Hinrichs-Rahlwes 2007, mdl.]. In einem „Kraftakt der Ressorts und innovativer Teile der Wirtschaft“ [Dürrschmidt 2007, mdl.] wurde das EEG trotz der heftigen Angriffe und verschiedenen Veränderungen am Regierungsentwurf aufgrund der überparteilichen politischen Unterstützung im Bundestag verabschiedet. Das schließlich verabschiedete Gesetz lag deutlich näher an den Vorstellungen des Bundesumweltministeriums als an denen des Bundeswirtschaftsministeriums.

---

[178] Insbesondere die metallverarbeitenden Unternehmen sowie die Aluminiumindustrie.

[179] Das Bundesumweltministerium sah sich schließlich vor dem Hintergrund der angedrohten Arbeitsplatzverluste gezwungen, eine solche Härtefallregelung für die energieintensive Industrie zuzulassen.

Das EEG hatte gegenüber in der Fassung von 2000 abermals durch die getroffenen sparten- und fallbezogenen Regelungen erheblich an Umfang und Komplexität zugenommen. Aus Sicht der Befürworter ist der Erfolg des Gesetzes auf ebendiese differenzierte und zielgerichtete Förderung zurückzuführen. Kritiker sehen hingegen die Gefahr einer „Übersteuerung“ und einer unangemessenen „Einmischung“ des Staates bis hinunter auf die betriebswirtschaftliche Ebene

Am 01. August 2004 trat das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2004) in Kraft. Mit der Gesetzesänderung wurden etwa 330 besonders stromintensive Unternehmen und Bahnen noch stärker als bisher von den erhöhten Kosten, die für Strom aus erneuerbaren Energien entstehen, entlastet.[180] Nach Hirschl [2008, 563] gilt die Härtefallregelung als eines der Tausch- bzw. Koppelgeschäfte mit der Wirtschaft, mit denen Blockaden aufgelöst bzw. ansonsten wenig aussichtsreiche Anliegen gestärkt werden können [ebda.]. In diesem Fall wurde die Einführung einer EEG-Härtefallregelung an die Zusage zur Schaffung einer Regulierungsbehörde im Energiemarkt gekoppelt (vgl. EnWG-Novelle 2005; Kapitel 3.9.3.3).

3.7.2.3 Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009

Die Neufassung des EEG 2009 erfolgte ebenfalls unter Federführung des Bundesumweltministeriums. Die Vorbereitung der EEG-Neufassung stand in engem Zusammenhang mit der Verabschiedung des IEKP (vgl. Kapitel 3.7.3.2). Bereits im Sommer 2007 waren die spartenbezogenen Monitoring-Studien zum EEG 2004[181] fertig gestellt worden. Sie lieferten einen breit angelegten Erfahrungsbericht über die mit dem EEG 2004 erzielten Effekte[182], der die Basis für den im Oktober 2007 vorgelegten Novellierungsentwurf für das EEG 2008/09 bildete. Nach der Ressortabstimmung im Oktober und November 2007 wurde der Gesetzentwurf am 05. Dezember 2007 zusammen mit weiteren flankierenden Gesetzen und Verordnungen zur Energieeffizienz (IEKP) vom Bundeskabinett beschlossen. Bereits im Januar 2008 wurde der EEG-Regierungsentwurf in den Ausschüssen des Bundesrates besprochen. Am 21. Februar 2008 erfolgte die erste Lesung im Bundestag, am 05. Mai 2008 fand eine Anhörung im Umweltausschuss des Bundestages statt. Nachdem sich der Umweltausschuss schließlich auf einen Änderungsantrag zum EEG verständigt hatte, einigten sich am 30. Mai 2008 die Koalitionsparteien in den strittigen Punkten[183], so dass die Verabschiedung des neu gefassten EEG bereits am 06. Juni 2008 im Bundestag erfolgte.

---

[180] So genannte „Härtefallregelung“. Aus rechtlicher Sicht wird bezweifelt, ob diese zunehmende Besserstellung stromintensiver Unternehmen noch verfassungsgemäß ist [Oschmann & Sösemann 2007, 3].

[181] Vgl. BMU [2006] sowie die Studien der ARGE Monitoring PV-Anlagen [2006] zu Photovoltaik und des IE Leipzig [2007] zu Biomasse.

[182] Der EEG-Erfahrungsbericht [BMU 2007]; war dem Deutschen Bundestag vom Bundesumweltministerium im Einvernehmen mit dem Bundeslandwirtschafts- und Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt und am 07. November 2007 vom Bundeskabinett beschlossen worden. Darin waren die Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung des Fördersystems aus Mindestvergütung und Boni für die einzelnen Sparten bereits zwischen den Ressorts abgestimmt.

[183] Uneinigkeit bestand v. a. über die Höhe der Vergütungssätze für Solarstrom, die die Unionsparteien deutlich gekürzt sehen wollten.

Über die Fortführung des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich bestand weiterhin Konsens. Um die Dynamik weiter zu beschleunigen, wurden die Vergütungssätze im EEG 2009 in fast allen Sparten nach oben korrigiert, ganz besonders bei Offshore-Wind und Geothermie, da in diesen beiden Bereichen ein nennenswerter Ausbau noch nicht begonnen hatte. Deutlich gekürzt wurden die Vergütungssätze hingegen für die solare Stromerzeugung, da bisher die realisierten jährlichen Kostensenkungen mit 10 % die Erwartungen (ausgegangen war man von 5 %) übertroffen hatten. Die neuen Degressionssätze im Bereich von 8-10 % tragen dieser Entwicklung Rechnung.

3.7.2.4 Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus

Die Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (AusglMechV[184]) zielt vor allem auf die Reduzierung von Kosten für Netzbetreiber, Vertriebe und Verbraucher ab und soll außerdem die Transparenz des Ausgleichsmechanismus erhöhen. Anders als bisher, soll der EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern direkt an der Strombörse verkauft werden. Die Differenz zwischen Verkaufserlös und der nach dem EEG an die EE-Anlagenbetreiber bezahlten Vergütung wird als so genannte Umlage von den Stromvertriebsunternehmen getragen. Durch diese Regelung entfällt die physikalische Weitergabe des EE-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Vertriebsunternehmen, die wegen der Prognose-unsicherheit oft mit Risiken und finanziellem Mehraufwand verbunden war.

3.7.3 Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung

Seit 2007 ist die Förderung der erneuerbaren Energien in ein Gesetzes- und Maßnahmen-paket eingebettet. Das Erreichen der Klimaschutzziele wurde damit als Querschnittsaufgabe sichtbar. Nicht allein mehr die Stromwirtschaft, sondern auch der Mobilitätssektor, der Wärmemarkt und die Energieeffizienz gewannen als Handlungsfelder an Bedeutung.

3.7.3.1 Meseberger Beschlüsse zur Vorbereitung des IEKP

Im August 2007 beschloss das Bundeskabinett bei seiner Klausursitzung in Meseberg das von Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministerium vorgelegte „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP). Dieser Kabinettsbeschluss leitete die Erarbeitung und Abstimmung eines Maßnahmenpakets ein, in dem das EEG nunmehr in eine Reihe flankierender Gesetze eingebunden wurde. Das IEKP war Ausdruck der Erkenntnis, dass es Impulse in mehreren klimaschutzrelevanten Energiesparten bedurfte, damit die ehrgeizigen CO_2-Minderungsziele erreicht werden können. Ziel des Programms ist die Verminderung der CO_2-Emissionen um 40 % bis 2020 gegenüber dem Stand von 1990. Mit diesem im internationalen Vergleich sehr ehrgeizigen Reduktionsziel hat Deutschland innerhalb der EU eine klare Vorreiterrolle eingenommen.

Angesichts des bevorstehenden Weltklimagipfels in Bali wurde das IEKP in hohem Tempo noch vor der Klimakonferenz auf Bali im Dezember 2007 als Gesetzespaket vom Kabinett

[184] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Die Verordnung tritt am 01. Januar 2010 in Kraft.

beschlossen und in den Bundestag eingebracht. Nie zuvor stand der Klimaschutz derart im Fokus der politischen Agenda.

Wichtige Punkte der Meseberger Beschlüsse waren:

- Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien: Beim Strom aus erneuerbaren Energien verständigte sich das Kabinett auf ein Ausbauziel von 25-30 % bis 2020. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor soll Emissionen von 55 Mio. t CO_2 pro Jahr reduzieren.
- Ausbau der Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen[185]: Mit einer Novellierung des KWK-Gesetzes soll der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 25 % verdoppelt werden. Dies soll durch ein Fördervolumen von durchschnittlich 750 Mio. Euro im Jahr unterlegt werden. Auch der Ausbau der Nah- und Fernwärme soll mit einem Investitionszuschuss von bis zu 20 % und einem Volumen von 150 Mio. Euro in die Förderung einbezogen werden.
- Erhöhung der Anforderungen an die Energieeffizienz von Gebäuden: In einem ersten Schritt sollen die energetischen Anforderungen an Gebäude in 2008 um 30 %, in einem zweiten Schritt bis 2012 nochmals um 30 % erhöht werden. Bei Altbauten sollen energetische Mindeststandards für Gebäude festgelegt werden, die die Instandhaltungspflicht für Eigentümer konkretisieren.
- Erhöhung der Mittel für den Klimaschutz: Für das Haushaltsjahr 2008 wurden für die Klimapolitik im Bundeshaushalt insgesamt 2,6 Mrd. Euro (einschließlich bis zu 400 Mio. Euro aus der Veräußerung von Emissionszertifikaten) zur Verfügung gestellt. Dies entsprach einer Steigerung gegenüber 2005 von ca. 200 %.[186]

3.7.3.2 Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP)

Das erste Maßnahmenpaket zum „Integrierten Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP) umfasste am 05. Dezember 2007 den Beschluss bzw. die Billigung von zunächst 14 Gesetzgebungs- bzw. -anpassungsvorhaben[187], darunter auch die Fortschreibung des EEG (vgl. Kapitel 3.7.2.3). Ein zweites Paket mit Schwerpunkt auf der Verbesserung der Energieeffizienz wurde im Juni 2008 auf den Weg gebracht. Bei Umsetzung aller Maßnahmen wird die Reduktion der CO_2-Emissionen auf rund 34 % bis 2020 geschätzt [BMU 2008a, 18]. Kritiker aus den Oppositionsparteien und Umweltverbänden weisen unter Bezugnahme auf einschlägige Gutachten[188] darauf hin, dass die Maßnahmen des IEKP zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels nicht ausreichen – vielmehr seien sie halbherzig und würden die bestehenden Klimaschutzpotenziale in vielen Bereichen nicht ausschöpfen. In den Gutachten wird aufgezeigt, dass mit dem IEKP nur etwa die Hälfte der angestrebten Einsparziele für Treibhausgasemissionen erreicht werden kann. Neben der massiven Kritik an den Neubauplänen

---

[185] Vgl. Technikglossar

[186] http://www.bmu.de/pressemitteilungen/... (Abruf 03.09.2009)

[187] http://www.bmu.de/ files/pdfs/allgemein/… (Abruf 25.08.2009).

[188] U. a. Kleßmann [2008]; EUTech [2007].

von bis zu 30 Kohlekraftwerken werden fehlende wirksame Regelungen im Verkehrsektor, zur verstärkten Wärmedämmung von Altbauten und zur Herstellung energieeffizienter Produkte und Umwelttechnologien beklagt. Daher werden zusätzliche Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs, insbesondere zum schnelleren Austausch von Nachtspeicherheizungen, verbesserte Kontrollen der Umsetzung der Energieeinsparverordnung (EnEV[189]), eine Verbesserung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, eine Ausweitung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes auf den Gebäudebestand sowie ambitioniertere Maßnahmen im Verkehrssektor gefordert [vgl. z. B. Kleßmann 2008, 15].

3.8 Umwelt- und Planungsrecht für erneuerbare Energien

Der Bau von Anlagen zur Energiegewinnung ist – wie alle baulichen Anlagen – genehmigungsbedürftig. In den 1990er Jahren zeichnete sich bereits ab, dass die bestehenden Rechtsgrundlagen nicht ausreichen würden, um auch die bis dato in Art und Dimensionierung noch ungewohnten Anlagen adäquat zu behandeln. Parallel zur Förderung der Markteinführung und Expansion mit Hilfe des EEG setzte schließlich Ende der 1990er Jahre eine administrative Nachsteuerung in den Bereichen Bauplanungs- und Genehmigungsrecht, Raumordnungsrecht, Immissionsschutzrecht und Wasserrecht ein. Ziel war es einerseits, mögliche Konflikte mit anderen Nutzungen möglichst gering zu halten. Andererseits sollten auch im Planungs- und Fachrecht besondere Regelungen geschaffen werden, um spezifische Erleichterungen und Anreize für EE-Anlagen zu schaffen und so das umweltökonomische Instrumentarium wirkungsvoll zu unterstützen [Klinski 2005, 7].

Die spezifischen, für die Sparten relevanten genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen und ihre Rolle v. a. für die Expansion im Innovationsgeschehen erfolgt in den jeweiligen Kapiteln. An dieser Stelle werden nur die Anpassungen der wichtigsten rahmensetzenden, spartenübergreifenden Rechtsgrundlagen aufgegriffen, die die Implementation der erneuerbaren Energien im positiven Sinne flankiert haben.

3.8.1 Das Raumordnungsrecht

Das Raumordnungsrecht dient der Entwicklung, Ordnung und Sicherung von überörtlichen Planungen und Maßnahmen.[190] Auf die Energieerzeugungs- und Leitungsinfrastruktur kann die Raumordnung im Rahmen der Erstellung raumordnerischer Gesamtpläne auf Landes- oder Regionalebene Einfluss nehmen. Bei der Aufstellung dieser Pläne sind z. B. zukünftige Kraftwerksstandorte und Leitungstrassen abzustimmen. Darüber hinaus kann die Raumordnung im Rahmen vorhabensbezogener Raumordnungsverfahren die Übereinstimmung mit bestehenden raumordnerischen Zielen prüfen und bei Nicht-Übereinstimmung ablehnende Stellungnahmen verfassen. Die Stellungnahmen entfalteten in der Vergangenheit jedoch

[189] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[190] Die nach dem Raumordnungsrecht aufzustellenden Raumordnungspläne auf Landesebene und auf regionaler Ebene geben beachtliche oder abzuwägende Vorgaben für die Bauleitplanung sowie für Fachplanungen öffentlicher Planungsträger vor.

eine kaum eine Steuerungswirkung. Da der Bau von Hochspannungstrassen nur einer Anzeigepflicht unterlag, war es den Vorhabensträger anheim gestellt, ob sie diese Stellungnahmen beachten wollten oder nicht. Erst seit der Novellierung des Energierechts 1998 unterliegen Standortplanung und Trassenwahl von Energieinfrastruktur einer rechtlich bindenderen Form der Zulassung und der Planfeststellungspflicht. Hierbei sind auch bestimmte Formen der Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen.

Als Reaktion auf die Ausweitung der Windenergienutzung begannen die Raumordnungsbehörden sich ab Mitte der 1990er Jahre mit den Nutzungsansprüchen der erneuerbaren Energien – angesichts der Konflikte insbesondere mit der Windkraft – auseinanderzusetzen.

Mit der Novelle des Baurechts 1998 ging auch eine Novellierung des Raumordnungsrechts einher. Für die Windenergienutzung wurde eine neue raumordnerische Kategorie „Eignungsgebiete“ eingeführt. Dadurch wurde die Grundlage für eine planerische Steuerung der Windenergienutzung geschaffen. Nach entsprechender Anpassung der Landesraumordnungsgesetze[191] war es ab Ende der 1990er Jahre möglich, auf der Ebene der Regionalplanung Eignungsgebiete für die Windkraftnutzung auszuweisen und so eine räumliche Steuerung der Anlagenstandorte und –konzentrationen vorzunehmen. Die raumordnerische Steuerung stand in gewisser Konkurrenz zu den mit der Baurechtsänderung (vgl. Kapitel 3.8.2) auf der kommunalen Ebene eingeräumten Steuerungsmöglichkeiten.[192] Vor allem aber wegen grundsätzlicher Widerstände gegen eine großräumige Windenergienutzung erwies sich die Aufstellung der Regionalpläne z. T. als konfliktträchtig und zeitaufwändig. Erste Pläne, die eine räumliche Steuerungswirkung durch Konzentration und Entflechtung unverträglicher Nutzungen entfalteten, lagen erst ab 2003 vor.

Die Raumordnung wurde ab 2004 auch auf dem Meer eingesetzt, um Konkurrenzen zwischen Offshore-Windenergienutzung und anderen marinen Nutzungsansprüchen[193] zu koordinieren und hier Prioritäten festzulegen. Die Raumordnungsplanung, die bis dato nur innerhalb der 12 sm-Zone von den Küstenländern zu betreiben war, wurde auch auf die AWZ ausgedehnt.[194]

Mittlerweile sieht sich die Raumordnung neben konventionellen (Braunkohleabbau, Kraftwerksstandorte) weiteren energetischen Nutzungsansprüchen gegenüber: Dies betrifft den Bau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen wie den Bau von Biogasanlagen mit entsprechenden erheblichen Rückwirkungen auf die landwirtschaftliche Nutzungsstruktur. Als weitere raumordnungsrelevante Ansprüche treten die Speicherung von CO_2 im Untergrund sowie die geothermale Nutzung zur Stromerzeugung hinzu. Allerdings wurden hierzu

[191] Hiervon machten v. a. die norddeutschen Bundesländer Gebrauch.

[192] In Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern erlangten die Regionalpläne aufgrund der dort fehlenden kommunalen Flächennutzungsplanung größere Bedeutung für die Steuerung als in den alten Bundesländern.

[193] Zum Beispiel Schifffahrt, Lagerstättenabbau (Sand- und Kiesgewinnung), Fischerei, Aquakulturen, militärische Nutzung, Kommunikation (Seekabeltrassen), Tourismus.

[194] Vgl. § 18a Raumordnungsgesetz (ROG) im Rechtsquellenverzeichnis.

im Zuge der letzen Novellierung des Raumordnungsgesetzes (ROG) 2008 keine gesonderten Regelungen getroffen.[195]

3.8.2 Bauplanungsrecht / Baugenehmigungsrecht

Novellierung des BauGB 1996/1997

Der Novellierung des Baugesetzbuches (BauGB) 1997 mit dem Ziel einer erweiterten Privilegierungsregelung für Vorhaben im Außenbereich ging eine lange kontroverse Diskussion voraus: Privilegierungsbestrebungen waren bis dahin zwei Mal gescheitert. Gegner der Privilegierung insbesondere von Windkraftanlagen im Außenbereich fürchteten, dass der Außenbereichsschutz – das Freihalten der Landschaft außerhalb der im Zusammenhang bebauten Bereiche – derart geschwächt würde, dass dies einem „Freibrief zur Landschaftsverschandelung“ gleichkäme.

Hingegen setzte die Windbranche die Regierung unter Handlungsdruck: Mitte der 1990er Jahre erklärte sie die Durchsetzung einer Privilegierungsregelung und damit Vereinfachung der Anlagenzulassung als unabdingbar für das Überleben der Branche. Davon unbeeindruckt sah das federführende Ressort (Bundesbauministerium) jedoch keinen dringenden Handlungsbedarf, zumal die Rechtsänderung einen (unerwünschten) Planungs- und Genehmigungsmehraufwand für die Kommunen befürchten ließ.

Gegen Widerstände im eigenen Hause[196] setzte sich das Bundesumweltministerium schließlich ebenfalls nachdrücklich für die Verbesserung der Genehmigungsbedingungen vor allem von Windkraftanklagen ein und brachte den Novellierungsprozess voran.[197]

Schließlich wurde die Novellierung des entsprechenden Paragraphen (§ 35 BauGB) noch 1996 beschlossen und damit der BauGB-Novelle um gut ein halbes Jahr vorgezogen. Die Änderung trat bereits zum 01. Januar 1997 in Kraft. Unter den erneuerbaren Energien konnten die Wasserkraft (§ 35 Abs. 3 Nr. 5 BauGB) und Windkraftanlagen (§ 35 Abs. 3 Nr. 6 BauGB) von der Privilegierungsregelung profitieren.

Im Bereich Wasserkraft erleichterte sie v. a. die Revitalisierung von kleinen Kraftwerken. Der Privilegierung der Windkraftanlagen wurde zugleich ein so genannter „Planvorbehalt“ an die Seite gestellt. Danach sollten Windkraftanlagen nur in den eigens dafür ausgewiesenen Bereichen[198] zulässig sein. Über die Regionalplanung und die Flächennutzungsplanung der Kommunen sollte mit dieser Regelung eine räumliche Konzentration der Anlagen herbeigeführt werden. Ziel sollte es sein, die Windkraftanlagen möglichst umwelt- und sozialverträglich in das bestehende Nutzungsmuster zu integrieren. Die Privilegierungsregelung trug

---

[195] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[196] Die Abteilung Naturschutz im Bundesumweltministerium lehnte, unterstützt durch das Bundesamt für Naturschutz, eine Privilegierung aus Gründen des Landschaftsbildschutzes zunächst ab.

[197] Lt. Dürrschmidt [2007, mdl.] hat das Bundesumweltministerium eine Formulierungshilfe für die Privilegierungsregelung für den Umweltausschuss des Bundestages erstellt.

[198] Auf Ebene der Regionalplanung: „Eignungsgebiete“, auf Ebene der Flächennutzungsplanung: „Konzentrationszonen“.

im Bereich der Windenergienutzung maßgeblich dazu bei, einen inzwischen eingetretenen Genehmigungsstau abzubauen.

PV-Freiflächenanlagen sind nicht von der Privilegierungsregelung erfasst. Auch Biogasanlagen waren 1996/1997 noch nicht explizit Gegenstand der privilegierten Zulassung.

EAG-Bau 2004

Im Rahmen der Verabschiedung des EAG-Bau 2004[199] fand eine erneute Diskussion um die Erweiterung der Privilegierung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Außenbereich statt. Ein Artikelgesetz im Rahmen der erneuten Novellierung des Baugesetzbuches zur Anpassung an das Europarecht (Novellierung des BauGB / EAG-Bau) erweiterte die bis dahin bestehenden Privilegierungstatbestände im BauGB[200] auf Anlagen, die der energetischen Nutzung von Biomasse dienen (§ 35 Abs. 3 Nr. 6). Nach bisherigem Recht waren solche Anlagen nur als Nebennutzungen zu landwirtschaftlichen Betrieben nach § 35 Abs. 1 Nr. 1 zulässig. Außerdem wurden Planungsgrundsätze eingeführt, die die Nutzung erneuerbarer Energien im kommunalen Zuständigkeitsbereich weiter fördern sollten.[201]

Die bauplanungsrechtliche Privilegierung für Biomasseanlagen im Außenbereich wurde auf Anlagen der Leistungsklasse bis 500 kW beschränkt.[202] PV-Freiflächenanlagen wurden hingegen weiterhin nicht von der Privilegierungsregelung erfasst.

3.8.3 Rechtsgrundlagen für Netzanschluss und Netzausbau

Mit dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz und dem Energieleitungsausbaugesetz wurden flankierende Rechtsgrundlagen geschaffen, die die Anschlussbedingungen für Offshore-Anlagen verbessern, Netzengpässe beseitigen und eine verbesserte Integration steigender Anteile erneuerbarer Energien gewährleisten sollen.

Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz 2006

Mit dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz[203] wurden die Netzbetreiber verpflichtet, für den Netzanschluss von Offshore-Anlagen aufzukommen.[204] Diese Regelung bedeu-

---

[199] Europarechtsanpassungsgesetz Bau, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[200] Diese umfassten vor 2004 eine privilegierte Errichtung von Wasserkraft- und Windkraftanlagen im Außenbereich.

[201] Die sparsame Nutzung von Energie sowie die Nutzung erneuerbarer Energien (vgl. § 1 Abs. 6 Nr. 7 f) wird als allgemeiner Planungsgrundsatz eingeführt. Zu nennen sind insbesondere die neuen §§ 9 Abs. 1 Nr. 23 b) und 11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4, nach denen bautechnische Möglichkeiten zur Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung sowie von Solarenergie begründet werden [Schrödter 2004, 200].

[202] Zur Wirkung der bauplanungsrechtlichen Privilegierung vgl. weitergehend Kapitel 4.3.4.3.

[203] EnWG, EnLAG und ARegV: vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[204] Artikel 7 des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes ändert das Energiewirtschaftsgesetz durch Einfügen des § 17a, wonach die Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzone eine Offshore-Windenergieanlage betrieben wird, verpflichtet sind, für diese auf ihre Kosten einen Netzanschluss herzustellen und zu betreiben.

tete eine erhebliche finanzielle Entlastung zukünftiger Offshore-Windparkbetreiber und sollte die Hürden für die Offshore-Realisierung abbauen.

Energieleitungsausbaugesetz 2008

Insbesondere für den offshore zu erzeugenden Strom stellt das Stromnetz einen technischen wie auch finanziellen Engpass dar. 2008 brachte das Bundeskabinett den Gesetzentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze auf den Weg. Es enthält in Artikel 1 das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz), ferner Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Am 07. Mai 2009 wurde das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)[205] vom Bundestag beschlossen. Mit dem Gesetz soll die Dauer des Zulassungsverfahrens verkürzt werden, u. a. indem die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von derzeit 24 vordringlichen Leitungsbauvorhaben verbindlich festgestellt wird. Das "Ob" eines Vorhabens steht damit nicht mehr in Frage. Die Planungs- und Genehmigungsbehörden sind per Gesetz mit der Planung und Zulassung der Vorhaben im Rahmen von Raumordnungsverfahren (Trassenfindung) und nachfolgender Planfeststellung (Genehmigung des konkreten Trassenverlaufs) beauftragt.[206]

Als vorrangig gelten sechs im Rahmen der dena-Netzstudie [dena 2005] ermittelte Trassenabschnitte für 380-kV-Leitungen, deren Ausbau Schwachstellen beseitigen sowie die Versorgungssicherheit und die Stabilität des Stromnetzes sichern soll. Des Weiteren gelten Projekte von europäischem Interesse als vorrangig, da sie besondere Bedeutung für das Funktionieren des europäischen Binnenmarktes aufweisen oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Übertragungs- und Fernleitungskapazitäten haben.

Von Umweltorganisationen und betroffenen Bürgern wird vielfach die Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen gefordert, um Umweltbelastungen zu reduzieren. Die Energiewirtschaft weist hingegen darauf hin, dass auch die Erdbauarbeiten nicht unerheblich für die Umwelt seien und die Verkabelung erhebliche Kosten sowie Leitungsverluste mit sich bringen. Mit dem Gesetz wurden vier Pilotstrecken[207] für Verkabelungen festgelegt. Auf diesen Abschnitten sollen Erfahrungen mit dieser Leitungstechnologie gesammelt und ausgewertet werden.

3.9 Stromwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Der Energiesektor in Deutschland ist insbesondere seit der Strommarktliberalisierung fest in die europäische Stromwirtschaft eingebettet (Kapitel 3.9.1). Er ist durch eine technisch eng

---

[205] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[206] Artikel 2 des Energieleitungsausbaugesetztes bewirkt Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz. Für die Netzanbindung von Offshore-Anlagen wird ein Planfeststellungsverfahren mit konzentrierender Wirkung eingeführt. Es ersetzt die bis dato erforderlichen aufwändigen Einzelgenehmigungen.

[207] Die Pilotstrecken erstrecken sich auf die Netzabschnitte Ganderkesee-St.Hülfe, Altenfeld-Redwitz, Wahle-Mecklar und Diele-Niederrhein. Sie haben eine Gesamtlänge von 500 km.

verzahnte, zentralisierte Erzeugungs- und Verteilungsstruktur gekennzeichnet. Die Marktsituation wird von einer oligopolen Struktur einiger weniger Energieversorger dominiert. Bis dato wurde – trotz der beschriebenen Krisen und grundsätzlicher Diskussionen (vgl. Kapitel 3.1) der traditionelle Pfad der konventionellen Elektrizitätserzeugung beibehalten.[208] Diese ist durch die zentralisierten Erzeugungs- und Übertragungsstrukturen sowie durch die überwiegende Verwendung fossiler Brennstoffe und die Nutzung der Kernenergie als Pfeiler der Energieversorgung gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.9.2).

3.9.1 Stromwirtschaftliche Einbettung in Europa – Akteure und Einflussfaktoren

Effekte der Liberalisierung

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes basiert auf dem Bestreben der EU-Kommission, einen gemeinsamen europäischen Energiemarkt zu schaffen. Die Öffnung des deutschen Energiemarktes im vergangenen Jahrzehnt geht auf europäische Richtlinien (vgl. Kapitel 3.3.1) zurück, für deren konkrete Ausgestaltung der Nationalstaat verantwortlich ist. Die Umsetzung der Liberalisierung warf auf nationaler Ebene allerdings erhebliche Schwierigkeiten auf, denn die europäischen Vorgaben stießen auf massiven Widerstand der dominanten Akteure im deutschen Energieversorgungssystem.

Mittlerweile bestehen auf dem deutschen wie auch auf den Strommärkten anderer Mitgliedstaaten im Zuge der Binnenmarktliberalisierung Wahlmöglichkeiten zwischen einer Vielzahl von Anbietern. Im Gegensatz zu den privaten Stromkunden wird in der Industrie sowie im Kleingewerbe mit einem Anteil von etwa 50 % von dieser Wahlmöglichkeit Gebrauch gemacht [Winje 2008b, 19; auch Krisp 2007, 169]. Die Wechselrate unterscheidet sich erheblich nach Mitgliedsstaat, Deutschland rangiert im europäischen Vergleich im vorderen Viertel [Winje 2008b, 20]. Neben der Wahlfreiheit des Energieversorgers veränderte die Liberalisierung des europäischen Strommarkts vor allem die Voraussetzungen für den Netzzugang und -ausbau, die jedoch bisher nicht die erwünschten Effekte wie mehr Wettbewerb im Strommarkt oder sinkende Strompreise aufweisen (vgl. Kapitel 3.9.3).

Unternehmen im konventionellen Energiesektor

Der deutsche Strommarkt ist oligopolistisch geprägt: Ca: 80 % der Erzeugungskapazitäten sind in der Hand der „großen Vier“(vgl. Kapitel 3.9.2). Erst neuerdings zeichnet sich ab, dass sich ein Verbund aus kommunalen Energieversorgern als fünfte Kraft etablieren könnte.[209]

---

[208] Hirschl [2008] attestiert der deutschen Elektrizitätswirtschaft ein großes Beharrungsvermögen gegenüber Versuchen der Liberalisierung und des Umbaus der Versorgungsstrukturen.

[209] Im August 2009 einigten sich E.on und ein kommunales Erwerbskonsortium über den Verkauf bzw. Kauf der Thüga. Die Thüga ist der Kern des deutschlandweit größten Verbunds lokaler und regionaler Energieversorger [http://www.thuega.de/… Abruf 02.09.2009]. Die Transaktion wird bei Vollzug den fünftgrößten unabhängigen Energie- und Wasserversorger Deutschlands begründen. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht durch den Verkauf mehr Wettbewerb gewährleistet [Süddeutsche Zeitung vom 12.08.2009].

Der europäische Markt zeigt demgegenüber ein diversifiziertes Bild, allerdings herrschen auch hier Großunternehmen vor. Insgesamt entfallen 53 % des Stromhandels in Europa auf acht große Versorger, die übrigen 47 % werden von kleineren Erzeugern abgedeckt [Winje 2008b, 17; 2008a, 13]. Innerhalb des EU-Stromerzeugungsmarktes, auf dem jährlich etwa 3.000 TWh Strom gehandelt werden, zählen deutsche Energieversorgungsunternehmen zu den zehn größten Erzeugern.[210] Diese Zahlen zeigen die nach wie vor beherrschende Marktmacht der großen Energieversorgungsunternehmen.

Strombörsen am europäischen Strommarkt

Strombörsen übernehmen eine wichtige Rolle für die Abwicklung der Handelsgeschäfte im Strommarkt. Die Leipziger European Energy Exchange (EEX) übt einen erheblichen Einfluss auf die Preisfindung im europäischen Markt aus. Mit 218 Handelsteilnehmern aus 19 Ländern ist die EEX der größte Handelsplatz für Elektrizität in Kontinentaleuropa. Allein auf dem Spotmarkt, auf dem vereinbarte Geschäfte im Gegensatz zum Terminmarkt sofort abgewickelt werden, wird mit 154 TWh eine Strommenge gehandelt, die 25 % der deutschen Nettostromerzeugung entspricht. Dies ist ausreichend, um auch außerhalb der EEX deutliche Preissignale zu setzen [Winje 2008b, 6 f.; EEX 2009]. Auch auf dem Gasmarkt und dem Markt für Emissionshandel versucht sich die EEX zu etablieren [Winje 2008b, 13].

Verbundnetzstrukturen

Aus den einst lokalen oder nationalen Netzen hat sich im Laufe der Jahre ein europäisches Verbundnetz mit einer überall synchronen Wechselspannung von 50 Hertz herausgebildet.

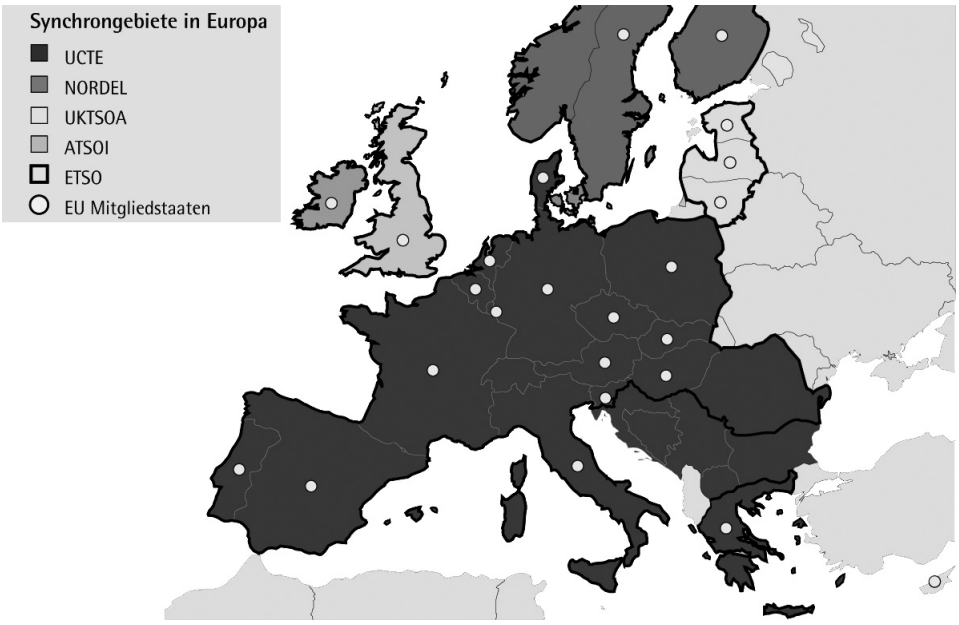


Abbildung 3-1: Verbundnetz: Synchrongebiete in Europa [Quelle: APG o. J.]

Das größte Verbundnetz in Europa ist jenes der Union for the Co-ordination of Transmission

[210] Der größte Erzeuger ist die Electricité de France (EdF), die jährlich 633 TWh Strom verkauft. E.ON steht mit 435 TWh an zweiter Stelle, gefolgt von RWE. EnBW steht mit 140 TWh an zehnter Stelle.

of Electricity (UCTE), welches aus dem Zusammenschluss der Netze von insgesamt 23 europäischen Ländern besteht. Die Mitglieder des UCTE-Netzverbunds haben sich auf gemeinsame Normen und Regeln geeinigt, die im so genannten "Operation Handbook" festgeschrieben sind und über einen multilateralen Vertrag zwischen den beteiligten Netzbetreibern (MLA, Multilateral Agreement) verpflichtend abgesichert wurden. Durch den Zusammenschluss wird eine höhere Versorgungssicherheit erreicht, da Ausfälle (Black-outs) von der Gesamtheit aller Kraftwerke in Europa abgemildert und kompensiert werden können. Die Bedeutung von Netzzusammenschlüssen und ihrer Ausgleichsfunktion steigt mit Zunahme der volatilen Erzeugungsanteile durch erneuerbare Energien. Im Jahr 1999 wurde die ETSO (European Transmission System Operators) als Zusammenschluss der vier bereits bestehenden Netzbetreiber-Organisationen (UCTE, NORDEL, ATSOI und UKTSOA) in Europa gegründet. Sie sollte dazu beitragen die aus der Marktöffnung erwachsenden neuen Herausforderungen hinsichtlich grenzüberschreitender Kooperationen zu bewältigen.[211] Unabhängig davon bleibt die 1951 gegründete UCTE weiterhin der Ansprechpartner für die Behandlung aller übergreifenden technischen Koordinierungsfragen.

Ausbau des europäischen Netzverbundes

Ein wichtiger Eckpunkt der stromwirtschaftlichen Einbettung in Europa ist der netztechnische Ausbau europäischer Strommärkte, erforderlich durch einen wachsenden Stromhandel und zum weitflächigeren Ausgleich regional fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Ein solcher netztechnischer Zusammenschluss besteht jedoch erst in Ansätzen, denn die Kapazität der bestehenden zwischenstaatlichen Kuppelstellen ist dafür noch viel zu gering. Im Fall von Deutschland kann nur knapp 3 % des inländischen Strombedarfs über diese Kuppelstellen durchgeleitet werden, denn bislang dienten diese Kuppelstellen primär der Absicherung des Netzbetriebs. Erst ein Kapazitätsausbau dieser Kuppelstellen würde einen europäischen Verbundbetrieb ermöglichen, wäre aber zunächst mit hohen Investitionskosten verbunden. Vorteile liegen im Abfangen regionaler Lastspitzen oder in der Kompensation möglicher Kraftwerksausfälle, was bei sinkenden Erzeugungskosten die Versorgungssicherheit erhöhen könnte [Winje 2008a, 30].

3.9.2 Struktur des deutschen Elektrizitätsversorgungssektors

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft ist ein historisch gewachsenes System, in dem föderative Strukturen sowie private und öffentliche Energieversorger nebeneinander bestehen [Saretzki 2001, 198]. Daraus entwickelte sich in Deutschland ein dreistufiges Elektrizitätsversorgungssystem, das sich aus überregionalen Verbundunternehmen, Regionalversorgern und kommunalen Stromversorgern zusammen setzt [Schiffer 1999, 159 ff.].

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen schlossen untereinander Demarkationsverträge, wodurch geschlossene Versorgungsgebiete entstanden [Mez 1997, 433 ff.]. Innerhalb dieser schlossen sie Konzessionsverträge mit den Kommunen. Durch die Gebietsmonopole

[211] Die ETSO deckt das in der Abbildung 3-1 schwarz umrandete Gebiet ab.

entstand eine enorme Macht, die sich auch auf das Preisniveau von Strom und Gas auswirkte.

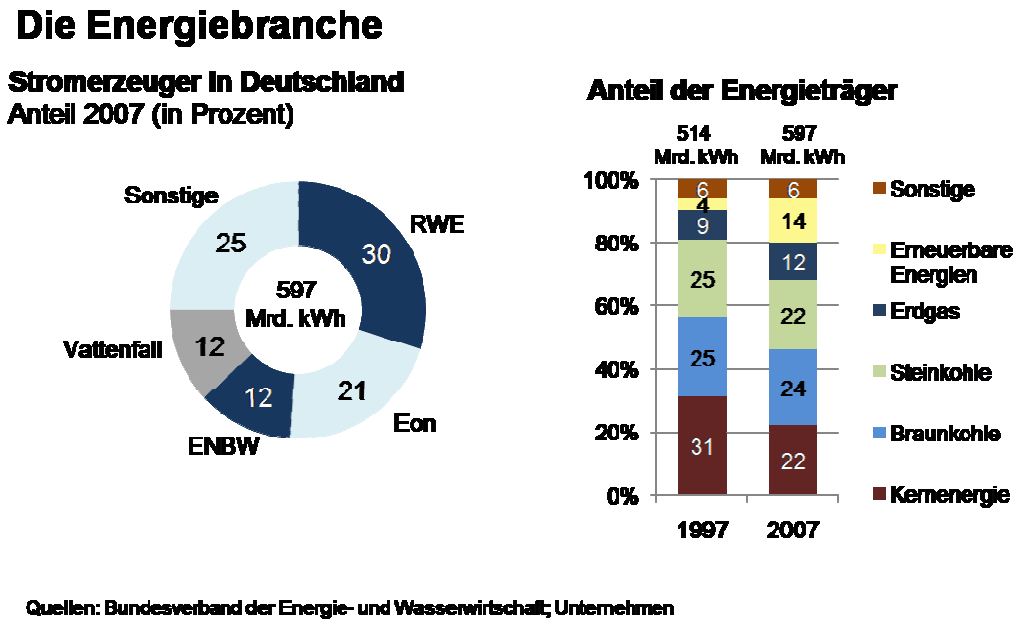


Abbildung 3-2: Die Energiebranche in Deutschland [Quelle: FAZ vom 20.03.2009]

Die stark zentralisierte Struktur der Energieversorgung wurde mit Sicherheits-, Effizienz- und Versorgungsargumenten begründet: Im Zusammenhang mit der Kernenergienutzung wurde argumentiert, dass Reaktorsicherheit nur bei zentralen Großkraftwerken gewährleistet werden kann. In Bezug auf die Kohlekraftwerke wurde argumentiert, dass die moderne Schadstoffrückhaltung nur bei Großkraftwerken ökonomisch durchführbar ist. Auch der hohe Kapitalaufwand und der infrastrukturelle Charakter der Technologie wurden als Begründung für die Monopolisierung angeführt. Die stärksten Argumente für die zentralisierten Energietechnologien aber waren der unaufhaltsam wachsende Energiebedarf und das Fehlen einer wirtschaftlichen und/oder dezentralen Alternative. Die Zunahme des Energiebedarfs und Kostensenkungen durch die Größe der Anlagen wurden sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene als selbstverständliche Trends angesehen, die kaum hinterfragt wurden.[212]

Die entstandenen Strukturen erwiesen sich als derart beharrlich, dass der deutsche Energiemarkt bis zur Initiative der EU-Kommission in den 1980er Jahren nahezu vollständig vom Wettbewerb abgeschottet blieb. Die Politik verfestigte diese Strukturen. Die Begründungen für die Monopolisierung wurden stillschweigend von allen Beteiligten akzeptiert.

Die von EU-Ebene geforderte Liberalisierung der Energiemärkte (vgl. Kapitel 3.3.1) wurde in Deutschland mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 (EnWG) umgesetzt (vgl. Kapitel 3.9.3). Der Strommarkt sollte für den Wettbewerb geöffnet werden. Damit verbunden war das erklärte Ziel, die als überhöht betrachteten Preise von Strom und Gas zu

[212] v. Weizsäcker [2001, 77]; Nitsch [2007, mdl.]

senken. In Folge der geschützten Märkte war die Energiewirtschaft teuer und ineffizient geworden – dies sollte durch mehr Wettbewerb korrigiert werden [v. Weizsäcker, 2001, 78]. Die Liberalisierung löste vorübergehend den erwarteten Preisrückgang aus und brachte damit auch viele Bemühungen zur Energieeinsparung zum Erliegen. Auch für die erneuerbaren Energien ging vom EnWG zunächst ein hemmender Effekt aus, da die sinkenden Strompreise auch einen Rückgang der prozentual gekoppelten Mindestvergütungen nach dem StrEG mit sich brachten.

Ab 1998 fanden in Folge der Liberalisierung Konzentrationsprozesse auf dem Energiemarkt (vgl. Kapitel 3.9.3) statt, in deren Verlauf vier große Energieversorgungsunternehmen – RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall – und damit eine oligopole Struktur entstanden. Insgesamt war der Erfolg der Liberalisierung trotz einer sofortigen vollständigen Umsetzung der Energiebinnenmarktrichtlinie begrenzt. Die angestrebten Ziele, wie niedrigere Preise und eine größere Anbieterauswahl, konnten nach einer „ersten Liberalisierungseuphorie“ [Krisp 2007, 172] nur sehr bedingt erreicht werden. Besonders die Strompreise stiegen weiter an, was seitens der Energiewirtschaft mit gestiegenen Abgaben und dem Emissionshandel begründet wurde. Demgegenüber sehen Verbraucherschützer die oligopole Marktstruktur als Auslöser für die hohen Strompreise.

3.9.3 Liberalisierung Energiemarkt - das Energiewirtschaftsgesetz

3.9.3.1 Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz von 1998

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gilt als „Grundgesetz“ der Energiewirtschaft [Hirschl 2008, 197]. Seit 1935 unverändert, war seine Neufassung lange Zeit herausgezögert worden. Eine starke Koalition von Akteuren aus der konventionellen Energiewirtschaft[213] verstand es, ihre Interessen in einem monopolisierten Energiemarkt beharrlich zu wahren. Das federführend zuständige Bundeswirtschaftsministerium bremste die Bestrebungen auf nationaler Ebene, die überfällige Modernisierungs- und Liberalisierung des deutschen Energierechts voranzutreiben.

Erst über den Umweg der EU-Binnenmarktrichtlinie, die eine Anpassung auf nationaler Ebene forderte, kam schließlich der erforderliche Handlungsdruck zustande. Unter Protesten der Energiewirtschaft und ihrer Verbände fand sich schließlich eine breite Interessenkoalition von Wettbewerbs- und Regulierungsbefürwortern zusammen, die sonst durchaus gegensätzliche Auffassungen vertrat [Hirschl 2008, 571].[214] Nach langem, zähen Ringen kam schließlich der Gesetzentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zur Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung[215] (EnWG-Novelle) nach den Vorgaben der Binnen-

---

[213] Bereits bei der Verabschiedung der EU-Richtlinie 1995 hatte sie darauf hingewirkt, dass den deutschen Energieversorgern die Kontrolle durch eine Regulierungsbehörde zunächst erspart blieb.

[214] Neben den Befürwortern erneuerbarer Energien gehörten Verbraucherverbände, aber auch die konservative Opposition bzw. konservativ regierte Bundesländer und die industriellen Energieverbraucher zu dieser Interessenkoalition. Eine besondere Rolle spielte die EnBW, die aus der ansonsten geschlossen Front der konventionellen Energieversorgungswirtschaft heraustrat und sich *für* Regulierung aussprach.

[215] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 1998); vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

marktrichtlinie 96/92/EG für den Strommarkt (vgl. Kapitel 3.3.1) zustande. Das Gesetz wurde 1998 verabschiedet und trat im selben Jahr in Kraft.

Mit dem neuen EnWG wurden die Betreiber der Übertragungs- und Verteilungsnetze verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen zu gewähren [Monstadt 2004, 164] (vgl. Kapitel 3.9.3.3). Für die erneuerbaren Energien bestand somit eine weitgehend gesicherte Perspektive bezüglich des Netzzugangs – dies stellte eine deutliche Verbesserung dar. Eine Verweigerung des Netzzugangs war nach den neuen Regelungen nur dann möglich, wenn das Netz nicht die erforderlichen Kapazitäten für die Durchleitung aufwies. Die wettbewerbsrechtliche Aufsicht wurde dem Bundeskartellamt zugewiesen.

Das EnWG berechtigte außerdem die Strom- und Gaskunden, sind ihre Stromlieferanten frei zu wählen. Damit bildete sich ein Markt für Strom- und Gasanbieter, und nicht zuletzt ermöglichte diese Regelung die Bildung eines Marktes auch für „grünen Strom“. Dieser basiert auf freiwilligen Mehrzahlungen der Kunden für umweltfreundlich produzierten Strom. Während sich jedoch der Markt in der Folgezeit auf Seiten der Anbieter sehr stark entwickelte, blieb die Nachfrage weit hinter den Erwartungen zurück.

Auf die erste EnWG-Novelle folgte nur eine kurze Phase des Wettbewerbs und der Preisrückgänge. Die Stromkosten sanken vorübergehend, insbesondere für Sondervertragskunden (Industrie und Handel). Für Haushaltskunden kam es hingegen zu Strompreissteigerungen. Für die erneuerbaren Energien bewirkten die zunächst sinkenden Strompreise auch einen Rückgang der prozentual gekoppelten Mindestvergütungen nach dem StrEG.

Aufgrund der Befürchtung wirtschaftlicher Risiken in einem liberalisierten Markt verstärkte sich der Trend zu einer Konzentration der Versorgungswirtschaft, der den Wettbewerb schließlich schnell wieder zum Erliegen brachte. Am Strommarkt hatten sich vier große Energiekonzerne etabliert, die 80 % der Erzeugungskapazitäten, sämtliche Übertragungsnetze und den Großteil der Verteilernetze kontrollierten (vgl. Kapitel 3.9.2).

3.9.3.2 Energiewirtschaftsgesetz-Novelle von 2005

Da sich der Wettbewerb nicht wie beabsichtigt entwickelte, erfolgte eine zweite Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2005.[216] Auch diese kam erst unter dem aktiven Druck der Europäischen Kommission[217] und in Folge der so genannten Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG erst nach langen Verhandlungen zustande.[218]

Auf nationaler Ebene beförderte eine Reihe verschiedener Faktoren[219] den vom federführenden Wirtschaftsressort ungewollten Novellierungsprozess; u. a. hatte das Bundesumweltministerium aufgrund seiner zunehmenden energiepolitischen Bedeutung und Kompetenz an

---

[216] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[217] Androhung eines Vertragsverletzungsverfahrens.

[218] Nachdem der Vermittlungsausschuss von Bundestag und Bundesrat den Kompromiss zum EnWG gebilligt hatte, brachte eine dpa-Meldung vom 15.06.2005 den Prozess und das Resultat mit der Überschrift „Habemus EnWG“ auf den Punkt vgl. http://www.verivox.de/... (Abruf 09.09.2009); vgl. auch [Hirschl 2008, 196].

[219] Vgl. weitergehend Hirschl [2008, 431 f.].

Verhandlungsmacht gewonnen. Aber auch bei der EnWG-Novelle 2005 nahm der etablierte Energieversorgungssektor über seine Verbände maßgeblich Einfluss auf die Ausgestaltung der Gesetzesbestimmungen, wohingegen die Vertreter der erneuerbaren Energien ihre Interessen weniger gut einbringen konnten.

Mit dem EnWG 2005 wurde der bisherige *verhandelte* Netzzugang (Verbändevereinbarungen) durch das Prinzip des *regulierten* Netzzugangs ersetzt. Gegenstand des EnWG 2005 war - gegen den Widerstand des Bundeswirtschaftsministeriums unter Minister Wolfgang Clement - die Einrichtung der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde (vgl. Kapitel 3.9.3.3).[220]

Aber auch nach der Novellierung des EnWG profitierten die erneuerbaren Energien nicht nennenswert von den Liberalisierungsregelungen[221], denn die Marktdominanz der Konzerne im Bereich der Stromversorgung blieb erhalten. Den Vertretern der erneuerbaren Energien war es gelungen, das EEG gegen eine Aushöhlung durch das EnWG zu schützen, jedoch vermochten sie es nicht, dezentrale Strukturen[222] über das EnWG zu fördern, die für eine stärker dezentralisierte Energieerzeugung notwendig wären [Hirschl 2008, 571]. Auch nach Inkrafttreten der zweiten EnWG-Novelle lässt die Entwicklung auf dem Strommarkt den Schluss zu, dass sich in Bezug auf die Wettbewerbs- und Preisentwicklungen nicht viel geändert hat.

3.9.3.3 Netzzugangsbedingungen

Das EnWG von 1998 sah vor, dass eine Rechtsverordnung die Ausgestaltung der Netzkonditionen und -entgelte regeln sollte. Damit hatte Deutschland als einziger EU-Mitgliedstaat den „verhandelten Netzzugang“ zur Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie (vgl. Kapitel 3.3.1) gewählt und auf eine rechtliche Regulierung des Netzzugangs sowie den Einsatz einer Regulierungsbehörde, die Netzzugangstarife und -bedingungen festlegt, zunächst verzichtet. Die zum Teil neu in den Markt eintretenden Energie einspeisenden Unternehmen mussten mit den Netzbetreibern um Zugangsrechte und -entgelte verhandeln. Die Aushandlung von Netznutzungspreisen und -konditionen erfolgte im Rahmen von so genannten Verbändevereinbarungen für den Strom- und Gassektor.

Der Bestandsschutz für regionale, geschlossene Versorgungsmonopole wurde aufgehoben und es waren unternehmerisch selbstständige Netzbetreibergesellschaften zu gründen, die den Netzbetrieb sicherstellen, die interregionale Kooperation der Netze gewährleisten und den Netzzugang Dritter ermöglichen sollten. Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilungsnetze wurden verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen zu gewähren.

Damit verbesserten sich die Marktzutrittschancen für Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien – es entstand eine weitgehend gesicherte Perspektive für den Netzzugang [Ziesing et al. 2001, 147]. Allerdings verblieben die bestehenden Leitungsnetze im Besitz der

---

[220] Artikel 2 des „Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ vom 07.07.2005 umfasst das Bundesnetzagentur-Gesetz.

[221] U. a. diskriminierungsfreier Netzzugang

[222] Zum Beispiel: Energiemanagementsysteme, Speicher; integrierte Erzeugung [Hirschl 2008, 433].

Energieversorgungsunternehmen. In der Praxis gestaltete sich daher der Zugang zum Stromnetz bzw. die Durchleitung von Strom nicht immer problemlos. Zwar kamen explizite Diskriminierungen beim Netzzugang selten vor[223], der Zugang wurde und wird jedoch zum Teil durch stark einengende Durchleitungsbestimmungen und hohe, im europäischen Vergleich an der Spitze liegende Gebühren behindert [Monstadt 2004, 170].

Mit der EnWG-Novelle 2005 (vgl. Kapitel 3.9.3) wurde schließlich eine Regulierungsbehörde verpflichtend eingeführt und in der Folge die Bundesnetzagentur gegründet. Sie soll sicherstellen, dass Zugang und Nutzung des Energieversorgungsnetzes für alle Netznutzer fair gestaltet ist.[224] Die Behörde untersteht der Fachaufsicht des Bundeswirtschaftsministeriums.[225] Ob die Behörde ihren Aufgaben unter dem Einflusses der Energiewirtschaft und des Bundeswirtschaftsministeriums unabhängig nachkommen kann, muss hinterfragt werden. Nach Leprich [2004, 198 in Hirschl 2008, 271] droht die Bundesnetzagentur in dieser Konstellation „die verlängerte Werkbank des Wirtschaftsministeriums“ zu werden.

Um den Monopolbereich des Netzes von den Wettbewerbsbereichen im Energiesektor zu trennen, soll die Bundesnetzagentur dafür sorgen, dass die Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze entflochten und reguliert werden [Leprich et al. 2007]. Bis zum Redaktionsschluss dieser Untersuchung wurde jedoch nur eine unvollständige Entflechtung der Konzerne erreicht. Nach wie vor sind alle Teilnehmer in vor- und nachgelagerten Märkten auf die Nutzung der Netze angewiesen. Transport- und Verteilungsnetzbetreiber können ihre Monopolstellung weiterhin ausnutzen, indem sie zum einen überhöhte Preise fordern und somit so genannte Monopolrenten einfahren, und zum anderen konzernfremde Netznutzer durch höhere Preise oder Verzögerungen beim Netzanschluss diskriminieren. Eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (ownership unbundling) ist in der Energiewirtschaft äußerst umstritten, da sie die vollständige Trennung von Erzeugung und Netztransport bedeuten würde.

In der aktuellen Phase zeichnen sich in der Frage des Netzeigentums jedoch Veränderungen ab. E.ON und Vattenfall kündigten überraschend einen Verkauf ihres Stromnetzes an, während EnBW und RWE noch darauf beharren, ihre Netze zu behalten. Die Entscheidung für einen Netzverkauf kam unter massivem Druck der EU-Wettbewerbsbehörde[226] zustande. Es ist jedoch noch offen, ob und wann das Stromnetz insgesamt in staatlichen Besitz oder in den Besitz eines der staatlichen Kontrolle unterliegenden Investors übergehen soll.

---

[223] Verstößt ein Netzbetreiber gegen das Gebot des diskriminierungsfreien Netzzugangs und angemessener Entgelte, kann die staatliche Wettbewerbskontrolle (Kartellbehörden) nachträglich eingreifen.

[224] Zu den Aufgaben gehört ferner, die Genehmigung der Netzentgelte für die Durchleitung von Strom und Gas, die Verhinderung bzw. Beseitigung von Hindernissen beim Zugang zu den Energieversorgungsnetzen für Lieferanten und Verbraucher, die Standardisierung von Lieferantenwechselprozessen, und die Verbesserung von Netzanschlussbedingungen für neue Kraftwerke. Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/... (Abruf 09.09.2009).

[225] Nur in Einzelfragen können das Verbraucherschutzministerium (zu allgemeinen Preisen für Haushaltskunden) und das Bundesumweltministerium (zu erneuerbaren Energien) herangezogen werden.

[226] Vorwurf der Kartellrechtsverletzung und Androhung einer möglichen Kartellstrafe der EU-Kommission.

3.9.4 Aktuelle energiewirtschaftliche Weichenstellungen

Die aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen und Strategien des Bundesumweltministeriums basieren auf den Ergebnissen der hauseigenen Leitstudien [Nitsch 2007 und 2008], die auf frühere Studien aufbauten und diese ausgebaut haben.[227] Maßgabe beider im Rahmen der Studien entwickelten Leitszenarien ist das Erreichen der mittel- und langfristigen CO_2-Reduktionsziele der Bundesregierung bei gleichzeitigem Festhalten am Atomausstieg. Um die Emissionsminderungsziele zu erreichen, sind nach Nitsch [2007, 3; 2008, 3] drei Teilstrategien zu verfolgen:

- erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren,
- KWK-Ausbau und
- deutlicher Ausbau der erneuerbarer Energien.

Diese drei Felder bestätigen die bisherige energiepolitische Ausrichtung des Bundesumweltministeriums.

Darüber hinaus kommt eine Studie über die Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich [BMU 2008c] zu differenzierten Aussagen über wesentliche Erfolgsbedingungen für einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix: die Regelbarkeit der Erzeugungseinheiten, Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung von Energie sowie eine aktive Steuerung auf der Nachfrageseite (Lastmanagement[229]). Darüber hinaus ist nach dieser Studie die optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten in Verbindung mit einem bedarfsgerechten Ausbau der Stromnetze unerlässlich [BMU 2008c].

3.9.4.1 Umbau der Erzeugungssysteme

Das Wachstum der erneuerbaren Energien wurde bisher durch das Anreizsystem des EEG, das an den Erzeugungstechnologien ansetzt, maßgeblich vorangebracht. Insbesondere fluktuierende Energiequellen wie Wind oder Photovoltaik stoßen aber bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien zunehmend an Grenzen der Systemkompatibilität, wenn die auf Grundlast ausgelegte Kraftwerksstruktur beibehalten wird. Die Inkompatibilität rührt daher, dass die Stromproduktion in Großkraftwerken nur sehr begrenzt variierbar ist und an veränderte Energieerzeugungs- und -nachfragemengen angepasst werden kann.[230] Gegenwärtig befindet sich die Bundesregierung in einem Zeitfenster, in dem grundlegende

---

[227] Die „Leitstudie 2008“ [Nitsch 2008] stellt eine Aktualisierung und Erweiterung dar, bei der die Erfordernisse, die sich durch die in Meseberg (Kapitel 3.7.3.1) und auf europäischer Ebene vereinbarten Klimaschutzziele ergeben, eingearbeitet wurden.

[228] Im August 2007 hat die Bundesregierung in den Meseberger Beschlüssen den Beschluss bekräftigt, dass sie die Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 reduzieren möchte. Darüber hinaus setzt sich die Bundesregierung für eine Verpflichtung der internationalen Staatengemeinschaft (Industrieländer) zu einer Treibhausgasemissionsminderung von 80 % bis zum Jahr 2050 ein.

[229] Vgl. Technikglossar

[230] Atom- und Braunkohlekraftwerke sind technisch-ökonomisch auf eine stetige Menge der Stromproduktion zur Abdeckung der Grundlast ausgelegt.

Entscheidungen über den Fortbestand oder einen Umbau – eine Transformation der Kraftwerksstruktur – getroffen werden. Die in den nächsten Jahren anstehende „Erneuerung des Kraftwerksparks“ spitzt sich zu einer „Systemfrage“ zu.

Erzeugungsmanagement

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert auf der Erzeugungsseite ein verbessertes Erzeugungsmanagement. Dies setzt einerseits den Einsatz *regelbarer* konventioneller Kraftwerke[231] voraus. Eine weitere Voraussetzung für die Integration hoher EE-Anteile wäre die Verknüpfung der in semi- oder dezentralen Stromerzeugungsanlagen erzeugten Energiemengen. Hierfür müssten unterschiedliche Energieerzeugungsanlagen z. B. in so genannten Kombikraftwerken[232] gebündelt werden. Dies erfordert wiederum die Kommunikation der Energieversorgungseinheiten untereinander sowie eine verbesserte Kommunikation zwischen Energieversorger und Konsument.

Kraftwerksstruktur

Die Energieversorger sind gegenwärtig bestrebt, sowohl die Laufzeit der Kernkraftwerke zu verlängern als auch die Erneuerung des Kohlekraftwerksparks zu forcieren. Sie argumentieren dabei mit der unsicheren Energieversorgung, die bei einer Reduzierung der Anteile von Kern- und Kohlekraftwerken eintreten würde (vgl. Kapitel 3.9.2). Würde die gegenwärtige Kraftwerksstruktur beibehalten und langfristig verfestigt, müsste der Anteil der regenerativen Energiequellen dagegen nach Angaben der Energiewirtschaft im Bereich von 20 bis 30 % begrenzt werden, da die Grundlastkraftwerke[233] ansonsten nicht mehr ökonomisch sinnvoll zu betreiben sind.[234]

Die Erneuerung der Kraftwerksstruktur auf der Basis von Kohlekraftwerken soll mit dem Konzept der CO_2-Abscheidung (CCS)[235] verbunden werden. Diese Technologie wird von den Kraftwerksbetreibern als wirkungsvolles Konzept der CO_2-Minderung propagiert.[236] Sie steht

---

[231] Atomkraftwerke und CCS-Kohlekraftwerke gelten hingegen als nicht regelbar bzw. unflexibel – das Hochfahren eines Kraftwerks benötigt mehr als 20 Stunden.

[232] Es handelt sich dabei um „virtuelle“ Kraftwerke mit Regionenbezug, die über Steuerungstechnologien dezentrale Stromwandlungsanlagen für Sonne, Wind, Biogas und Wasser, die in verschiedenen Regionen Deutschlands angesiedelt sein können, so miteinander verbinden, dass sie kontinuierlich und bedarfsgerecht Strom liefern können. Die Vernetzung erlaubt es, die dezentralen Anlagen wie ein herkömmliches Großkraftwerk zu steuern.

[233] Neue Kohle-Großkraftwerke sind nur dann wirtschaftlich zu betreiben, wenn sie eine hohe Auslastung haben. Insbesondere gilt dies für Braunkohlekraftwerke, die für einen wirtschaftlichen Betrieb auf eine sehr hohe Anzahl an Benutzungsstunden angewiesen sind. Produzierter Strom muss fortlaufend abgesetzt werden könne, auch in Zeiten geringer Nachfrage (nachts oder am Wochenende). Andere Erzeuger müssen in dieser Phase dann heruntergeregelt werden.

[234] Zudem entstünden häufig Situationen an der Strombörse, bei denen es zu Null- oder Negativpreisen kommt, die daraus resultieren, dass ein Überschuss an Grundlast zur Verfügung steht und gleichzeitig der regenerativ erzeugte Strom vorrangig verteilt werden muss.

[235] Carbon (Dioxide) Capture and Storage (CCS) = Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid.

[236] Als Argument für die Entwicklung und Anwendung der CO_2-Abscheidungstechnologie wird angeführt, dass diese in Länder wie China und Indien, in denen die Kohle als Energieträger noch langfristig eine Rolle spielen wird, exportiert werden könne.

jedoch in direkter Konkurrenz zum Ausbau der erneuerbaren Energien, weil ein fortgesetzter Einsatz von Kohle- und damit Grundlastkraftwerken aufgrund der geringen Flexibilität nicht mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien kompatibel ist. Zudem werden für die Lagerung (Storage) des abgeschiedenen CO_2 unterirdische Lagerstätten benötigt. Die Anwendung von CCS blockiert die begrenzten unterirdischen Speicher durch das eingelagerte CO_2 langfristig. Die Speicher werden aber in Zukunft auch den Ausbau erneuerbarer Energien in Verknüpfung mit Gasspeichern benötigt [SRU 2009]. Auch kann die Nutzung unterirdischer Lagerstätten ggf. mit dem Einsatz der Geothermie in Konflikt geraten (vgl. Kapitel 6.3.3). Für die Sicherung der unterirdischen Speicher bedarf es noch umfangreicher Erkundungen sowie flankierender Maßnahmen der gesetzlichen Absicherung.[237] Möglichkeiten und Grenzen der CCS-Technologie befinden sich noch in der Erprobung.[238]

Kritiker warnten vor übereilten Weichenstellungen durch den Kraftwerksneubau. Der Ausbau von Grundlastkraftwerken sei nur unter Verzicht auf einen weiteren substanziellen Ausbau der regenerativen Energiequellen Wind und Sonne zur Stromerzeugung möglich, da ein hoher Anteil von Wind- und Sonnenenergie nicht sinnvoll mit einer grundlastorientierten Stromerzeugung kombiniert werden könne. Die sich abzeichnende Entscheidung für den diskutierten erheblichen Neubau von Grundlastkraftwerken wäre damit eine Entscheidung gegen einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. In der Öffentlichkeit ist der Kraftwerksneubau umstritten. In einer Meinungsumfrage [forsa 2007] sprachen sich 67 % der Befragten *gegen* den Bau neuer Braun- oder Steinkohlekraftwerke aus.

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung werden also die Grenzen der Integration deutlich. Zunehmend stellt sich die Frage nach einer Transformation der Energieversorgungssysteme, ein Vorhaben, das sich als ungleich aufwändiger und ambitionierter darstellt als die bisherige Integrationsstrategie.

3.9.4.2 Erneuerung und Ausbau der Leitungsinfrastruktur

Eine weitere Voraussetzung für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien ist die Erfüllung erhöhter technischer Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Stromnetze. Die Netzkapazitäten v. a. in bestimmten Regionen Norddeutschlands mit hohen Windstromanteilen stoßen bereits an ihre Grenzen. Vorhandene Netzkapazitäten sind daher optimal zu nutzen und die Stromnetze entsprechend des Bedarfs auszubauen.

Neben dem Ausbau der Kapazitäten wird über eine Modernisierung der Netze zu so genannten „Smart grids“ diskutiert. Ziel eines solchen „Smart grid“ ist es, mit Stromerzeugungsmanagement, intelligent ausgelegten Transportwegen, effektivem Lastmanagement (Nachfragemanagement) und Leitseil-Temperaturmonitoring die Steuerung

---

[237] Ein kontrovers diskutierter Gesetzesentwurf zur CO_2-Speicherung befand sich bei Redaktionsschluss für diese Untersuchung im Gesetzgebungsverfahren [vgl. SRU 2009].

[238] Vgl. Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland in „RECCS - Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)“, einer Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Im selben Jahr startete auch das europaweit erste Projekt zur CO_2-Lagerung „CO2SINK“ in Ketzin/Brandenburg.

der Netzlast zu verbessern, die Netzleistung der Nachfrage anzupassen und so die Leistungsfähigkeit des bestehenden Stromnetzes deutlich zu verbessern. Es ist jedoch noch weitgehend ungeklärt, wie hoch das Potenzial der Leistungsverbesserung durch diese Maßnahmen ist und inwiefern damit ein Teil des erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze vermieden werden kann.

Über die nationalen Grenzen hinaus ist der Aufbau eines europäischen „Super-Grid“ auf der Basis einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in der Diskussion. Ziel eines solchen Netzes ist die verlustarme Übertragung von Strom über lange Strecken, was bei Wechselstrom nicht möglich ist. Insbesondere der Ausgleich temporär und regional hoher regenerativer Stromerzeugung z. B. aus Offshore-Windparks oder solarthermischen Kraftwerken in Europas Süden und Afrikas Norden soll dadurch besser innerhalb Europas verteilt werden können. Die mit dem Ausbau einer zukunftsfähigen Netzinfrastruktur verbundenen hohen Kosten gelten als größtes Hemmnis und waren bislang auch nicht im Interesse der Netzbetreiber. Hierfür ist eine neue europäische Kooperation der Netzbetreiber nötig, die entsprechende Planungen durchführt und den Bau solcher Leitungen in Angriff nimmt. Zwar befinden sich die zur Verknüpfung internationaler Energiemärkte noch in einem frühen Stadium, der Prozess wird jedoch dynamisch vorangetrieben. Der Mittelmeersolarplan, bilaterale Erklärungen zu Energiekooperationen sowie das DESERTEC-Projekt, im Rahmen dessen ein Supergrid aus HGÜ-Leitungen entstehen soll, sind erste Schritte in diese Richtung.

3.10 Quellen

Literatur

Abdolvand, B. & Liesener, M. (2009): Was treibt den Ölpreis – oder der Versuch die Pyramide auf die Füße zu stellen. In: WeltTrends Zeitschrift für internationale Politik, Jg. 17, Nr. 65, März/April 2009, S. 93-103.

AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2008): Einspeisevergütung und Quotenmodell mit Zertifikatehandel auf dem Prüfstand. http://www.unendlich-viel-energie.de/... (Abruf 08.01.2009).

APG (Austrian Power Grid) (o. J.): Imagebroschüre. http//:www.verbund.at/cps/… (Abruf 07.08.2009).

ARGE Monitoring PV-Anlagen [Hrsg.] (2006): Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. 2. Zwischenbericht.

AWG Report (2007): Report of the Ad Hoc Working Group (AWG) of the Kyoto Protocol. http://unfccc.int/documentation/documents/ (Abruf 02.08.2009).

Baars, A. (2007): Streit im BEE endet vor Gericht. In: Erneuerbare Energien, Nr. 2, S. 6.

Bali Action Plan (2007): The United Nations Climate Change Conference in Bali, 03.-14.12.2007. http://unfccc.int/meetings/ (Abruf 02.09.2009).

Bals, C. (2007): Bali wird zur Nagelprobe von Heiligendamm. Eine Analyse der Klimarelevanz des G8-Gipfels 2007. Bonn. Germanwatch Hintergrundpapier. http//:www.germanwatch.org/klima/… (Abruf 22.09.2008).

Bals, C. (2008): Bali, Poznan, Kopenhagen - Dreisprung zu einer neuen Qualität der Klimapolitik? Bonn. Germanwatch Hintergrundpapier. http://www.germanwatch.org/... (Abruf 01.10.2008).

Bechmann, G. & Beck, S. (1997): Zur gesellschaftlichen Wahrnehmung des anthropogenen Klimawandels und seiner möglichen Folgen. In: Kopfmüller, J.; Coenen, R. [Hrsg.]: Risiko Klima. Der Treibhauseffekt als Herausforderung für Wissenschaft und Politik. Frankfurt: Campus, S. 119-157.

Beisheim, M. (2003): Fit für Global Governance? Transnationale Interessengruppenaktivitäten als Demokratisierungspotenzial – am Beispiel Klimapolitik. Opladen.

Berchem, A. (2006): Das unterschätzte Gesetz. ZEIT online, 25.09.2006 (Abruf 02.11.2008).

BMFT (Der Bundesminister für Forschung und Technologie) (1978): Programm Energieforschung und Energietechnologien 1977-1980. Coburg.

BMFT (Bundesministerium für Forschung und Technologie) (1993): Energieforschung und Energietechnologien. Rostock.

BMWA (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) (2005): Innovation und neue Energietechnologien. Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. http://www.bmwi.de/BMWi/... (Abruf 03.06.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2002a): Implementation der deutschen Strategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See. http://bmu.de/erneuerbare/energien/... (Abruf 01.09.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2002b): Entwicklung der erneuerbaren Energien - aktueller Sachstand. Berlin

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2005): Nationales Klimaschutzprogramm. Berlin. http://www.bmu.de/files/klimaschutz/... (Abruf 01.09.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007a): Ergebnisse der EU-Ratstagung (Umwelt) vom 20. Februar 2007 in Brüssel. http://www.bmu.de/europa_und_umwelt/... (Abruf 06.04.2008).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007b): Klimaagenda 2020: Der Umbau der Industriegesellschaft. Die historischen Beschlüsse der Europäischen Union. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/... (Abruf 06.04.2008).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007b): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). gemäß § 20 EEG. BMU-Entwurf, Kurzfassung.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008a): Den Herausforderungen der Energie- und Klimapolitik erfolgreich begegnen. Hintergrundpapier zur Verabschiedung des zweiten Maßnahmenpaketes des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung. Berlin. 2008. http://www.bmu.de/files/... (Abruf 13.02.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2008b): Gründung einer internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA). Berlin. http://irena.org/downloads/...(Abruf 13.01.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008c): Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems. Bericht des BMU gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007. http://www.bmu.de/files/pdfs/... (Abruf 30.03.2009).

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2008): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Stand: August 2008. Berlin. http://www.bmwi.de/... (Abruf 22.05.2009).

Bode, S. (2008): Handel mit Grünstromzertifikaten bei Existenz von Emissionszielen: Gewinner und Verlierer in der EU. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 4, S. 241-247.

Bode, S. (2009): (Wann) ist Grünstrom CO_2-frei? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 59, Nr. 5, S. 46-49.

Bohn, T. & Oesterwind, D. (1976): Energiequellen für morgen? Zukünftige Energiebedarfsdeckung und die Bedeutung der nichtfossilen und nicht-nuklearen Primärenergieträger. Forschungsbericht der Kernforschungsanlage Jülich GmbH, im Auftrag des Bundesministers für Forschung und Technologie, Teil I, Frankfurt/M.

Brüggemeier, F.-J. & Rommelspacher, T. (1992): Blauer Himmel über der Ruhr. Geschichte der Umwelt im Ruhrgebiet 1840 - 1990. 2. Auflage 1999. Essen.

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.) [Hrsg.] (2007): Energetische Nutzung von Biomasse. BUND Position.

Bundesregierung (2002a): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. http://www.bmu.de/nachhaltige_entwicklung/... (Abruf 12.11.2007).

Bundesregierung [Hrsg.] (2002b): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See. im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung.

Bundesregierung (2004): Fortschrittsbericht. Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. http://www.bmu.de/nachhaltige_entwicklung/... (Abruf 12.11.2007).

Bundesregierung (2005): Wegweiser Nachhaltigkeit 2005. Bilanz und Perspektiven. Nachhaltigkeitsstrategie für Deutschland. Kabinettsbeschluss vom 10.08.2005. Berlin.

Bundesregierung (2008): Gründe für eine Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA). In: Solarzeitalter, Jg. 20, Nr. 2, S. 3-10.

Bradke et al (Bradtke, H.; Brakhage, A.; Eckerle, K.; Knöpfel, I.; Lyons, B.; Reichert, J.; Treber, M.; Masuhr, K. P.) (1991): Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Prognos AG und Fraunhofer Institut für Systementwicklung und Innovationsforschung. Untersuchung für das BMFT.

BT-Drs. 6/2710 Umweltprogramm der Bundesregierung vom 29.09.1971. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BT-Drs. 8/2039 Antwort der Bundesregierung auf die Anfrage „Nutzung von Biomasse“ vom 10.08.1978. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BT-Drs. 8/3144 Antwort der Bundesregierung auf die Anfrage zu „Alternativtechniken zur Energiegewinnung“ vom 31.08.1979. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BWE (Bundesverband WindEnergie e.V.) (2008): Klimapaket der EU – Erneuerbare Energien können Verwässerung des Emissionshandels kompensieren. http://www.unendlich-viel-energie.de/... (Abruf 23.06.2009).

Coenen, R. (1997): Die internationale Klimapolitik und die Klimarahmenkonvention. In: Kopfmüller, J. & Coenen, R.: Risiko Klima. Der Treibhauseffekt als Herausforderung für Wissenschaft und Politik. S. 159-199.

Corbach, M. (2007): Die deutsche Stromwirtschaft und der Emissionshandel. Stuttgart.

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) [Hrsg.] (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 - Zusammenfassung. http://www.dena.de/... (Abruf 17.12.2008).

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) [Hrsg.] (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Kurzfassung der zentralen Ergebnisse. 12.03.2008, Berlin, http://www.dena.de/... (Abruf 22.05.2009).

DLR et al. (DLR Stuttgart, DIW Berlin, LBST Ottobrunn u. a.) (1990): Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft. Untersuchung für die Enquête-Kommission Technikfolgenabschätzung und -bewertung des Deutschen Bundestages. Bonn.

DLR et al. (DLR, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Institut für Technische Thermodynamik/ ifeu, Institut für Energie- und Umweltforschung; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie) (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU FKZ 901 41 803. http://www.erneuerbare-energien.de/... (Abruf 15.07.2008).

DUH (Deutsche Umwelthilfe e.V.) (2008): DUH-Hintergrund. Stromlücke oder Stromlüge? Zu einer interessengeleiteten Debatte über die Zukunft der Stromversorgung in Deutschland. Stand 07.04 2008. http://www.duh.de/... (Abruf 22.05.2009).

Durstewitz, M. & Hoppe-Kilpper, M. (2002): Windenergie. In: Hirschl et al. [Hrsg.]: Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien. 2 Jahre EEG – Bilanz und Ausblick. Berlin. S. 155-180.

EEX (2009): Über die European Energy Exchange in Leipzig. http://www.eex.com/de/... (Abruf 06.03.2009).

Enquête-Kommission (1990): Schutz der Erde – Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Dritter Bericht der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages, Band I und II. Bonn.

Enquête-Kommission (1995): Mehr Zukunft für die Erde – Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz. Bericht der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages. Bonn.

EUTech (EUTech Energie & Management GmbH) (2007): Bewertung und Vergleich mit dem Greenpeace Energiekonzept "Plan B". Das integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (Meseberg-Beschlüsse). Im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V. http://www.greenpeace.de/... (Abruf 25.08.2009).

EUtech (EUtech Energie & Management GmbH) & Greenpeace e.V. (2008): Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland. Stellungnahme zur dena-Kurzstudie „Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“. Stand: September 2008. Hamburg. http://www.greenpeace.de/... (Abruf 22.05.2009).

FAO (Food and Agriculture Organization) (2008): The State of food insecurity in the world 2008. High food prices and food security – threads and opportunities. Rom. http://www.fao.org/... (Abruf 03.02.2009).

Fischer, W. (1992): Klimaschutz und internationale Politik. Aachen.

forsa (Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH) (2005): Meinungen zu erneuerbaren Energien. Umfrage im Auftrag des BMU. http://www.bmu.bund.de/files/erneuerbare_energien/... (Abruf 18.01.2006).

forsa (Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH) (2007): Umfrage zum Thema "Erneuerbare Energien". Im Auftrag der "Informationskampagne für Erneuerbare Energien". http://www.kommunal-erneuerbar.de/... (Abruf 10.07.2008).

Friedrich-Ebert-Stiftung (1988): Die Energiepolitik der DDR. Mängelverwaltung zwischen Kernkraft und Braunkohle. Bonn.

Futterlieb, M. & Mohns, T. (2009). Erneuerbare Energien-Politik in der EU. Der Politikprozess zur Richtlinie 2009/28/EG – Harmonisierung, Akteure, Einflussnahme. Online unter: http://userpage.fu-berlin.de/mtfutt/ (Abruf 23.08.2009).

Gabriel, S. (2006): Die Qualität des Lebens – Orientierung deutscher Umweltpolitik. Eröffnung des Fachsymposiums "20 Jahre Bundesumweltministerium – Bilanz und Perspektiven" am 06.06.2006 im Berliner Congress Center. http://www.bmu.de/reden/... (Abruf 15.06.2007).

Gabriel, S. (2009): Sprachrohr für erneuerbare Energien. Bundesumweltminister Sigmar Gabriel (SPD) über die Gründung einer neuen Weltagentur für erneuerbare Energien. http://www.tagesspiegel.de/politik/... (Abruf 19.03.2009).

Geden, O. & Fischer, S. (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Schriften zur europäischen Politik, Wirtschaft und Kultur, Band 8. Baden-Baden.

Gehring, T. (1990): Das internationale Regime zum Schutz der Ozonschicht. In: Europa-Archiv Nr. 45, S. 703-712.

Gipfelerklärung (2007): Wachstum und Verantwortung in der Weltwirtschaft. Heiligendamm, 07.06.2007. http://www.g-8.de/... (Abruf 24.09.2008).

Grüne Fraktion im Bundestag (1999): Entwurf eines Eckpunktepapiers zur Novellierung des StrEG: Die Fortsetzung einer Erfolgsgeschichte. Unveröff. Entwurf vom 28.06.1999.

Gruhl, H. (1975): Ein Planet wird geplündert. Die Schreckensbilanz unserer Politik. Frankfurt am Main.

Gruhn, W. (1982): Umweltpolitische Aspekte der DDR-Energiepolitik. Institut für Gesellschaft und Wissenschaft. Dt. Gesellschaft für Zeitgeschichtliche Fragen. Analysen und Berichte aus Gesellschaft und Wissenschaft, Nr. 4. Erlangen.

Hennicke et al. (Hennicke, P., Jochem, E. & Prose, F.) [Hrsg.] (1997): Interdisziplinäre Analyse der Umsetzungschancen einer Energiespar- und Klimaschutzpolitik. Mobilisierungs- und Umsetzungskonzepte für verstärkte kommunale Energiespar- und Klimaschutzaktivitäten. http://www.psychologie.uni-kiel.de/... (Abruf 11.02.2008).

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. Wiesbaden.

Hofmann, G. (1978): Arbeit oder blauer Himmel. In: DIE ZEIT, Nr. 3 vom 13.01.1978. http://www.zeit.de/1978/03/Arbeit-oder-blauer-Himmel (Abruf 20.10.2009).

Hünemörder, K. (2004): Die Frühgeschichte der globalen Umweltkrise und die Formierung der deutschen Umweltpolitik (1950-1973). Stuttgart.

IE Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH) [Hrsg.] (2007): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht.

IfnE (Institut für neue Energien, Bernd Wenzel) (2010): Das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien - Eine Erfolgsgeschichte in Zahlen und Fakten. Broschüre des Bundesumweltministeriums. Druck in Vorbereitung.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate change 2007 - impacts, adaptation and vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.. Cambridge University Press. http://www.gbv.de/... (Abruf 22.05.2009).

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (1990): IPCC First Assessment Report 1990 (FAR). Scientific Assessment, Impacts Assessment and the IPCC Response Strategies (Working Group I – III).

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2008a): The role of IRENA in the context of other international organisations and initiatives. Dezember 2008. http://irena.org/ (Abruf 13.01.2009).

IRENA (International Renewable Energy Agency) [Hrsg.] (2008b): International Renewable Energy Agency (IRENA): Initial work programme - Second draft. Stand August 2008. Berlin. http://irena.org/ (Abruf 19.03.2009).

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2009a): IRENA-Hintergrund: Gründung einer Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien. Stand 05.03.2009.

Jaeger, J. (1992); From Conference to Conference, In: Climate Change, Jg. 20, Nr. 2, S. 3-7.

Jaeger, J. et al. (1994): Vom Treibhauseffekt zur Klimakatastrophe. Eine Chronologie der Klimadebatte in Deutschland. In: Jahrbuch Ökologie 4, S. 253-262.

Kemfert, C. (2004): Die ökonomischen Kosten des Klimawandels. Wochenbericht des DIW Berlin 42/04. http://www.diw.de/... (Abruf 14.05.2009).

Kleßmann, C. (2008): Erreicht das integrierte Klima- und Energiepaket der Bundesregierung die gesetzten Einsparziele? Kurzgutachten von Ecofys im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die GRÜNEN. Berlin.

Klinski, S. (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Studie erstellt im Rahmen des für das BMU durchgeführten Projekts

„Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland“. Stand September 2005. Berlin.

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1988): „Der Binnenmarkt für Energie“. Arbeitsdokument der Kommission. KOM(88) 238, vom 02.05.1988. http://eur-lex.europa.eu/de/ (Abruf 02.08.2008).

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1996): „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen – Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie“. KOM(96) 576, vom 21.11.1996. http://eur-lex.europa.eu/de/ (Abruf 02.08.2008).

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1997): „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan“. KOM (97)599, vom 26.11.1997. http://eur-lex.europa.eu/de/ (Abruf 02.08.2008).

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2000): Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“. http://eur-lex.europa.eu/de/ (Abruf 02.08.2008).

Kords, U. (1993): Die Entstehungsgeschichte des Stromeinspeisungsgesetzes vom 05.10.1990. Ein Beispiel für die Mitwirkungsmöglichkeiten einzelner Abgeordneter an der Gesetzgebungsarbeit des Deutschen Bundestages. Diplomarbeit am Otto-Suhr-Institut der Freien Universität Berlin.

Krause et al. (Krause, F.; Bossel, H.; Müller-Reißmann, K.-F.) (1980): Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran. Ein Alternativ-Bericht des Öko-Instituts Freiburg. Frankfurt a. M.

Kreutzmann, A. (1997): Schatten über Europa. Trotz schöner Worte gibt es kaum Chancen, EU-Fördermittel für EE zu bekommen. In: Photon, Nr. 5, S. 26–27.

Krisp, A. (2007): Der deutsche Strommarkt in Europa – zwischen Wettbewerb und Klimaschutz. Dissertation am Fachbereich Sozial- und Kulturwissenschaften der Justus-Liebig-Universität Gießen. http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2007/5036/ (Abruf 05.02.2008).

Lackmann, J. (2006): Starke Lobby für erneuerbare Energieträger. In: Leader forum 2 (2006), Panorama, S. 37.

Langniß, O. (1994): Import von Solarstrom. Bericht im Rahmen des IKARUS-Projekts im Auftrag des BMFT. DLR Stuttgart, STB-Bericht Nr. 9, März 1994.

Lehmann, H. & Peter, S. (2005): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland. ISuSI (Institute for Sustainable Solutions and Innovations). Im Auftrag des Bundesumweltministeriums. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/... (Abruf 02.06.2008).

Lehr, U. (2007): Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Präsentation im Rahmen des Workshops „Aktuelle Ansätze zur Weiterentwicklung des EEG“. Berlin, 18.06.2007.

Leprich, U., Diekmann, J., Ziesing, H.-J. (2007): Künftige Netzregulierung als Grundpfeiler einer effektiven Liberalisierung des deutschen Stromsektors. In: DIW, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, Jg. 76, Nr. 1, S. 87-98.

Loreck, C. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Herausgegeben vom Umweltbundesamt, März 2008. Dessau-Roßlau.

Löschel, A. & Moslener, U. (2008): Handel mit Emissionsrechten und Herkunftsnachweisen in Europa - das "Klima- und Energiepaket". In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 4, S. 248–253.

Löschel, A.; Moslener, U.; Rennings, K.; Sturm, B. (2008): Wegweiser für die „Bali-Roadmap“. Ökonomische Konzepte für die Klimaverhandlungen nach Bali. In: Wirtschaftsdienst 2008, Nr.1, S. 28-30.

Mangels-Voegt, B. (2004): Erneuerbare Energien – Erfolgsgaranten einer nachhaltigen Politik? Die Novelle des EEG im Zeichen der Nachhaltigkeit. Aus Politik und Zeitgeschichte, Nr. 37. Bundeszentrale für politische Bildung, http://www.bpb.de/publikationen/... (Abruf 09.11.2007).

Matthes, F. C. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland. Edition energie + umwelt, Band 1. Berlin.

Matthes, F. C. (2005): Klimawandel und Klimaschutz. In: Informationen zur politischen Bildung, Nr. 287, S. 21-30.

Mautz, R. & Byzio, A. (2004): Der Einstieg in die Offshore-Windkraftnutzung als Prüfstein der Energiewende – Konfliktthemen und Konfliktdynamiken. In: SOFI-Mitteilungen Nr. 32, Dezember 2004, S. 111-127.

Mautz, R. & Byzio, A. (2005): Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Fotovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie. Zwischenbericht zum DFG-Projekt RO 465/8-1: Soziale Dynamik der Energiewende. Göttingen.

Meadows et al. (Meadows, D. L.; Meadows, D. H.; Zahn, E.) (1972): Die Grenzen des Wachstums. Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit. Stuttgart.

Mez, L. (1997): Energiekonsens in Deutschland? Eine politikwissenschaftliche Analyse der Konsensgespräche – Voraussetzungen, Vorgeschichte, Verlauf und Nachgeplänkel. In: Brauch, H. G. [Hrsg.]: Energiepolitik. Berlin u. a., S. 433-448.

Monstadt, J. (2004): Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess. Dissertation. Berlin.

Neu, A. (2000): Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Juli 2000. Kieler Diskussionsbeiträge.

Nitsch, J. & Luther, J. (1990): Energiesysteme der Zukunft. Berlin.

Nitsch, J. & Wendt, H. (1992): Bedeutung, Einsatzbereiche und technisch-ökonomische Entwicklungspotenziale von Wasserstoffnutzungstechniken. Untersuchung im Auftrag des BMFT. Bonn, Stuttgart, Darmstadt.

Nitsch, J. (2000): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Forschungsbericht 298 97 340, Band 2. Berlin.

Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien". Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Zusammenfassung. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/...(Abruf 15.07.2009).

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Zusammenfassung. Im Auftrag des BMU. http://www.bmu.de/files/... (Abruf 15.07.2009).

Oberthür, S. (1993): Politik im Treibhaus. Die Entstehung des internationalen Klimaschutzregimes. Berlin.

Oschmann, V. & Sösemann, F. (2007): Erneuerbare Energien im deutschen und europäischen Recht – Ein Überblick. In: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) Jg. 18, Nr. 1, S. 1-8.

Prognos AG et al. (Prognos AG, Fraunhofer ISE, IE) (2007): Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Gesamtbericht. Berlin u. a. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/... (Abruf 26.02.2009).

Ragwitz et al. (2005): Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI); Energy Economics Group, TU Wien (im Unterauftrag). UFO-Plan Forschungsvorhaben, Förderkennzeichen 203 41 112.

Roth, W. (2009): Die Entdeckung der Umwelt. Süddeutsche Zeitung vom 20./21.06.2009.

Sandtner et al. (Sandtner, W.; Geipel, H.; Lawitzka, H.) (1997): Forschungsschwerpunkte der Bundesregierung in den Bereichen erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung. In: Brauch, H.-G. [Hrsg.]: Energiepolitik. Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und zur rationellen Energienutzung. Berlin u.a., S. 255-272.

Saretzki, T. (2001): Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland 1949-1999. Ein Politikfeld zwischen Wirtschafts-, Technologie- und Umweltpolitik. In: Willems, U. [Hrsg.]: Demokratie und Politik in der Bundesrepublik Deutschland 1949-1999, Opladen. S. 195-221.

Schafhausen, F. (2009): Das Brüsseler Klimapaket – wichtige Wegmarke für die internationalen Verhandlungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 59, Nr. 3, S. 34-41.

Scheer, H. (2008a): IRENA ante portas. Editorial. In: Solarzeitalter, Jg. 20, Nr. 2, S. 1.

Schiffer, H. W. (1999): Energiemarkt Deutschland. Köln.

Schmela, M. (1998): Brise aus Brüssel. Die Europäische Kommission stellt ein Arbeitsprogramm zur Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien vor. In: Photon, Nr. 1, S. 24-25.

Schmela, M. (2000): Etappensieg für Deutschland. In: Photon, Nr. 6, S. 18-20.

Schrödter, W. (2004): Das Europarechtsanpassungsgesetz Bau – EAG Bau -Übersicht über die wesentlichen Änderungen des BauGB. In: Niedersächsischer Städtetag Nr. 9, S. 197-216.

Schwarz et al. (Schwarz, H. -G; Dees, P.; Lang, C.; Meier, S. (2008): Quotenmodelle zur Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Theorie und Implikationen. IWE Working Paper Nr. 01-2008. Universität Erlangen-Nürnberg [Hrsg.]. Institut für Wirtschaftswissenschaft. www.economics.phil.uni-erlangen.de (Abruf 07.01.2009).

Semke, S. (1996): Das deutsche Energieforschungsprogramm. In: Energieforschung, Teil II. Konferenzen des Forschungszentrums Jülich, Band 20, Teil 2.

SPD, Bündnis90/Die Grünen (1998): Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert. Koalitionsvereinbarung zwischen der sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis90/ Die GRÜNEN. Bonn, 20.10.1998.

SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) (1981): Sondergutachten Energie und Umwelt. Bonn.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2006): Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln? Stellungnahme, April 2006. Berlin.

SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen) (2009): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Berlin.

Staiß, F. (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Radebeul.

Stern, N. (2007): The Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge University Press. http//:www.hm-treasury.gov.uk/… (Abruf 14.11.2007).

Strübel, M. (1992): Internationale Umweltpolitik. Entwicklungen, Defizite, Aufgaben. Opladen.

Suck, A. (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft: Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien. Wiesbaden.

Tacke, F. (2004): Windenergie – Die Herausforderung. Gestern, Heute, Morgen. Frankfurt a. Main.

Timpe, C. (2005): Diskussionsbeitrag anlässlich der Veranstaltung des Projekts Realise-Forum am 19.10.2005. www.realise-forum.net/... (Abruf 14.08.2008).

Traube, K. (1991): Perspektiven des deutschen Energiesystems hinsichtlich des CO_2-Problems. Untersuchung im Auftrag der Wirtschaftsministerien von NRW und des Saarlands. Bremen, Düsseldorf, Saarbrücken.

v. Weizsäcker, E. U. (2001): „Eigenarbeit“ und Eigenenergien. In: Langniß, O. & Pehnt, M. [Hrsg.]: Energie im Wandel. Politik, Technik und Szenarien einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Berlin u.a., S. 75-81.

Weidenfeld, W. & Korte, K.-R. (1992): Handwörterbuch zur deutschen Einheit. Frankfurt/ Main.

Weidner, H. (2008): Klimaschutzpolitik: Warum ist Deutschland ein Vorreiter im internationalen Vergleich? Zur Rolle von Handlungskapazitäten und Pfadabhängigkeit. Berlin. WZB-discussion paper. http://bibliothek.wz-berlin.de/ (Abruf 02.02.2009).

Winje, D. (2008a): Grundzüge der Elektrizitätsmärkte - Teil 1. Folien zur VL Energie- und Versorgungswirtschaft. Unter Mitarbeit von Kogelschatz, B. & Kemnitz, P. Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, TU Berlin.

Winje, D. (2008b): Grundzüge der Elektrizitätsmärkte - Teil 2. Folien zur VL Energie- und Versorgungswirtschaft. Unter Mitarbeit von Kogelschatz, B. & Kemnitz, P. Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, TU Berlin.

Winter, C. J. & Nitsch, J. (1989): Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft. Berlin, Heidelberg, New York.

Ziesing et al. (Ziesing, H.-J.; Ensslin, C.; Langniß, O.) (2001): Stand der Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland – Auswirkungen auf den Strom aus erneuerbaren Energiequellen. In: Forschungsverbund Sonnenenergie [Hrsg.]: Themen 2001 – Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, S.144-150.

Interviews

Broßmann [2008, mdl.] Interview mit Egbert Broßmann, Vattenfall, am 28.11.2008.

Dürrschmidt [2007, mdl.] Interview mit Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Referatsleiter im Bundesumweltministerium, am 02.10.2007.

Eisenbeiß [2007, mdl.]: Telefoninterview mit Dr. Gerd Eisenbeiß, ehem. Referatsleiter im Bundesforschungsministerium, am 23.11. 2007.

Hinrichs-Rahlwes [2007, mdl.]: Interview mit Rainer Hinrichs-Rahlwes, von 1998 bis 2005 Abteilungsleiter im BMU; BEE-Vorstandsmitglied und Berater für europäische und internationale Politik am 11.10.2007.

Kaiser [2007, mdl.]: Interview mit Reinhard Kaiser, Leiter der Unterabteilung KI III Erneuerbare Energien, am 09.10.2007.

Nitsch [2007, mdl.]: Interview mit Dr. Joachim Nitsch, bis 2005 Leiter der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR; Berater und Gutachter für innovative Energiesysteme, am 30.10.2007.

4 Innovationsbedingungen der Erzeugung und Verstromung von Biogas

4.1 Vorbemerkungen zur Technologieabgrenzung

Die vorliegende Analyse nimmt primär die Technologien der Biogaserzeugung durch Verfahren der anaeroben Fermentation[239] und ihre anschließende energetische Umwandlung in Blockheizkraftwerken[240] (BHKW) oder ORC-Anlagen[241] in den Blick. Diese haben in den vergangenen 20 Jahren einen nennenswerten Innovationsprozess durchlaufen.

Im Vergleich dazu waren mit der Feststoffverbrennung in Holzkraftwerken keine wesentlichen Innovationen verbunden. Sie entspricht weitgehend der in Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerken angewandten Technologien. Ähnlich verhält es sich bei der Stromerzeugung durch den Einsatz von Pflanzenölen in Blockheizkraftwerken. Hierbei wird Heizöl bzw. Diesel durch biogene Öle wie Raps-, Soja- oder Palmöl ersetzt, ohne dass Innovationen im Bereich der Verstromungstechnologien notwendig werden. Andere Verfahren wie die thermo-chemische Vergasung von Biomasse werden nicht betrachtet, da sie sich noch im Forschungsstadium befindet und bisher keine praktische Relevanz besitzt.

Die Entwicklung der Biogaserzeugung und -verstromung in Deutschland gliedert sich in die in Abbildung 4-1 wiedergegebenen Phasen. Die den Phasen zuzuordnenden Konstellationen aus zentralen Akteuren und Einflussfaktoren werden in Kapitel 4.3 näher erläutert.

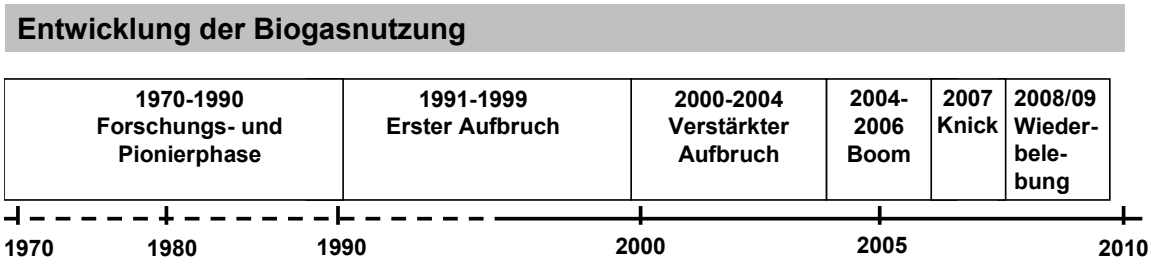


Abbildung 4-1: Phasen der Entwicklung der Biogasnutzung in Deutschland

[239] Biogas entsteht, wenn Biomasse unter Ausschluss von Luftsauerstoff (anaerob) umgesetzt und dabei in ihre Grundbausteine zerlegt wird. Für die Zersetzung der organischen Materie sind spezielle Bakterien nötig, die unter anaeroben Bedingungen und bei Temperaturen zwischen 30 und 37 C Methan (CH_4) erzeugen.[239] Biogas besteht zu etwa zwei Dritteln aus Methan und einem Drittel Kohlendioxid (CO_2). Daneben befinden sich geringe Mengen Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und andere Spurenelemente im Gas [FNR 2006b, 25 f.].

[240] Vgl. Technikglossar

[241] Vgl. Technikglossar

4.2 Historischer Rückblick

Schon Ende des 19. Jahrhunderts nutzte man Gas, das bei der Zersetzung des Schlamms in Kläranlagen entsteht. Die Zersetzungsvorgänge verringerten die Menge des Schlamms, stabilisierten und hygienisierten ihn. Mit dem Gas konnte man zunächst aber nur in Ausnahmefällen etwas anfangen. Zum Beispiel wurde in der Stadt Exeter (UK) Klärgas für die Straßenbeleuchtung eingesetzt. In Indien wurde 1897 die erste Biogasanlage zur Gewinnung von Gas für Beleuchtungszwecke in Verbund mit einem Motor zur Stromerzeugung errichtet [Eipper 2006, 174]. In Deutschland begann man erst in den 1920er Jahren damit, Klärgas aufzufangen und in größerem Stil in städtische Gasnetze einzuspeisen oder in Fuhrparks zu verwenden.[242] Imhoff[243] hatte in den zwanziger Jahren des vorigen Jahrhunderts geschlossene und beheizbare Faulbehälter zur Stabilisierung des Klärschlammes entwickelt. Dieses System ermöglichte die Nutzung von Klärgas zur Wärme- und Stromgewinnung im kommunalen Bereich.

Zwischen 1935 und 1955, als in Deutschland die fossilen Brennstoffe Erdöl und Kohle knapp waren, setzte man Biogas als Ersatz für flüssige Treibstoffe bei Straßenfahrzeugen mit Ottomotoren ein. 1937 hatten bereits mehrere Städte ihre kommunalen Fuhrparks auf Biogas umgestellt.[244] Hinderlich war, dass das Gas in komprimierter Form in schweren Stahlflaschen mitgeführt werden musste. Gegenüber dem so genannten Stadtgas hatte das Biogas durch die höheren Methangehalten auch einen höheren Heizwert. Um der steigenden Nachfrage gerecht zu werden, wurde die Gasproduktion der Klärwerke durch Zugabe von pflanzlichen Abfällen erhöht. Zum damaligen Zeitpunkt schätzte man das Biogaspotenzial aus Abwasserschlamm – ebenso wie das Potenzial der organischen Siedlungsabfälle – jedoch als begrenzt ein [Reinhold & Vollmer 2003, 244].

Erst in der Nachkriegszeit wurde die Landwirtschaft als potenzieller Lieferant für Biogas entdeckt.[245] So wies Imhoff [in Reinhold & Vollmer 2003, 245] darauf hin, dass aus dem Stallmist einer einzelnen Kuh hundertmal soviel Gas erzeugt werden kann, wie aus dem Klärschlamm eines städtischen Einwohners. Kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen versprachen eine Versorgung der landwirtschaftlichen Betriebe mit einem bequem handhabbaren Energieträger. 1948 wurde die erste landwirtschaftliche Biogasanlage im Odenwald errichtet [BMU 2006, 97]. Nach Jäkel [2003, 6] erfuhr die Biogaserzeugung in den 1950er Jahren einen ersten bescheidenen Aufschwung. Die Gesamtzahl der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der BRD und der DDR wurde für diese Zeit auf 50 bis 70 Anlagen geschätzt [Reinhold & Vollmer 2003, 245].

In den 1950er Jahren verbreiteten sich landwirtschaftliche Biogasanlagen in ganz Europa. So wurden in Frankreich, England und Italien vor allem kleine Anlagen nach dem System Ducellier-Isermann errichtet. Die in der BRD und der DDR entstandenen Anlagen arbeiteten

---

[242] Einige Klärwerke verdienten damit soviel, dass sie ihre Betriebskosten decken konnten.

[243] Prof. Dr.-Ing. Karl Imhoff, der „Vater der Abwasserreinigung“, baute in den 1920er Jahren in Essen den ersten Faulturm zur anaeroben Behandlung von Klärschlamm.

[244] Halle, Pforzheim, Essen, Erfurt, Pößneck, München und Heilbronn.

[245] Vgl. u. a. Reinhold & Vollmer [2003, 245].

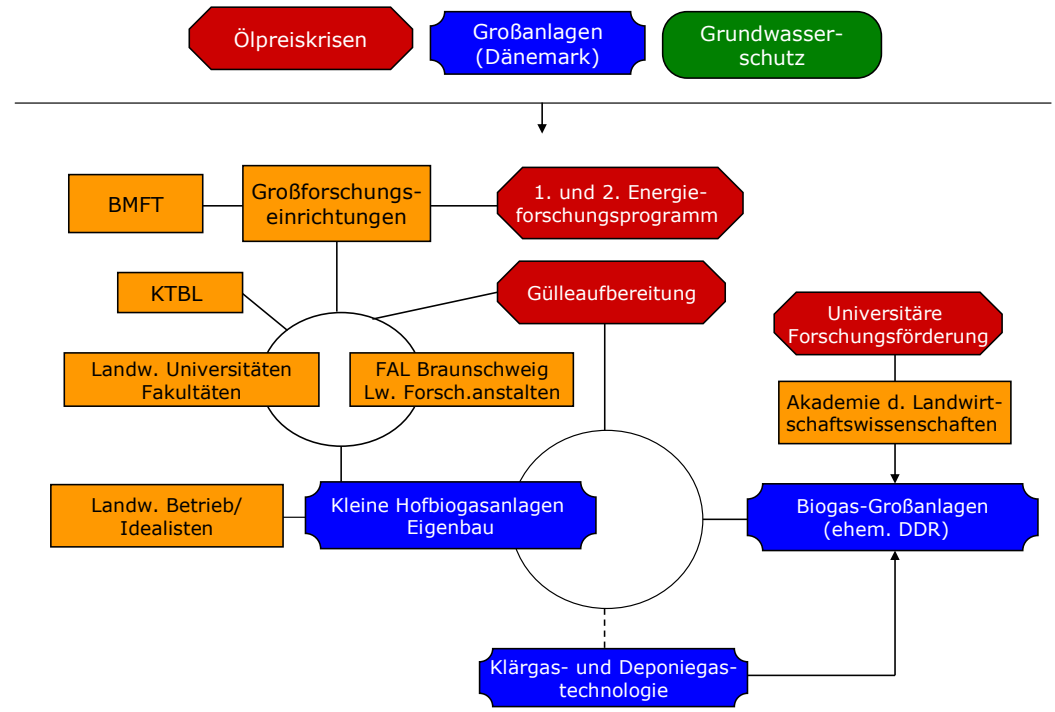
Reinhold & Vollmer [2003, 245] zufolge meistens nach dem an der TU Darmstadt entwickelten Gärkanalverfahren (System Darmstadt) oder nach dem Wechselbehälterverfahren (System Schmidt-Eggersglueß).

Bei der Erforschung der Abbauprozesse von organischen Materialien unter Luftabschluss wurde im Jahre 1967 festgestellt, dass hierbei Essigsäure bildende Bakterien eine wichtige Rolle spielen. Die Entdeckung brachte einen entscheidenden Fortschritt, da es nun möglich war, einzelne Faktoren der Methanbildung genauer zu erklären. Die Kenntnis der Faktoren war wiederum wesentliche Voraussetzung dafür, erste Ansätze der Prozesssteuerung zu entwickeln.

Weil sich die Versorgung mit Kohle und Öl in Deutschland von 1950 an aber zunehmend verbesserte und das Erdöl konkurrenzlos billig war, wurden landwirtschaftliche Biogasanlagen wieder stillgelegt. Erst die Ölpreiskrise in den 1970er Jahren ließ die Anwendung der Biogastechnologie wieder aufleben, so dass sie erst in dem im Folgenden als Pionierphase bezeichneten Zeitraum eine weitere Verbreitung erfuhr [Jäkel 2003, 6].

4.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs

4.3.1 Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1990



BMFT Bundesministerium für Forschung und Technologie
KTBL Kuratorium Technik u. Bauwesen i. d. Landwirtschaft

Abbildung 4-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1990

4.3.1.1 Charakteristika der Konstellation

Im Kern der Konstellation standen die technologischen Konstellationselemente. In Westdeutschland setzten die Akteure der landwirtschaftlichen Forschungseinrichtungen an der Fortentwicklung der Kleinanlagentechnologien – zumeist Nassfermentation – an. In viehhaltungsintensiven Betrieben Süddeutschlands, der Keimzelle der Biogasbewegung, erfolgte die Erzeugung in Kleinst- und Kleinanlagen, die überwiegend in Selbsthilfe zusammengebaut wurden.

Die in der ehemaligen DDR verfolgte Strategie der Großanlagenentwicklung konnte hingegen an Technologien der Klärgas- und Deponiegastechnologie anknüpfen. Hauptmotiv war im Westen wie im Osten die Aufbereitung von Gülle als Dünger. Unerwünschte Umweltbelastungen durch Güllelagerung und -ausbringung[246] konnten durch die vorgeschaltete

[246] Methanbildung; Ammoniakschäden.

Fermentation reduziert werden, dabei fiel Wärme als Zusatznutzen ab. Der Landwirtschaftssektor sah die Biogaserzeugung zunächst nicht primär in einem energetischen Kontext.

Während die staatlichen Energieforschungsprogramme den „Primitiv-Technologien“ der Biogaserzeugung weder ein großes Innovations- noch ein Energieerzeugungspotenzial beimaßen[247], brachten die Einrichtungen der landwirtschaftlichen Forschung die technologische Entwicklung in kleinen Schritten voran. In den 1980er Jahren wurden Alternativen zum Gülle basierten Nassfermentationsverfahren entwickelt und erprobt, ohne allerdings für die Praxis größere Bedeutung zu erlangen. Die Notwendigkeit der Bewältigung von verfahrenstechnischen Fragen bzw. Problemen bei der Steuerung des Fermentationsprozesses für die Markteinführung wurden unterschätzt.

4.3.1.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Ölpreisentwicklung

Vor allem die 2. Ölpreiskrise und die wachsende Sorge um die Versorgungssicherheit waren die wesentlichen Motive für die verstärkte Suche nach alternativen Energiequellen.[248] Der Nutzung von Biomasse zur Biogas- und Stromerzeugung wurde zwar geringe energiewirtschaftliche Bedeutung beigemessen, da die Potenziale[249] als „überschaubar“ galten [Weiland 2008, mdl.]. Dennoch setzte im Rahmen umfangreicher Förderung durch das Bundesforschungsministerium eine gewisse Forschungstätigkeit ein. [250]

Grundwasserschutz und Gülleproblematik

In den 1980er Jahren wurden durch übermäßige Gülleausbringung verursachte Gewässerverschmutzungen sowie die Nitratbelastung des Grundwassers offenkundig. Das Interesse an einer sinnvollen Reststoffnutzung und gleichzeitig auch Problembegrenzung[251] wurde durch die ab Mitte der 1980er Jahre erlassenen Gülleverordnungen der Länder flankiert.[252] Der Steuerungsimpuls der Länder[253] zur Verminderung von Nitrateinträgen in das Grundwasser wirkte sich auf das Interesse an der Reststoffverwertung von Gülle aus. Unabhängig von Überlegungen zur energetischen Nutzung sollte die Fermentation zur Verbesserung der Düngeeigenschaften von Gülle Abhilfe schaffen. Die Gülleverordnungen verstärkten das

---

[247] Vgl. Mutert [2000, 31 ff.] zur Innovationsforschung und Innovationspolitik in den 1970er Jahren.

[248] Vgl. Forschungsprojekte des Bundesforschungsministeriums; Kapitel 3.6.1.

[249] Vgl. Technikglossar

[250] Zum Beispiel wurde an der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft in Braunschweig (FAL) erstmals eine „große“ Biogas-Versuchsanlage (100 m^3) in Deutschland gebaut, die zudem mit entsprechender Messtechnik ausgestattet war [Weiland 2008, mdl.].

[251] Begrenzung von Folgen der von der Fläche entkoppelten, industriellen Massentierhaltung mit hohem Gülleaufkommen.

[252] Gülleverordnungen (basierend auf einer Verordnungsermächtigung im Wasserhaushaltsgesetz) regulieren die Bedingungen (Zeiträume, Mindestflächengrößen pro GVE), unter denen Gülle auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden darf, mit dem Ziel, die Grundwasserbelastung durch Nitrate zu verringern.

[253] Der Erlass untergesetzlicher Regelungen zum Grundwasserschutz obliegt hier den Bundesländern.

Interesse, Fermentationstechnologien anzuwenden, um die Qualität der Gülle als Wirtschaftsdünger zu verbessern[254] und ihren rechtskonformen Einsatz zu gewährleisten.

4.3.1.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

In den 1970er Jahren richtete sich die Suche nach Alternativen zu den fossilen Energieträgern in Westdeutschland im Rahmen der Forschungsförderung des Bundesforschungsministeriums (vgl. Kapitel 3.6.1) systembedingt auf Großtechnologien bzw. auf High-Tech-Technologien aus. Die ökonomische Konkurrenzfähigkeit der Energieerzeugung aus Biomasse war im Wesentlichen von der Ölpreisentwicklung (siehe oben) bestimmt.

Forschungsstrategien und -förderung des Bundes

Zwar fand in den 1980er Jahren in der Forschungslandschaft allmählich ein Paradigmenwechsel statt: Nicht nur großtechnologische Systeme, sondern auch kleinere, dezentrale Erzeugungseinheiten wurden im Hinblick auf ihre Potenziale für die Sicherung der Energieversorgung betrachtet. Für viele Ingenieure war diese „Primitivtechnik“ dennoch nicht interessant [Nitsch 2007, mdl.]. Es fehlten Prestige und Profilierungsmöglichkeiten für die Forscher. Daher blieb die Technologieforschung zur energetischen Nutzung von Biomasse ein vergleichsweise vernachlässigter Zweig. Das Bundesforschungsministerium sah nach Eisenbeiß [2007, mdl.] keine Veranlassung, die Unterstützung im Bereich Technologieforschung stärker auszuweiten, denn die Technologien zur Güllevergärung sowie auch die zur Vergärung pflanzlicher Biomasse in Biogasanlagen (Kofermentation[255]) galten als bekannt, die darin liegenden energetischen Potenziale als begrenzt. Die Energieforschungsprogramme[256] unterstützten daher auch die Realisierung von Pilotanlagen nur in geringem Umfang[257], so dass diese Impulse keine treibende Kraft entwickelten.

Parallel dazu förderte das Bundeslandwirtschaftsministerium ab 1990 Modellvorhaben aus dem Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe.[258] „Bis 1995 war Biogastechnologie zur

---

[254] Die Güllefermentation führt zur Mineralisierung von organischem Stickstoff (der NH_4-Anteil steigt, N ist leichter pflanzenverfügbar).

[255] Vgl. Technikglossar.

[256] Vollständige Bezeichnung: „Energieforschung und Energietechnologien“, Laufzeit: 1977 bis 1980 bzw. 1981 bis 1990. Inhaltliche Schwerpunkte des Zweiten Energieforschungsprogramms (1981 bis 1990) waren z. B. die Weiterentwicklung von Feuerungs-/Vergasungs-/Pyrolyseanlagen, die Erprobung/Anpassung von Biogasanlagen für verschiedene Abfallstoffe und Anlagengrößen, die Optimierung von Aufbereitungsverfahren der Gärsubstrate, die Erprobung weitgehend energieautarker Systeme in der Landwirtschaft sowie erste Untersuchungen zur kombinierten Energie- und Nahrungspflanzennutzung.

[257] An der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Braunschweig (FAL) wurde damals eine 100 m3 fassende „Bihugas-Anlage“ (vgl. Kapitel 4.2) gebaut. Die Anlage war mit ent¬sprechender Messtechnik aus¬gestattet und wurde unter Fragestellungen betrieben, die noch weitgehend im Kontext der Kompostierung bzw. Düngeraufbereitung standen. Nach Weiland [2008, mdl.] war die „Bihugas-Anlage“ aber auch der Startschuss für Überlegungen zur energetischen Nutzung von Gülle.

[258] Nach Schütte [2008, mdl.] wurden hier Forschungsprojekte und Modellvorhaben zum Anbau und zur Verwertung Nachwachsender Rohstoffe gefördert. Das wird seither fortgeführt. Die inhaltliche Ausrichtung des unbefristeten Förderprogramms Nachwachsende Rohstoffe wird auf der Grundlage der seit 1993 stattfindenden so genannten Gülzower Fachgespräche akzentuiert.

Stromerzeugung in der Förderung weitgehend ausgeblendet, weil dort eigentlich die Reststoffverwertung im Vordergrund stand. Da ging es eher um die Verwendung der Überschussmengen sowie die Wirtschaftsdünger-Reststoffverwertung. Die landwirtschaftliche Förderung bezog sich darauf, hierfür einen zusätzlichen „Outlet“ zu finden“ [Schütte 2008, mdl.].

Obgleich man auf bereits vorhandene Technologien aufsetzen konnte, traten in der Praxis erhebliche verfahrenstechnische Probleme z. B. bei der Steuerung des Fermentationsprozesses auf. Da es dafür noch keine handhabbaren Lösungen gab, behinderte dies die Markteinführung: „Die Techniken sahen zunächst ganz primitiv aus, waren aber schwer in den Griff zu kriegen. Das führte zu Stagnation, Enttäuschung und Frust“ [Nitsch 2007, mdl.].

Biogasforschung in der ehemaligen DDR

In der ehemaligen DDR wurde Anfang der 1980er Jahre beschlossen, eine Reihe von Biogas-Beispiel- und Pilotanlagen zu errichten (vgl. Tabelle 4-1). Die Initiative ging von einer mit Verfahrenstechnik bzw. Düngewirtschaft befassten Forschergruppe sowie Forschergruppen an der Akademie der Landwirtschaftswissenschaften aus. Insgesamt wurden an sechs Standorten acht vergleichsweise große Anlagen gebaut, von denen sieben in eine kontinuierliche Produktion überführt wurden. Diese waren an große Tierhaltungsbetriebe angeschlossen. Die Erprobung sowie wissenschaftliche Begleitung wurde in einem staatlich finanzierten Untersuchungsprogramm koordiniert. Das Ziel bestand darin, Typen für eine DDR-Biogasanlage zu entwickeln, die dann in größeren Stückzahlen gebaut werden sollten [Reinhold & Vollmer 2003, 245 f.]. Das Untersuchungsprogramm stellte die zentrale treibende Kraft für die Biogaserzeugung in großem Maßstab dar. Private Einzelbetreiber waren hier nicht involviert.

4.3.1.4 Technischer Entwicklungsstand und Marktsituation

Übertragbarkeit von Know-how aus der Klärgaserzeugung

Die Technik der Klärgasgewinnung galt Ende der 1980er schon als ausgereift.[259] Während die Versuchsanlangen in der ehemaligen DDR auf das Know-how der Klärgasgewinnung aufsattelten[260], waren die Möglichkeiten des Transfers auf die kleinteiligen landwirtschaftlichen Betriebsstrukturen in Westdeutschland begrenzt. Zwar konnte man vom verfahrenstechnischen Know-how profitieren, allerdings fehlten für den landwirtschaftlichen Anwendungsbereich die passenden (kleineren) Aggregate. Es kam zu Fehlschlägen[261], als Firmen aus dem Bereich Deponie- oder Klärgastechnik versuchten, ihre Technik im klein dimensionierten landwirtschaftlichen Bereich zu etablieren [Weiland 2008, mdl.]. Aufgrund der bereits etablierten hohen technischen Standards erwies sich die Technik für den landwirtschaftlichen Anwendungsbereich außerdem als zu teuer.

---

[259] Vgl. Linke [2008, mdl.]; Schütte [2008, mdl.]; Weiland [2008, mdl.].

[260] Die Anlage in Nordhausen mit geschlossenen Faultürmen war z. B. eine Anlage, die auch in der konventionellen Klärwerkstechnik z. B. in Kommunen mit > 100.000 Einwohnergleichwerten eingesetzt wurde [Linke 2008, mdl.].

[261] Die Anlagen aus der Klärschlammbehandlung waren auf Festmist oder Substrate wie Langstroh nicht eingestellt. Es gab dann Verstopfungen, unzureichende Durchmischung etc. [Weiland 2007, mdl.].

Fermentationstechnologien in den alten Bundesländern

In der Landwirtschaft herrschten Verfahren der Nassfermentation vor. Die ersten Biogasanlagen im Landwirtschaftsbereich waren Klein- und Kleinstanlagen, überwiegend von Landwirten und Landmaschinentechnikern als Einzelanfertigungen, die auf die besonderen einzelbetrieblichen Bedingungen abgestellt waren, errichtet. Sie leisteten zusammen mit den Landwirten als Betreiber die Pionierarbeit.

Ausgangspunkt waren viehhaltungsintensive Gebiete Süddeutschlands (Bayern, Baden-Württemberg) z. B. das Hohenloher Land.[262] Infolge des Übergangs zur Massentierhaltung und der Entkopplung der Anzahl der Großvieheinheiten von der Fläche des Landwirtschaftsbetriebes gab es ein hohes Gülleaufkommen und einen entsprechenden Problemdruck hinsichtlich der Verwertung. Vor allem bei Betrieben in Nachbarschaft zu Wohngebieten bot sich eine Fermentation – allein schon zur Verringerung der Geruchsbelastung an.

Bis Ende der 1980er Jahre wurden im Rahmen der Pionierarbeit viele unterschiedliche Bauweisen ausprobiert.[263] Nach Weiland [2008, mdl.] wussten bis Anfang der 1990er jedoch die wenigsten Betreiber, wie der Fermentationsprozess eigentlich abläuft und wie man ihn steuert. Die Gaserzeugung verlief nach dem Prinzip „trial and error“, wobei es häufig zu Fehlschlägen kam. Die Forschung hatte in dieser Phase kaum Zugang zur landwirtschaftlichen Anwendungspraxis: Die Vernetzung war unzureichend.

Mit Blick auf die Gaserträge zeichnete sich bereits in dieser frühen Phase ab, dass Gülle-vergärung allein nur geringe Gaserträge bringt. Durch Beimischung pflanzlicher Biomasse (z. B. Silage), Festmist oder anderen organischen Abfällen auf dem Hof konnte man die Gaserträge erhöhen. Erste Biogasanlagen mit Beimischungen gingen allerdings nicht über das Versuchsstadium hinaus. Die fehlenden Kenntnisse über den Fermentationsprozess und seine Steuerung stellten von Beginn an eine zentrale Restriktion für Mitvergärung anderer organischer Substrate in größerem Maßstab dar. Im Anfangsstadium fehlten v. a. Technologien für die Beschickung sowie leistungsfähige Rührwerke, die eine ausreichende Vermischung der Substrate gewährleisten konnten.

Fermentationstechnologien in der ehemaligen DDR

In der ehemaligen DDR wurden im Kontext der industriellen Tierproduktion[264] bereits in den 1980er Jahren vergleichsweise große Pilotanlagen zur anaeroben Aufbereitung von Gülle errichtet. Auch hier stand die Gülleaufbereitung im Zentrum. Die bei der Vergärung entstehende Wärme galt als Abfallprodukt. Im Rahmen des staatlich finanzierten Untersuchungsprogramms wurden bewusst unterschiedliche Verfahren und Systeme in unterschiedlichen Größen mit verschiedenen Zielsetzungen realisiert (vgl. Tabelle 4-1). Die

---

[262] So genannte Bundschuh-Bewegung. Über Anlagenzahlen und Leistungen sind aus der Zeit vor 1990 keine Zahlen bekannt.

[263] Erst ab Mitte der 1990er hat sich die Entwicklung auf einige wenige Bautypen und technische Versionen konzentriert, die heute als technisch ausgereift und erprobt gelten.

[264] 2.000 Kühe; bis zu 4.000 Jungrinder; 25.000 Schweinemastplätze; bis zu 80.000 Jungschweine sowie kombinierte Mast- und Zuchtanlagen mit 190.000 Tieren an einem Standort.

Erprobung unterschiedlicher Reaktorkonfigurationen sollte es ermöglichen, Regelverfahren für die Güllebehandlung bei verschiedenen Formen der Massentierhaltung zu entwickeln.

Als erste wurde 1982 die Biogasgroßversuchsanlage in Berlstedt mit 500 m^3 Reaktorvolumen in Betrieb genommen. Aus der wissenschaftlichen Begleitung dieser Anlage[265] wurden Erfahrungen für die Konfiguration der Biogasgroßanlage (Berlstedt II) gewonnen. Während in Berlstedt II die Maximierung der Biogaserträge und deren energetische Nutzung im Vordergrund stand, hatte die Anlage in Nordhausen die Aufbereitung der Gülle als Wirtschaftsdünger zum Ziel: Es kam darauf an, die Gülle als Dünger in den Nährstoffkreislauf zurückzuführen [Linke 2008, mdl.].[266] Auch in Frankenförde ging es um die Düngeeigenschaften des Gärrestes: Hier wurde ein Feststoff mit hohem Düngerwert erzeugt.

[265] Verfahrenstechnische Begleitung durch Prof. Breitschuh, damaliger Leiter der Kooperativen Abteilung Melioration und organische Düngung (KAMOD).

[266] In Nordhausen wurde ein Gasmotor für den mobilen Einsatz (im Traktor) erprobt [Reinhold & Vollmer 2003, 247]. Der Motor wurde zunächst mit Flüssiggas (LNG) betrieben, das Konzept wurde jedoch nicht weiterverfolgt. Auch die frühen Versuche mit LNG in Westdeutschland wurden ebenfalls wieder eingestellt.

Tabelle 4-1: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der DDR [Reinhold & Vollmer 2003, 248], verändert

Standort	Substrat	Reaktor-volumen [m³]	Reaktoren	Sonstiges
Rippers-hausen[267]	Schweine-gülle	4 x 1250	4 in Reihe; Güllerechteckbehälter liegend, mit je 5 Kammern	Heizung (Kessel)
Berlstedt I (1982) Pilotanlage	Mischgülle (Rind/ Schwein)	500	umgerüsteter stehen-der zylindrischer Betonkörper mit Stahlabdeckung	Warmwassererzeugung (für Milchvieh- sowie Schweine-zuchtanlage (1 km entfernt)
Berlstedt II (1986)	Mischgülle (Rind/ Schwein)	3 x 1200	keine Angabe	Gasspeicherung in Nass-gasometer; ab 1987 Verstromung mit umgerüstetem ZT-300-Motor
Franken-förde	Schweine-gülle	2 x 450	2 Reaktoren (um-gerüstet, stehend, zylindrisch; mit Stahlbetondecke	Dampferzeugung
Nordhausen [268]	Schweine-gülle	2 x 8000	2 Reaktoren parallel, stehende zylindrische Stahlbehälter	Gasmotor; Heizkessel
Plauen (Klein-anlage)	Hühner-gülle	63	zylindrischer stehender Stahl-behälter, Zweistufig	--/--

Verfügbarkeit und Entwicklungsstand von Wandlungstechnologien

In der ehemaligen DDR stand in der Pionierphase das Interesse an einer sinnvollen Rest-stoffnutzung[269] und weniger das Motiv der Energieproduktion im Vordergrund. Wandlungs-technologien blieben zunächst unberücksichtig, da Aggregate wie der Fiat TOTEM erst nach 1991 an Bedeutung gewannen.[270]

In Westdeutschland begannen einzelne landwirtschaftliche Betreiber Mitte der 1980er Jahre, mit „Eigenbau-Aggregaten“ Strom zu produzieren. Sie installierten einen gasbetriebenen Otto-Motor und klemmten einen Generator dahinter [Holz 2008, mdl.]. Bei den Eigenbau-Motoren traten allerdings vielfach Probleme auf, da sie die hohen Schwefelgehalte des Gases nicht vertrugen. BHKW waren als fertige Produkte noch nicht wieder auf dem Markt.

---

[267] Anlage noch heute in Betrieb; Vergärung organischer Abfälle als Kosubstrat in größerem Umfang

[268] Mitte der 1990er Jahre stillgelegt; Wiederaufnahme des Betriebs 2001.

[269] Vgl. Nitsch [2007, mdl.]; Weiland [2007, mdl.].

[270] Die Firma Fiat hatte in den 1970er ein kleines BHKW (Fiat TOTEM, vgl. Technikglossar) entwickelt, das mit Methan, Bio- und Klärgasen betrieben werden konnte. Diese BHKW wurden in den 1980er Jahren in Klein-serienfertigung hergestellt und auf dem Markt angeboten. Die Nachfrage war allerdings gering, denn Heizöl kostete gerade mal 10 Pfennig pro Liter. Fiat stellte die Produktion des TOTEM-Motors daher nach kurzer Zeit wieder ein.

Kosten- und Marktentwicklung

In Westdeutschland, wo Biogas in landwirtschaftlichen Kleinanlagen fast ausschließlich aus Gülle produziert wurde, spielten die Kosten für den „Rohstoff“ keine Rolle. Die Energiegewinnung – v. a. Wärme und vereinzelt Strom – war ein betriebsinterner Zusatznutzen in Form von Energieersparnissen, der in Abhängigkeit von der einzelbetrieblichen Struktur für den Landwirt mehr oder weniger groß ausfiel. In der Regel wurden Wohngebäude und Stallungen zumindest in den Wintermonaten beheizt. Biogaserzeugungs- und –wandlungsanlagen waren weitgehend Einzelanfertigungen, oft mit hohem Anteil von Eigenleistungen seitens der Landwirte erstellt. Angaben zu den Investitionskosten sowie Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus dieser Zeit liegen nur in Einzelfällen[271] vor.

In der ehemaligen DDR galt das Interesse der Rückgewinnung und Wiedernutzbarmachung der Gülle als organischer Dünger. Die Kosten für die Aufbereitung in Biogasanlagen wurden geringer eingeschätzt als die Kosten, die für eine synthetische Herstellung von Stickstoffdüngern hätten aufgewendet werden müssen [Linke 2008, mdl.]. Konkrete Wirtschaftlichkeitsberechungen unter Einbeziehung des Energieertrags wurden aber nicht durchgeführt.

4.3.1.5 Akteure der Pionierphase

Wichtige Akteure in der Pionierphase waren die Landwirte als Anwender der Technologien in der Praxis und – etwa ab Anfang der 1980er Jahre – Forschungseinrichtungen der Landwirtschaft und einige landwirtschaftliche Fakultäten.

Landwirtschaftliche Betriebe

In den westdeutschen Bundesländern galten Landwirte als Pioniere im Biogassektor. Biogasbauern, die der Umweltbewegung sowie auch dem Ökolandbau nahe standen, bildeten zusammen mit sonstigen „Überzeugungstätern“, bei denen sich ökonomische und praktische Ziele der Gülleverwertung verbanden [Mautz & Byzio 2005, 45], den Kern einer Nische, in der in großen Teilen zunächst experimentiert wurde.

Für den Biogasanlagenbau war Selbsthilfe gefragt. Kleinstrukturierte Betriebe in Bayern und Baden-Württemberg galten als Keimzelle des Hofanlagenbaus. Erste Biogasanlagen wurden unter hohen Anteilen an (wechselseitiger) Eigenleistung erstellt. So begannen z. B. Mitte der 1980er Jahre Mitglieder der Bundschuh-Biogasgruppe[272] im Hohenloher Land (Baden-Württemberg) mit kooperativen Selbstbauprojekten. „Expertenwissen“ wurde unter den kooperierenden Landwirten weitergegeben, man half sich gegenseitig. Die Eigenleistung in Verbindung mit vielfältigen technisch-handwerklichen Anforderungen führte zu individuellen Adaptionen der eingesetzten Module. Die Biogashofanlagen wurden vorwiegend in viehhaltenden Betrieben installiert. Über die Lösung einzelbetrieblicher Adaptionsprobleme sowie über ihre dezentralen, vorwiegend horizontal organisierten Vernetzungsstrukturen hinaus entwickelten die Landwirte jedoch nur geringe Schubkraft für den Sektor.

---

[271] Vgl. Eggers, o.J; www.gruene-renningen.de/themen-007.pdf (Abruf 17.08.2009)

[272] Die „Bundschuh-Biogasgruppe“ war aus einer (erfolgreichen) Protestbewegung gegen eine geplante Daimler-Benz-Teststrecke in Baden-Württemberg hervorgegangen.

Politik des Bundeslandwirtschaftministeriums

Infolge der Intensivierung der landwirtschaftlichen Produktion waren die Agrarmärkte in den 1970er Jahren übervoll. Die Politik des damaligen Bundeslandwirtschaftsministeriums konzentrierte sich in dieser Phase auf die Marktstabilisierung: Mit hohem Subventionsaufwand wurden Maßnahmen finanziert, die dem Schutz bzw. zur Steuerung der Märkte[273] zur Exportförderung sowie zur Lagerhaltung dienten und einem massiven Preisverfall entgegenwirken sollten. Durch Reduzierung der Anbauflächen sollte die pflanzliche und tierische Überschussproduktion reduziert werden. Dies erfolgte durch das 1986 initiierte Flächenstilllegungsprogramm. Unter dem damaligen Minister Ignaz Kiechle entstand 1985/86 ein Referat für Nachwachsende Rohstoffe, jedoch stand zunächst die *stoffliche* Verwertung, nämlich die Nutzung der Pflanzenfasern (Flachs, Hanf) im Vordergrund. Da das Thema Nachwachsende Rohstoffe nach Justinger [2008, mdl.] einen geringen Stellenwert im eigenen Hause hatte und sich in diesem Bereich kaum Profilierungschancen boten, unterblieb eine aktive Gestaltung des Themenfeldes. Die landwirtschaftspolitischen Impulse waren weiterhin vornehmlich auf Subventionen zur Marktstabilisierung gerichtet. Erst ab etwa 1993 rückte im Zusammenhang mit dem EU-geförderten Rapsanbau eine energetische Nutzung für den Kraftstoffmarkt stärker in den Blickpunkt.

Landwirtschaftliche Forschungseinrichtungen

In der ehemaligen DDR waren die in die staatliche Begleitforschung der Großanlagen eingebundenen Forschungsinstitute wie das Institut für Düngungsforschung der Akademie der Landwirtschaftswissenschaften in Potsdam[274], das Institut für Energetik in Leipzig sowie das Institut für Mechanisierung der Landwirtschaft in Potsdam-Bornim mit ihren Leitern die für die Erforschung der Biogaserzeugung zentralen Akteure (vgl. weitergehend Kapitel 4.3.2.5).

In den alten Bundesländern bildeten die landwirtschaftlichen Forschungseinrichtungen den Kern eines beginnenden „Innovationsnetzwerkes“. Hierzu gehörte neben der bereits erwähnten Bundesanstalt für Landwirtschaft in Braunschweig (FAL)[275] auch die Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen an der Universität Hohenheim[276] und die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Freising-Weihenstephan mit dem Arbeitsschwerpunkt Biogas.[277] Deren damaliger Leiter der Abteilung Umwelt- und Energietechnik der LfL, Heinz Schulz,[278] engagierte sich in besonderem Maße für die in landwirtschaftlichen Einzelbetrieben anzuwendende Technik. Auch die Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen an der Universität Hohenheim war in dieser Phase mit

---

[273] Zum Beispiel wurde auf Initiative Deutschlands 1984 die Milchquote europaweit eingeführt.

[274] Sitz in der Templiner Straße, Potsdam mit einer Nebenstelle in Nordhausen.

[275] Maßgeblich Dr.-Ing. Peter Weiland.

[276] Maßgeblich Dr. H. Oechsner; Leiter der Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen an der Uni Hohenheim. Die Universität Stuttgart gab 1981 ein erstes Standardwerk, das „Biogashandbuch“ heraus.

[277] Bayerische Landesanstalt für Landtechnik an der TU München, Freising-Weihenstephan.

[278] Dr. Heinz Schulz war 1992 Mitbegründer des Fachverbandes Biogas e.V.

Forschung und Erprobung von Techniken zur Biogaserzeugung befasst. An der TU Darmstadt war das „Verfahren Darmstadt“ (vgl. Kapitel 4.2) entwickelt worden.

In dieser frühen Phase war das wirtschaftliche Interesse an der Biogaserzeugung noch gering. Nur eine kleine „community“ interesssierte sich für Biogaserzeugung. Das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)[279] überbrückte diese „Durststrecke“ u. a. durch Förderung von kleinen Demonstrationsanlagen und hielt damit „das zarte Pflänzchen Biogas“ hoch [Döhler 2008 mdl.].

Hersteller und Anlagenbauer

Vor 1990 gab es weder in den alten noch in den neuen Bundesländern eine einschlägige Biogashersteller- oder Anlagenbaubranche. Zwar hatten einzelne Anbieter aus dem Bereich Klärgas- und Abfallverwertungsanlagen wie die Haase Energietechnik GmbH[280] eine Erweiterung des Geschäftsfeldes in den Bereich Biogas vorgenommen, doch für die landwirtschaftlichen Betriebsgrößen waren die angebotenen Komponenten oft zu groß dimensioniert. Für die landwirtschaftlichen Kleinanlagen wurden Teilelemente/Komponenten wie Behälter und Rührwerke, die von kleinen und mittleren Landtechnikunternehmen hergestellt wurden, zugekauft und in Eigenleistung oder mit Hilfe örtlicher Landmaschinenmechaniker zusammengebaut. In der ehemaligen DDR waren nach Linke [2008, mdl.] diverse Spezialisten u. a. aus dem Chemieanlagenbau beteiligt, die ihr Know-how in den Behälterbau und die Installation von Rührwerkstechnologien einbrachten.

4.3.1.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die Pionierphase stand, ausgelöst durch die Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren (vgl. Kapitel 3.1.2) im Zeichen der Suche nach energiewirtschaftlichen Alternativen. Bei der Suche nach alternativen Energieversorgungsoptionen hatte die Biogastechnologie in der BMBF-Forschungsförderung nur einen vergleichsweise geringen Stellenwert. Im Kontext der Forschungsförderung etablierte sich ein überschaubares landwirtschaftliches Forschungsnetzwerk, das sich mit Biogastechnologien zunächst unter dem Blickwinkel der Reststoffverwertung von Gülle befasste. Der Innovationsprozess war durch eine geringe Dynamik gekennzeichnet. Soziale und institutionelle Steuerungsimpulse, die den Innovationsverlauf antrieben, waren in ihrer Wirkung beschränkt. Eine Vernetzung zwischen Forschungsakteuren und Anwendern fehlte. Als Pioniere traten idealistische Landwirte und Bastler, die der Umweltbewegung zuzurechnen waren, hervor.[281] Die Biogaserzeugung erfolgte mit geringem

---

[279] Die KTBL ist eine Einrichtung im Geschäftsbereich des Bundeslandwirtschaftsministeriums, zu deren Aufgaben der Transfer von Technologien in die landwirtschaftliche Anwendungspraxis gehört. Vgl. http://www.ktbl.de/index.php?id=9 (Abruf 21.08.2009). Die Aufgaben als Projektträger im Bereich Biogas gingen ab 1994 auf die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (vgl. Kapitel 4.3.2.5) über.

[280] Bereits seit 1981 war die Haase Energietechnik GmbH (2002 umgewandelt in eine AG) im Bereich der Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA), Deponie-Verfahrenstechnik (Deponiegas, Sickerwasser) und Energietechnik tätig. Vgl. http://www.haase-energietechnik.de (Abruf 17.08.2009)

[281] Mit Ausnahme der Abwärmenutzung fehlte über weite Strecken ein wirtschaftlicher Anreiz für die Biogaserzeugung.

Wirkungsgrad auf niedrigem technischen Niveau („trial and error“).[282] Trotz vieler Fehlschläge waren Landwirte die Protagonisten der Entwicklung, die im Erfolgsfalle die Hemmschwelle für Nachahmungswillige senkten.

Die Technologieentwicklung und ihre Adaption in der Praxis entsprachen dem Typus der inkrementellen Innovation. Die Technikanwendung und das Adaptionsgeschehen waren stark dezentral – d. h. vornehmlich zur Selbstversorgung – angelegt. Von lokalen oder regionalen Schwerpunkten ausgehend, beruhte die Vernetzung der Protagonisten auf persönlichen Kontakten. Einzelpersonen, z. T. mit wissenschaftlichem Hintergrund[283] wirkten als „change agents“, indem sie Expertenwissen in die Gruppe der Anwender trugen und gemeinsame Projekte realisierten.

[282] „Da gab es viele Fehlentwicklungen, die meisten Landwirte wussten gar nicht, was da in ihrer Tonne vor sich ging.“ [Weiland, 2008, mdl.].

[283] In dieser Phase zum Beispiel ehem. wissenschaftliche Mitarbeiter an der TU München-Weihenstephan.

4.3.2 Phase 2: Erste Aufbruchphase zwischen 1990 und 1999

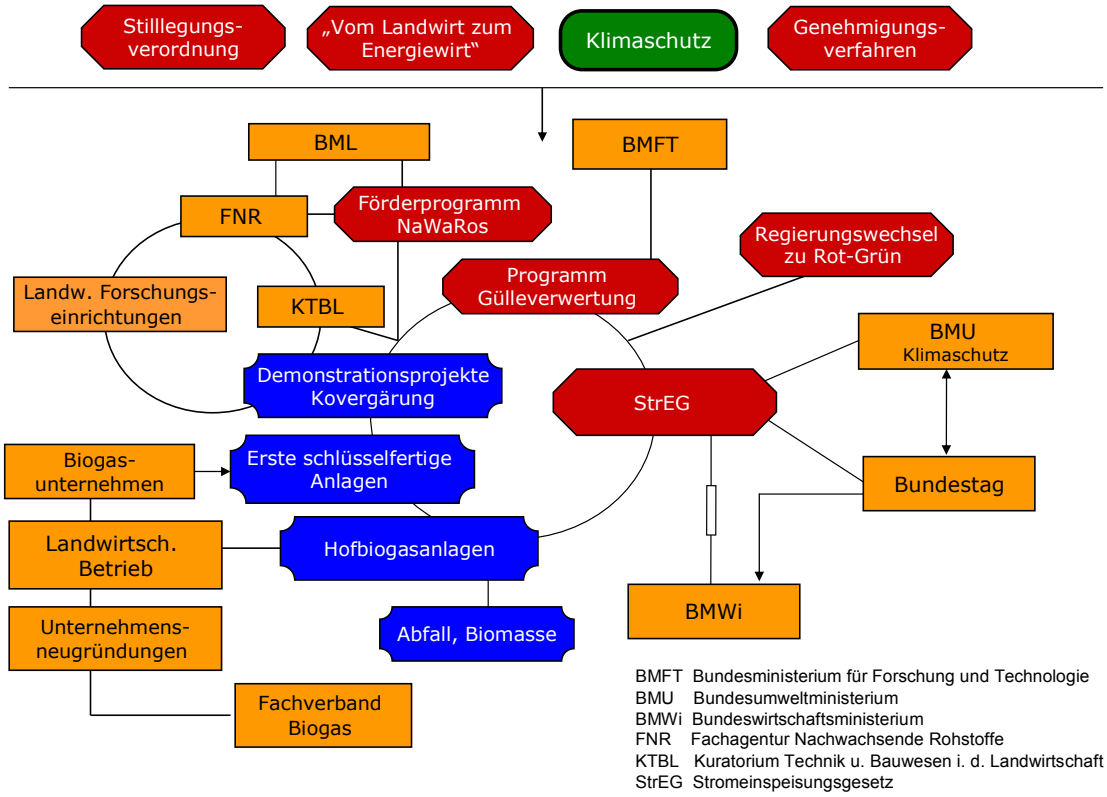


Abbildung 4-3: Konstellation Phase 2: Erste Aufbruchphase zwischen 1990 und 1999

4.3.2.1 Charakteristika der Konstellation

Die Konstellation untergliedert sich in zwei Teilkonstellationen[284], deren Ziele und Ausrichtung der Biogaserzeugung nicht vollständig kongruent sind. Die Teilkonstellation aus vorwiegend dem Landwirtschaftssektor zugehörigen Forschungsakteuren befasst sich mit der Biogaserzeugung weiterhin vorwiegend unter dem Aspekt der Gülleverwertung. Die Konstellation beinhaltet Elemente, die die Biogaserzeugung stärker in den Kontext der Erzeugung erneuerbarer Energien rücken.

Die primär auf die Gülleverwertung und Anbau nachwachsender Rohstoffe ausgerichtete Konstellation richtete sich erst ab Mitte der 1990er auch stärker auf die erneuerbaren Energien aus, die einen neuen bzw. weitergehenden Begründungskontext lieferten, und passte die Forschungsaktivitäten entsprechend an.

Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), die als Projektträger für die Ressortforschung des Bundeslandwirtschaftsministeriums im Bereich Nachwachsender Rohstoffe

[284] In Abbildung 4-3 durch die beiden Kreise angedeutet.

gegründet wurde, begann den Fokus sukzessive auch auf Fragen der Energieerzeugung mit Biogas auszuweiten.

Im Kern der sich etablierenden neuen Konstellation, welche die Stromerzeugung aus Biogas im Fokus hatte, stand das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG[285]), dessen Inkrafttreten 1991 die einsetzende Wirkung der staatlichen Steuerung markierte. Die im StrEG 1991 für Strom aus Biogas vorgesehene Vergütung hatte aufgrund zu geringer Vergütungsanreize zunächst nur Signalwirkung; Anfang der 1990er wurde nur ein geringer Anstieg der Anlagenzahlen induziert. Erst die im Rahmen der StrEG-Neufassung 1994 angehobenen Vergütungssätze sorgten schließlich für einen nennenswerten Anlagenzubau, so dass eine gewisse Marktdynamik – ein erster Aufbruch – zustande kam.[286]

Als technische Elemente gehörten weiterhin kleine und mittlere Hofbiogasanlagen, die vornehmlich mit Gülle, zum Ende der Phase zunehmend auch mit Beimischungen von organischen Abfällen oder nachwachsenden Rohstoffen (Reststoffen) beschickt wurden, zum Kern der Konstellation. Das Angebot erster schlüsselfertiger Anlagen war ein Meilenstein auf dem Weg zur Professionalisierung der Branche.

Die Erweiterung des Gärsubstrate-Spektrums um organische Abfallstoffe brachte Akteure der Abfallwirtschaft ins Spiel. Diese hatten Entsorgungsengpässe und sahen in der Vergärung eine günstige Verwertungsmöglichkeit. Die Vergärung organischer Abfälle in Kofermentationsanlagen erwies sich als lukrativ. Das Geschäftsfeld brachte zum Ende der 1990er Jahre einen deutlichen Anstieg der Anlagenzahlen hervor.

Unter den politischen Akteuren entwickelte v. a. der Bundestag treibende Kraft. Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der Enquête-Kommission[287] verfolgten engagierte Abgeordnete verstärkt das Ziel einer klimaschonenden Energieerzeugung. Der Bundestag unterstütze die StrEG-Novellen und sorgte für entsprechende Nachbesserungen der Vergütungssätze.

Der Wechsel zu einer rot-grünen Regierung führte 1998 schließlich zu einer Umbruchsituation, in der sich weitergehende Möglichkeiten für die erneuerbaren Energien eröffneten.

4.3.2.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Der Klimaschutz war seit Beginn Anfang der 1990er Jahre ein wichtiger Begründungskontext für staatliches Handeln, insbesondere für die Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

---

[285] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[286] Die StrEG-Novellen 1996 und 1998 entwickelten in der Konstellation keine treibende Kraft.

[287] Zur Rolle der Enquete-Kommission vgl. weitergehend Kapitel 3.4.2.2.

Im Jahr 1993 wurde die Stilllegungsverordnung der EU[288] verabschiedet. Landwirte können seither auf der gesamten im Rahmen der konjunkturellen Stilllegung[289] stillgelegten Fläche oder Teilen davon nachwachsende Rohstoffe anbauen. Nach der Verordnung bekamen die Landwirte für diese Flächen weiterhin eine Stilllegungsprämie, wenn sie bestimmte Bedingungen einhielten und nachwiesen, dass die Anbauprodukte einer energetischen oder industriellen Verarbeitung zugeführt wurden. Der Anbau von Raps für die Gewinnung von Biokraftstoffen profitierte von dieser Regelung. Die damit verbundenen Einkommensmöglichkeiten lenkten die Aufmerksamkeit der Landwirte auf den Bioenergiesektor. Das Schlagwort „Vom Landwirt zum Energiewirt“ kennzeichnete den einsetzenden Bewusstseinswandel: Landwirte und ihre Verbandsvertretungen erkannten die steigende wirtschaftliche Relevanz des energetischen Produktions- und Verwertungszweiges („zweites Standbein“), allerdings stand die Stromerzeugung gegenüber den Biokraftstoffen noch im Hintergrund.

Mitte der 1990er Jahre stieg die Nachfrage nach Baugenehmigungen für Biogasanlagen an. Die baurechtliche Genehmigungslage erwies sich als unübersichtlich: Bei der Errichtung von Biogasanlagen (auch von Kleinanlagen im Rahmen landwirtschaftlicher Betriebe) waren eine Vielzahl von Rechtsvorschriften aus den Bereichen Baurecht, Luftreinhaltung, Gewässerschutz, Hygiene und Veterinärrecht, Düngung, Sicherheitstechnik zu beachten, die sich nach Klinski [2005] sachlich und vollzugstechnisch nur schwierig handhaben ließen. Hier zeichnete sich bereits ein Anpassungsbedarf der rechtlichen Regelungen für die Genehmigung dieses neuen Anlagentypus ab.

4.3.2.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Vergütung nach Stromeinspeisungsgesetz und 100-Mio.-Programm

Die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) aus dem Jahr 1991[290] markierte den Beginn der staatlichen Förderung der Verstromung von Biogas. Ausschlaggebender Impuls war die Absicherung der Investition, die im landwirtschaftlichen Bereich nicht so leicht aufzubringen war. Die garantierte Mindestvergütung war nach Weiland [2008, mdl.] entscheidend für die Akzeptanz und nachfolgende Breitenwirkung in der landwirtschaftlichen Praxis. Der festgelegte Vergütungssatz von 75 % des Durchschnittserlöses (rund 14 Pfg/kWh) war allerdings noch nicht kostendeckend. Abhilfe sollte die nachfolgende StrEG-Neufassung von 1994 schaffen. Die Anhebung der Vergütung auf 80 % des Durchschnittserlöses (rund 15 Pfg/kWh) verbesserte die Wirtschaftlichkeit geringfügig und stimulierte die Anlagenbetreiber, die Gasausbeute und anschließende Stromerzeugung effektiver zu gestalten.

---

[288] Im 15. Februar 1993 erließ die Kommission der Europäischen Gemeinschaften die Verordnung (EWG) Nr. 334/93. Diese Verordnung wurde am 18. März 1994 durch die Verordnung (EG) Nr. 608/94; am 26. Juli 1995 durch die Verordnung (EG) Nr. 1870/95 und am 19. Dezember 1995 durch die VO (EG) Nr. 2991/95 geändert. Diese Verordnungen enthalten detaillierte Durchführungsbestimmungen zum Anbau nachwachsender Rohstoffe auf stillgelegten Flächen.

[289] Stilllegungsflächen im Rahmen der konjunkturellen Stilllegung sind landwirtschaftliche Flächen, die zeitweise nicht der Nahrungsmittelproduktion dienen.

[290] Zur Entstehung des StrEG und den Zielen vgl. Kapitel 3.7.2.

Angesichts der Entwicklung von Fermentationstechnologien zur Vergärung organischer Reststoffe (vgl. Kapitel 4.3.2.4) wuchs das Interesse z. B. der Lebensmittelindustrie, ihre organischen Abfälle als Substrate für die Biogaserzeugung zu verwenden. Für Anlagenbetreiber war die Verwendung dieser Reststoffe besonders lukrativ. Zusätzlich zur Einspeisevergütung erhielten sie von den Lebensmittelproduzenten Geld für die Abnahme der Reststoffe. [291]

Parallel zur Fortschreibung des Stromeinspeisungsgesetzes legte das Bundeswirtschaftsministerium 1994 ein „100-Mio.-Programm“ auf, mit dem Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien u. a. in der Landwirtschaft durch Investitionszuschüsse gefördert wurden. Ziel war eine Steigerung der Nachfrage entsprechender Technologien sowie eine Senkung der Produktions- und Investitionskosten. Im Zeitraum von 1995 bis 1999 förderte das Bundeswirtschaftsministerium Biogasanlagen mit insgesamt rund 14 Mio. DM [Staiß 2000, II-31]. Diese Förderung verbesserte – zusammen mit der Anhebung der Vergütungssätze im StrEG 1994 – die ökonomischen Rahmenbedingungen.

Forschungsförderung des Bundes

Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und –verwertung (Bundesforschungsministerium)

Die Forschungsförderung des Bundesforschungsministeriums (BMFT) konzentrierte sich im 3. Energieforschungsprogramm (1991 bis 1998) auf die umweltgerechte Entsorgung von Rest- und Abfallstoffen. Um verschiedene Optionen zur Lösung dieser Gülleprobleme zu untersuchen, rief das Bundesforschungsministerium den Förderschwerpunkt „Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und -verwertung“ ins Leben. Diese Ausrichtung erfolgte aufgrund der massiven Gülleentsorgungsproblematik[292] in den neuen Bundesländern. Die in den Massentierhaltungsbetrieben anfallende Güllemengen sollte auch hier einer Zwischennutzung zugeführt werden. Während der siebenjährigen Laufzeit dieses Förderschwerpunktes wurden ca. 20 Demonstrations- sowie Forschungs- und Entwicklungs-(F & E-)Vorhaben zur Gülleaufbereitung mit einem Volumen von 40 Mio. DM untersucht. Das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) betreute die Demonstrationsanlagen von 1990 bis 1997 und erstellte eine Dokumentation der Ergebnisse.[293] Mit diesen Großprojekten wurde nach Döhler [2008, mdl.] ein Quantensprung vollzogen, der den Biogassektor entscheidend vorangebracht hat da gezeigt wurde, dass die Anlagentechnik auch im großen Maßstab[294] funktionierte. Insofern brachte das Programm des Bundesforschungsministeriums einen bedeutenden Innovationsschub für die Entwicklung der Technologien im großen Maßstab.

---

[291] Bereits zu dem Zeitpunkt zeichnete sich ein Nachsteuerungsbedarf ab, da die Vergärung von organischen Abfällen mit Schadstofffreisetzung verbunden war und die Frage der Verbringung belasteter Gärreste gelöst werden musste. Vgl. Kapitel 4.3.3.3 zum Erlass der Biomasseverordnung.

[292] Über die Umweltprobleme durch Güllelagerung und -ausbringung in großem Maßstab wurde auch in den Medien unter dem Stichwort Güllelagunen berichtet.

[293] Vgl. KTBL [1999].

[294] Hier: im Leistungsbereich von 300 bis 500 kW.

Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe (Bundeslandwirtschaftsministerium)

Begonnen unter Minister Ignaz Kiechle (CSU) und ab 1993 fortgeführt von Minister Jochen Borchert (CDU), wurde mit der Gründung der FNR (vgl. Kapitel 4.3.2.5) das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe[295] initiiert. In der Forschungsförderung des Bundeslandwirtschaftsministeriums gewann die Bioenergieerzeugung als Standbein der ländlichen Entwicklung dadurch zunehmend Gewicht.[296] Die Förderung der Bioenergie verfolgte in dieser Phase das Ziel, eine möglichst große Zahl von Bioenergie-Linien wettbewerbsfähig zu machen [WBA 2007, 174]. Gegenüber der Forschung zur Erzeugung von Biokraftstoff hatte die Biogasforschung in den 1990er Jahren einen deutlich geringeren Anteil.

Auf Grundlage der Gülzower Fachgespräche[297] wurde die Schwerpunktsetzung des Förderprogramms Nachwachsende Rohstoffe ab 1995 stärker auf den Bereich Biogas ausgerichtet [Schütte 2008, mdl.], das Hauptgewicht lag aber nach wie vor auf dem Biokraftstoffsektor.

Aus Sicht der landwirtschaftlichen Forschungseinrichtungen war eine systematische Evaluation wünschenswert, um Fehlentwicklungen erkennen und korrigieren zu können [Weiland 2008, mdl.]. Ein entsprechender Förderschwerpunkt konnte sich jedoch nicht im Förderprogramm der FNR etablieren. In Niedersachen förderte schließlich die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU) eine Evaluation von Biogasanlagen durch die FAL. Die Ergebnisse konnten jedoch nicht ausreichend kommuniziert werden, so dass letztendlich „doch jeder seine eigenen Erfahrungen machen musste“ Holz [2008, mdl.].

4.3.2.4 Technologie- und Marktentwicklung

Fermentation: Erhöhung der Gasausbeute durch Kofermentation

In den landwirtschaftlichen Betrieben herrschten Verfahren der Nassfermentation mit kontinuierlicher Beschickung[298] vor. Die Gasausbeute allein aus Gülleferment ation erbrachte zu niedrige Erträge. Nachdem es zunächst der einhelligen Fachmeinung entsprach, dass Beimischungen anderer organischer Stoffe prozesssteuerungstechnisch nicht zu bewältigen seien [Weiland 2008, mdl.], führte die Landesanstalt für Landtechnik in Triesdorf 1994 erfolgreiche Vergärungsversuche mit frischem Gras sowie mit Gras-Silage durch.[299] Aufbauend auf diesen Erfahrungen fanden Gras und organische Reststoffe[300] zunehmend Verwendung.

---

[295] Zuständig: zunächst Bundesamt für Ernährung und Forstwirtschaft (BEF), Projektträger Agrarforschung (Sitz Frankfurt); Ab 1994: FNR. Inhaltliche Akzentuierungen erfolgen durch „Bekanntmachungen“ von Förderschwerpunkten.

[296] Die Entscheidungen über die Ausrichtung der Forschungsförderung wurden im Bundeslandwirtschaftsministerium auf der Grundlage der fachlichen Empfehlungen der KTBL und später der FNR getroffen. Zuständiger Abteilungsleiter im Bundeslandwirtschaftsministerium war Dr. Herrmann Schlagheck.

[297] Expertenrunden, die regelmäßig unter Beteiligung eingeladener Experten aus der Praxis und der Forschung zur Ausrichtung der Forschungsschwerpunkte durchgeführt werden.

[298] Bei diesem Verfahren wird das Substrat dem Behälter kontinuierlich in kleinen Mengen zugeführt, wobei ausgefaultes Substrat (Gärreste) an anderer Stelle aus dem Behälter herausgedrückt wird.

[299] Vgl. http://www.graskraft.com/konzept/Hintergrund.htm; nach Schneider [o.J.]

[300] Zum Beispiel Festmist, Futterreste, verdorbene Silage, nicht marktfähige Kartoffeln.

Mitarbeiter der FH Weihenstephan sowie einzelne norddeutsche Biogasbauern setzten das Experimentieren mit der Beimischung biogener Rest- und Abfallstoffe[301] fort.

Durch Kofermentation[302] konnte die Gasausbeute auf ein Mehrfaches der reinen Gülle-fermentation gesteigert werden. Die Möglichkeit, auf diese Weise den Erlös zu steigern, verbreitete sich schnell unter den Anlagenbetreibern.[303] Bereits ab Anfang der 1990er Jahre gab es z. B. eine privatwirtschaftliche Anlage in Wittmund[304], in der Gülle und Abfälle aus der Lebensmittelagrarindustrie vergoren wurden [Weiland 2008, mdl.]. Das BMFT-Programm Umweltgerechte Gülleverwertung (vgl. Kapitel 4.3.2.3) förderte auch die Realisierung einzelner Groß-Kofermentationsanlagen.[305] Angesichts des begrenzten Gülleaufkommens wurden darin Bioabfälle als Kosubstrate eingesetzt. Ende der 1990er Jahre wurde Bioabfall jedoch ein knappes Gut.[306] Infolge der Konkurrenz mit kommerziellen Bioabfall-vergärungsanlagen verringerte sich die Vergütung für die Entsorgungsdienstleistung, so dass die Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Bioabfall-Kofermentationsanlagen drastisch zurückging. Es zeichnete sich deutlich ab, dass dringend neue Substrate erschlossen werden mussten. Als „Lückenbüßer“ bot sich der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo[307]) an, die neu in das Vergütungssystem aufgenommen werden mussten, wenn die Entwicklung am Laufen gehalten werden sollte.

Wandlungstechnologien und Wärmenutzung

Die Verstromung des Biogases erfolgte in den 1990er Jahren in kleinen Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Gas- oder Zündstrahlmotoren[308]. Der erzeugte Strom wurde ins Netz eingespeist und die Abwärme des Motors am Ort für die Fermenter- und Gebäudebeheizung verwendet.[309] In der weit überwiegenden Zahl der Fälle war die Wärmenutzung jedoch meist gering, weil sich vor Ort – z. B. für die Heizung von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden – nur selten eine ganzjährige Wärmenutzung realisieren ließ.

---

[301] Schlachthofabfälle, organische Abfälle aus Großküchen, biogene Industrieabfälle wie etwa Fettschlämme aus der Nahrungsmittelindustrie.

[302] Vgl. Technikglossar

[303] Kofermentationsanlagen waren durch die gezahlten Beseitigungsentgelte für organische Abfälle wirtschaftlich besonders attraktiv, denn die Betreiber erhielten ein zusätzliches Entgelt von entsorgungspflichtigen Betrieben für die Beseitigung von deren organischen Abfällen [Mautz & Byzio 2005, 72].

[304] www.biogasanlage-wittmund.de (Abruf 17.08.2009).

[305] Einer Gruppe norddeutscher Landwirte, der „Soltauer Gruppe“ soll es nach Mautz & Byzio [2005, 72] damals gelungen sein, diese Fördermittel nahezu vollständig abzuschöpfen. So entstanden zwischen 1996 und 2001 im Großraum Soltau ca. 20 relativ großformatige Biogasanlagen.

[306] In dieser Zeit entstanden nach Mautz & Byzio [2005, 73] auch kommerzielle Biomüllvergärungsanlagen außerhalb der Landwirtschaft.

[307] Vgl. Technikglossar

[308] Vgl. Technikglossar

[309] Im Sommer besteht aber ein Wärmeüberschuss, der an die Luft abgegeben wird, so dass die Energie vollständig ungenutzt bleibt.

Kosten- und Marktentwicklung ab 1990

Durch das StrEG betrug die Vergütung für eingespeisten Strom anfangs rund 14 Pfg/kWh (StrEG 1991), später dann gut 15 Pfg/kWh (StrEG 1994). Damit verbesserten sich in Deutschland zwar die wirtschaftlichen Bedingungen für die Nutzung in Biogasanlagen. Um Kostendeckung bzw. eine Amortisation innerhalb überschaubarer Zeiträume zu erreichen, mussten die Investitionskosten gering gehalten werden. Die niedrige Vergütung deckelte die technologische Ausstattung der Fermenter[310] [Holz 2008, mdl.]. Trotz der beschriebenen Stimulation konnte hier kein Entwicklungsschub erreicht werden. Da die Technologien zur Stromerzeugung weiterhin ineffizient waren, ließ sich die verbesserte Gasausbeute nicht direkt in eine höhere Stromeinspeisung umsetzen. Die Entwicklung und Anwendung der Anlagentechnologien – von der Fermentation bis zur stärkeres Gewicht erlangenden Verstromung – wurde ausgesprochen stark von den in der Landwirtschaft herrschenden ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen bestimmt.

Der in Folge der Strommarktliberalisierung deutliche Rückgang bei den Strompreisen 1998/1999 führte bis 2000 zu einem Rückgang der Einspeisevergütung um rund 1 Pfg/kWh. Dies reduzierte die ohnehin geringe Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zusätzlich. Im Biogassektor brach der Markt für BHKW-Neuinstallationen vorübergehend zusammen.[311]

Das erschließbare (kostengünstige bis –neutrale) Reststoffaufkommen erwies sich als begrenzt. Andere Substrate wie NawaRo waren (noch) keine Alternative, da ihre Erzeugung und Bereitstellung kostenwirksam waren und über den damaligen Vergütungssatz nicht abgedeckt werden konnten.

Entwicklung der Anlagenzahlen

Biogasanlagen wurden in den 1990ern weiterhin vornehmlich als Hofbiogasanlagen in Betrieben der Tierproduktion (Rinder, Schweine, Hühner) gebaut. Dort lag der Schwerpunkt weiterhin auf der energetischen Nutzung betriebseigener Reststoffe wie Gülle. 1996 errichtete Gerrit Holz, der spätere Gründer der Biogas Nord GmbH, eine Biogasanlage auf dem elterlichen Hof: „Das war die erste Biogasanlage im Landkreis Gütersloh, die achte in Nordrhein-Westfalen, die Nr. 400 in Deutschland.“ [Holz 2008, mdl.].

---

[310] Vgl. Technikglossar

[311] Vgl. http://www.bkwk.de/bkwk/infos/chronik/ (Abruf 17.08.2009)

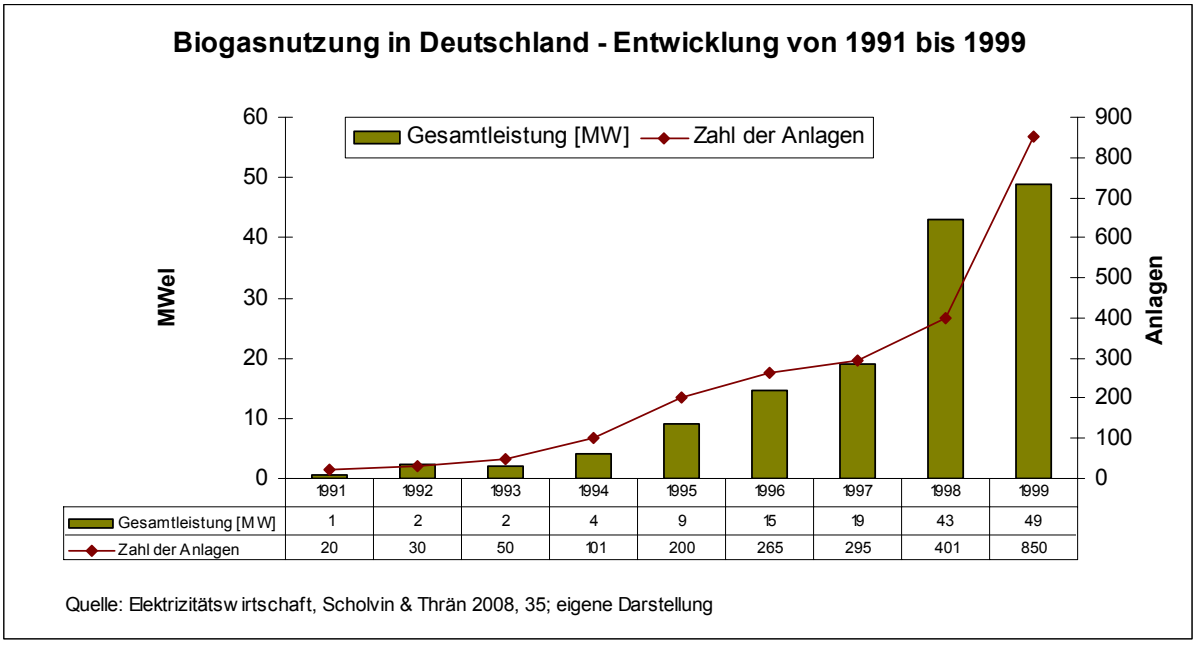


Abbildung 4-4: Gesamtleistung und Anlagenzahl der Biogasnutzung in Deutschland bis 1999

Abbildung 4-4 zeigt, dass am Ende der Aufbruchphase 1999 deutschlandweit erst rund 850 Anlagen mit rund 50 MW_{el} installiert waren. Die Größe der güllebasierten Anlagen orientierte sich an der hofbedingten Substratverfügbarkeit und bewegte sich in dieser Phase im Bereich von durchschnittlich 50 bis 60 kW_{el}. Größere Biogasanlagen waren nur in den neuen Bundesländern naheliegend, da dort Betriebe mit Viehbeständen im Bereich von einigen tausend Tieren und entsprechendem Gülleaufkommen vorhanden waren.

4.3.2.5 Akteure der Konstellation

Gegenüber der Vorphase traten in der Aufbruchsphase die Unternehmen einer sich bildenden Biogasbranche als Akteure hinzu. Die Biogaspraxis wurde weiterhin vom landwirtschaftlichen Anwendungskontext bestimmt. Auch die Forschungseinrichtungen waren mit ihren Fragestellungen darauf ausgerichtet. Die Vernetzung zwischen Forschung und Anwendungspraxis war allerdings auf Einzelpersonen[312] beschränkt.

Rolle des Bundestages und beteiligter Ressorts

Der Bundestag hatte in dieser Phase durch die Vorbereitung und Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes eine zentrale treibende Kraft entwickelt (vgl. Kapitel 3.7.2). Erst mit dem Regierungswechsel 1998 zu Rot-Grün (vgl. Kapitel 3.5.2) wurden die Weichen dafür gestellt, dass sich neben dem landwirtschaftlichen Innovationsnetzwerk zur Erforschung der Fermentationstechnologien auch ein Innovationsnetzwerk etablieren konnte, dass sich in der Folgezeit stärker mit der energetischen Nutzung und Wandlungsprozessen befassen sollte.

[312] Einzelne Wissenschaftliche Mitarbeiter der Forschungseinrichtungen (z. B. Weihenstephan) machen sich in Süddeutschland selbständig.

Für das Bundeslandwirtschaftsministerium stand die Bewältigung der Gülleproblematik als Folge der industriellen Tierhaltung im Vordergrund (vgl. Kapitel 4.3.1.2). Als sich gegen Ende der Phase zunehmend Zielkongruenzen zwischen den Zielen der Ländlichen Entwicklung und der Förderung erneuerbarer Energien abzeichneten, griff das Landwirtschaftsressort diese verstärkt auf.

Das Bundeswirtschaftsministerium hatte kein explizites Interesse an der Bioenergieförderung im Landwirtschaftssektor.

Die Hauptanwender: Landwirte

Landwirtschaftliche Betriebe boten günstige strukturelle Voraussetzungen für die Produktion regenerativer Energien.[313] Der Biogassektor war in dieser Phase weiterhin fast ausschließlich in der Hand landwirtschaftlicher Akteure.

Die Integrierbarkeit in landwirtschaftliche Betriebsabläufe sowie einfache, robuste Technik waren zentrale Anforderungen an den Anlagenbau in der Praxis. Da es keinen expliziten Förderrahmen[314] für Biogas gab, stand die Realisierung unter den Bedingungen des StrEG nach wie vor unter einem starken wirtschaftlichen Deckel: Aufgrund der beschränkten Finanzmittel wurden kostengünstige, z. T. improvisierte Lösungen bevorzugt. Das spezifische Selbstverständnis der Landwirte und ihr Bedürfnis nach Unabhängigkeit trugen dazu bei, dass der Betriebstyp „Einzel-Hofanlage“ weiterhin vorherrschte und genossenschaftliche Beteiligungslösungen noch keine Rolle spielten. Die Landwirte tauschen sich in überwiegend regional organisierten Erfahrungsnetzwerken aus. Als anerkannte und vertrauenswürdige Experten galten insbesondere solche, die selber erfolgreiche Anlagenrealisierungen vorweisen konnten oder als landwirtschaftliche Berater – z. B. der Landwirtschaftskammern – ausreichend „Stallgeruch“ mitbrachten.

Forschungseinrichtungen in der Aufbruchphase

Die Aufbruchphase ist geprägt von einer Neuorganisation der Forschungslandschaft. Nach der Wende erweiterte sich die in Kapitel 4.3.1.3 bereits beschriebene westdeutsche Biogas-Forschungslandschaft, um Institute, die bereits in der ehemaligen DDR Erfahrungen im Bereich Biogaserzeugung und -nutzung gesammelt hatten. Hierzu gehörten das Institut für Düngungsforschung der Akademie der Landwirtschaftswissenschaften in Potsdam[315] und das Institut für Energetik (Leipzig). Das Institut für Energetik in Leipzig[316] war das wichtigste energiewirtschaftliche Forschungsinstitut der damaligen DDR. Nach einigen Zwischenschritten etablierte es sich ab 1995 als Institut für Energetik und Umwelt gGmbH.[317]

---

[313] Zum Beispiel große Nutzflächen (Wind); große Dachflächen (Photovoltaik); Biomasse (Biogas); vgl. Mautz & Byzio [2005, 44].

[314] Etwa vergleichbar mit dem 250 MW-Programm im Windbereich.

[315] Sitz in der Templiner Straße mit einer Nebenstelle in Nordhausen. Das Institut für Düngungsforschung ging zum Teil mit im ATB Potsdam-Bornim auf.

[316] 1953 in Halle/Saale gegründet, 1958 nach Leipzig übergesiedelt.

[317] Das Institut für Energetik und Umwelt gGmbH wurde 2007 in das Deutsche Biomasse-Forschungszentrum überführt.

1992 gründete sich das „Institut für Agrartechnik“ Potsdam-Bornim (ATB)[318] auf dem Gelände des ehemaligen Instituts für Mechanisierung der Landwirtschaft in Potsdam-Bornim. In der Person von Prof. Linke[319] konnten die in der ehemaligen DDR gewonnenen großtechnischen Erfahrungen der Güllebehandlung und Biogaserzeugung nutzbar gemacht werden.

Als Projektträger des Bundeslandwirtschaftsministeriums löste die 1994 neu gegründete Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)[320] die KTBL als Projektträger ab. Die FNR nahm zunehmend Einfluss auf die Forschungsausrichtung und Schwerpunktsetzung der Forschungsförderung zu nachwachsenden Rohstoffen und auch zur Biogasforschung.

Neue Unternehmen – Das Entstehen der Biogasbranche

Ab Mitte der 1990er Jahre gründeten sich erste Unternehmen, die umfassende Beratungsleistungen für potenzielle Betreiber, angefangen von der Standortplanung, Dimensionierung, Beschickung bis hin zum Bau der Anlagen aus ausgewählten Komponenten, übernahmen. Hinzu kamen die Inbetriebnahme und schließlich auch die verfahrenstechnische Beratung und Begleitung des Anlagenbetriebs.

Motive und Verlauf der Unternehmensgründungen wiesen erstaunliche Parallelitäten auf: Die Unternehmensgründer hatten sich nach einer technischen und/oder naturwissenschaftlichen Hochschulausbildung „aus Umweltschutzmotiven“ der Biogastechnologie zugewandt. Sie kamen aus der Landwirtschaft und sammelten ihre Praxiserfahrungen durch die Realisierung ihrer Anlagenkonzepte im „Selbstversuch“ zunächst auf dem elterlichen Hof.[321] Die erfolgreiche Realisierung eines funktionsfähigen „Referenzprojektes“ war schließlich Ausgangspunkt für weitere Aufträge. „Unsere Leistung war es, für knappes Geld Anlagen zu bauen, die man vorzeigen konnte“ [Holz 2008, mdl.]. Für den Unternehmenserfolg im landwirtschaftlichen Segment war es ausschlaggebend, das Vertrauen der Landwirte zu gewinnen. Beispielanlagen „zum Anfassen“ und „einer von ihnen“ zu sein waren dafür wichtige Voraussetzungen.

Die in BHKW- und Gülletechnik bereits etablierten Hersteller und Unternehmen hatten im Biogasbereich bis dahin kaum Fuß gefasst. Die neuen Unternehmen erbrachten neben der technischen Planung zentrale Koordinationsleistungen, denn im Biogasbereich bedarf es einer besonders engen Verzahnung der verschiedenen Einflussfaktoren: Standortwahl, Substrate, biochemische Prozesse, genehmigungsrechtliche Fragen. Und nicht zuletzt musste

---

[318] Später umbenannt in Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V.

[319] Heute Leiter der Abteilung „Bioverfahrenstechnik“ im Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V.

[320] Laut Justinger [2008, mdl.] ging die Gründung der FNR auf eine Initiative des Staatssekretäre der befassten Ressorts zurück, die damit ein Zerwürfnis zwischen Bundeslandwirtschafts- und Bundesforschungsministerium über die Anteile an der Forschungsfinanzierung beenden wollten.

[321] Dieser Gründungsweg trifft beispielsweise für Ulrich Schmack (Schmack Biogas GmbH), Jörg Meyer zu Strohe und Hendrik Becker (PlanET Biogastechnik GmbH) und Christoph Martens (MT-Energie GmbH) zu. Von der individuellen Anlagenkonzeption schafften sie innerhalb kurzer Zeit den Schritt zur Serienproduktion mit entsprechendem Unternehmenswachstum.

man sich mit der Denkweise der Landwirte befassen. Darin, alle diese Aspekte zusammenzuführen, lag der Vorteil der neuen Unternehmen [Holz 2008, mdl.].

Die Anlagenplanungsunternehmen arbeiteten in der Regel herstellerunabhängig. Die Komponenten wurden einzelfallbezogen zusammengestellt. Hersteller und damit Zulieferer aus der Land- bzw. Gülletechnik waren Firmen wie Flygt[322] und UTS Umwelttechnik GmbH[323] (Rührwerke), Eisele GmbH[324] (Pumpen, Beschickung), sowie Firmen wie Wolf[325] oder Sundermann[326], die im Bereich Betonbehälterbau etabliert waren. Die Hersteller passten die Komponenten entsprechend der Anforderungen der Anlagenbauer an die spezifischen Erfordernisse der Biogaserzeugung an und entwickelten die Komponenten aufgrund der Praxiserfahrungen sukzessive zu eigenen Anlagenlinien weiter.

Biogas-Verbände

Ausgehend von den kleinstrukturierten Biogas-Hofanlagenbetreibern in Süddeutschland begann sich die Biogasszene zu organisieren. 1992 gründete sich der Fachverband Biogas e.V.[327] unter dem Vorsitz von Heinz Schulz[328] als Fachforum überwiegend kleiner und mittlerer landwirtschaftlicher Betreiber sowie Unternehmen, die diesen Sektor mit Biogastechnologie und Verfahrensprozesstechnik bedienten. Für die Mitglieder des Fachverbandes Biogas stellten die jährlichen Fachverbandstagungen das wichtigste Forum zur fachlichen Vernetzung dar. „Dort wurden praxistaugliche Sachen gezeigt, man hat Exkursionen gemacht und sich Anlagen, also konkrete Problemlösungen, angeschaut. Dieser praktische Austausch hat aus meiner Sicht eigentlich den Durchbruch gebracht.“ [Holz 2008, mdl.]. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde der fachliche Austausch mit den Nachbarländern Österreich und der Schweiz gesucht. Vertreter aus anderen EU-Mitgliedsstaaten wurden eingeladen, um sich über den Entwicklungsstand und Ausbaupotenziale zu informieren.[329] Damit erfolgte eine frühzeitige Orientierung auf die benachbarten europäischen Märkte.[330]

Die politische Interessenvertretung des Fachverbandes war hingegen zunächst nur wenig effizient. Die heterogene Mitgliederstruktur aus Betreibern verschiedener Anlagengrößen, sich professionalisierenden Anlagenbauern und Herstellern verursachte interne Interessenskonflikte. Zudem konnte der Verband angesichts chronisch geringer Finanzmittel in dieser

---

[322] ITT Flygt Pumpen GmbH, 30834 Langenhagen

[323] UTS Umwelttechnik GmbH, 84405 Dorfen

[324] Franz Eisele u. Söhne GmbH u. Co.KG, 72488 Sigmaringen

[325] Wolf GmbH & Co KG, 57234 Wilnsdorf

[326] Sundermann GmbH & Co., 32683 Barntrup-Alverdissen

[327] Der Fachverband hat seit 1999 seinen Sitz in Freising bei München; Vgl. http://www.biogas.org/ (Abruf 29.09.2009).

[328] Dr. Heinz Schulz († 1998) war Leiter der Abteilung Umwelt- und Energietechnik der bayerischen Landesanstalt für Landtechnik, Geschäftsführer des Landtechnischen Vereins in Bayern.

[329] Vgl. Tagungsbericht des Fachverbandes 1997 zum Schwerpunkthema Europa mit Berichten aus Luxemburg, England, Österreich und Italien.

[330] Im Rahmen der Jahrestagung 2004 erweiterte der Fachverband den Betrachtungsraum um die EU-Beitrittsländer, u. a. Tschechien.

Aufbruchphase nur begrenzt aktiv Einfluss auf die politischen Rahmenbedingungen[331] nehmen [Schütte 2008, mdl.]. Nach einer Reorganisation Ende der 1990er Jahre expandierte die Verbandsleitung und erreichte durch eine Niederlassung in Berlin einen besseren Zugang zur politischen Entscheidungsebene.

Mitte der 1990er Jahre formierte sich innerhalb des Fachverbandes eine Gruppe von Großanlagen-Betreibern. Diese Gruppe institutionalisierte sich im Jahr 2000 schließlich als „Verband Biogas Union e.V.“[332] und bildete eine eigenständige Interessensvertretung von großlandwirtschaftlichen, industriellen sowie kommunalen Anlagenbetreibern. Diese Verbandsneugründung trug den Interessen des neuen, industriellen Betreibertypus Rechnung.

4.3.2.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die landwirtschaftlichen Forschungseinrichtungen bildeten ein sektorales Innovationsnetzwerk, dessen Schwerpunkt auf der effektiven und umweltschonenden Verwertung der landwirtschaftlichen Reststoffe, insbesondere Gülle, lag. Mit dem „Programm Gülleverwertung“ reagierte das Forschungsministerium auf die durch die Massentierhaltung erzeugten Probleme des Gülleüberschusses. Das „Programm Gülleverwertung“ bewirkte in den neuen Bundesländern einen Schub für die Installation moderner Gülleverwertungs-Großanlagen. Diese belegten, dass Biogaserzeugung auch in großem Maßstab machbar war und sich die Wirtschaftlichkeit durch Kofermentation von Bioabfällen und anderen Feststoffen noch steigern ließ. Die Ergebnisse beeinflussten die Beurteilung der Potenziale der energetischen Biogasnutzung sowohl im Hinblick auf ihren Beitrag zum Klimaschutz, als auch als Standbein der ländlichen Entwicklung positiv.

In den alten Bundesländern fehlte es an Schnittstellen für einen effektiven Know-how-Transfer zwischen Biogasforschung (z. T. Großanlagenforschung) und der Szene der Hofbiogasanlagenbetreiber und -bauer. Inkrementelle Technikentwicklungen/-adaptionen gingen in dieser Phase wiederum von experimentierfreudigen Landwirten, unterstützt von Anlagenplanern und Landtechnikherstellern, aus. Um die Gasausbeute zu steigern und damit die Wirtschaftlichkeit der Hofbiogasanlagen zu verbessern, mischten die Landwirte dem Gärsubstrat z. B. Gras und pflanzliche Reststoffen bei und sammelten somit erste Erfahrungen im Anwendungsbereich der Hofbiogasanlagen.

Die Gründung des Fachverbandes Biogas e.V. 1992 ermöglichte erstmals einen fachlichen Erfahrungsaustausch. Dieser Erfahrungsaustausch beflügelte die Szene und das Know-how verbreitete sich über regionale Grenzen hinaus. Unternehmensneugründungen und die Erweiterung des Geschäftsfeldes etablierter Unternehmen um Biogastechnik ließen die Anfänge einer Biogasbranche sichtbar werden.

Mit dem Stromeinspeisungsgesetz wurde die Biogaserzeugung erstmals Gegenstand institutioneller (staatlicher) Förderung. Dieser Förderimpuls stellte die Biogaserzeugung in den Kontext der Energiegewinnung. Trotz zu gering bemessener Vergütung werteten die Anwen-

---

[331] Z. B. Anhebung der Vergütungssätze bei der Novellierung des StrEG 1994 und 1998.

[332] http://www.biogasunion.de (Abruf 21.08.2009) mit Sitz in Berlin.

der das StrEG als zukunftsgerichtetes Signal, das Perspektiven für den Einsatz von Biomasse aufzeigte. Im Zentrum des Innovationsprozesses standen die Verfahrensoptimierung sowie das Erschließen effizienterer Gärsubstrate zur Erhöhung der Gasausbeute.[333] Da die Verwertung organischer Abfälle als Gärsubstrat wirtschaftlich attraktiv war, wurden Kofermentationsanlagen weiterentwickelt, so dass sich die Konstellation um Akteure des Abfallentsorgungssektors erweiterte. Zunehmend interessierten sich nicht nur Idealisten, sondern auch konventionell wirtschaftende Landwirte, die mit der Biogaserzeugung ein zweites wirtschaftliches Standbein suchten, für die Biogaserzeugung.

[333] Vgl. auch Mautz & Byzio [2005, 72].

4.3.3 Phase 3: Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und Mitte 2004

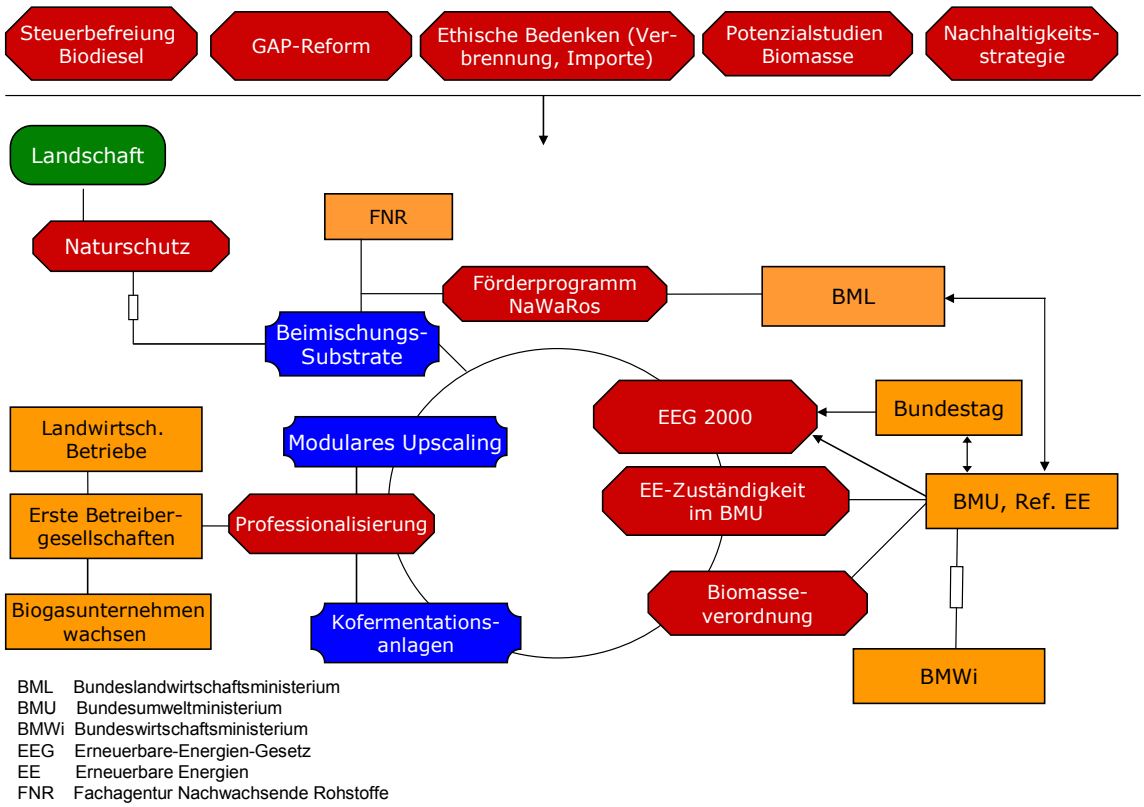


Abbildung 4-5: Konstellation Phase 3: Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und Mitte 2004

4.3.3.1 Charakteristika der Konstellation

Beginn und Ende dieser Phase waren durch erneute gesetzgeberische Interventionen – die Verabschiedung des EEG 2000 sowie seine Fortschreibung im Jahr 2004 – markiert. Gegenüber der Phase 2 nahm die Komplexität der Konstellation Anfang 2000 angesichts der gestiegenen Zahl der Akteure (Diversifizierung) sowie der staatlichen Interventionen (Nachsteuerung) zu. Als technisches Element gewann die Erzeugung und Bereitstellung von Fermentationssubstraten an Bedeutung. Das Interesse der Landwirtschaft an der energetischen Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen stieg aufgrund des Stellenwerts, der ihr für die Ländliche Entwicklung beigemessen wurde, beständig.

Unter den Akteuren gewann das Bundesumweltministerium – mit Unterstützung des Bundestages – an Einfluss und nahm mit der Biomasseverordnung eine Nachsteuerung vor, die sich als wichtiges Instrument erwies, das die Ziele und Absichten des EEG im Hinblick auf eine umweltverträgliche Biomassenutzung sicherte. Zwischen 2001 und 2004 vervierfachten sich die Anlagenzahlen.

4.3.3.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Die Entwicklung war eingebettet in einen komplexen Kontext aus heterogenen Einflussfaktoren. Impulse auf europäischer Ebene trieben die nationalen Strategien zur Förderung

erneuerbarer Energien voran. Im Landwirtschaftssektor änderten sich die Marktbedingungen für die Landwirtschaft infolge der GAP-Reform (siehe unten).

Die öffentliche Diskussion um die ethische Vertretbarkeit der energetischen Nutzung von Nahrungsmitteln bzw. der Anbau von Energiepflanzen anstelle von Nahrungsmitteln warf einen Schatten auf die ansonsten positive Stimmung.

Die EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien

Die EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien von 2001 (vgl. Kapitel 3.3.2.4) bildete den zentralen Begründungshintergrund für die nationalen Zielsetzungen und die Implementation bzw. Fortschreibung von Förderinstrumentarien für den Bereich erneuerbare Energien. Steuerungsimpulse auf EU-Ebene und auf nationaler Ebene (z. B. Nachhaltigkeitsstrategie) griffen ineinander.

Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (2002)

In der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.5.5) wurden die Ziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgesetzt. Diese Ziele waren ohne den massiven Ausbau der Bioenergie nicht zu erreichen [BBR 2006, 4]. Dies bekräftigte die politischen Akteure darin, weitergehende Impulse für die Aktivierung der Potenziale der Biomassenutzung zu setzen. Insofern bildete die Nachhaltigkeitsstrategie einen richtungsweisenden Begründungskontext für den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung.

GAP-Reform 2003

Am 26. Juni 2003 verabschiedeten die EU-Agrarminister eine grundlegende Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP-Reform), durch die die bisherigen, an die Produktion geknüpften Stützungsmechanismen des gemeinschaftlichen Agrarsektors verändert wurden.[334] Die zeitliche Parallelität der Förderung von nachwachsenden Rohstoffen mit der Umstellung auf eine flächenbezogene Bemessungsgrundlage der Beihilfen führte z. T. zu grundlegenden Umstrukturierungen. Angesichts der durch die GAP-Reform zu befürchtenden Einkommensausfälle stieg bei den Landwirten die Bereitschaft, das Betriebseinkommen zunehmend durch eine energiewirtschaftliche Tätigkeit, u. a. durch eine vermehrte Produktion von NawaRos und deren energetische Verwertung zu erwirtschaften. Wurden Energiepflanzen angebaut, waren zusätzlich zu den flächenbezogenen Direktzahlungen produktspezifische Zahlungen vorgesehen [BMELV 2006, 12]. Auch auf stillgelegten Flächen[335] war der Anbau nachwachsender Rohstoffe weiterhin möglich, allerdings an enge (energetische und stoffliche) Verwertungsbedingungen geknüpft [BMELV 2006, 31 ff.].

---

[334] Die GAP-Reform führte zur Einführung einer Betriebsprämienregelung zur Bemessung von Direktzahlungen an die Landwirtschaft. Die Höhe der Vergütung bemisst sich teils nach der Höhe der früheren erhaltenen Direktzahlungen und teils nach den einheitlich festgesetzten Beträgen je Hektar beihilfefähiger Fläche. Die Zahlung ist mit der Einhaltung von Standards (Cross Compliance) verknüpft. Vgl. BMELV [2006, 68 ff.] sowie http://ec.europa.eu/agriculture/capreform/index_de.htm (Abruf 13.06.2007).

[335] Für diese kann der Landwirt überdies weiterhin Stilllegungsprämien erhalten.

Potenzialstudien Bioenergie/Biogas

Ohne die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse sah man das Erreichen der ehrgeizigen Klimaschutz/CO_2-Minderungsziele gefährdet. War das Biomasse-Potenzial in den 1990er Jahren nur wenig untersucht[336] worden, widmete das Bundesumweltministerium den Bioenergiepotenzialen 2002 mehr Aufmerksamkeit. Die Studien „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [Nitsch et al. 2004] sowie die „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen Nutzung von Biomasse“ [Fritsche et al. 2004] wiesen große, noch ungenutzte Potenziale für den Anbau von Energiepflanzen aus. Flächenkonkurrenzen mit anderen Nutzungsanforderungen wurden nicht als Problem angesehen. Die Studien lieferten den Begründungshintergrund für die starke Förderung der Nutzung von Anbaubiomasse durch das EEG.

Ethische Bedenken gegenüber der energetischen Getreidenutzung

Ethische Bedenken gegenüber der Nutzung von Bioenergie entzündeten sich an der Option, angesichts der extrem gesunkenen Marktpreise[337] Getreide u. a. durch Verbrennung energetisch zu nutzen. Dies rief eine emotional aufgeladene, sehr kontroverse Diskussion hervor, die auch auf die Biogaserzeugung abfärbte, obwohl diese nicht unmittelbar auf Nahrungsmittel – wohl aber auf Futtermittel – zurückgriff. Landwirtschaftsverbände und Kirchen hielten es nicht für vertretbar, dass Roggen – selbst wenn es sich um minderwertiges Abfallgetreide handelte – zur Energieerzeugung verbrannt werden sollte.[338] Die Symbolkraft des Getreides als Nahrungsmittel („Brotgetreide“) ist sicherlich ein Grund dafür, dass eine differenzierte Abwägung für oder gegen die energetische Getreidenutzung in der öffentlichen Diskussion kaum vermittelbar war [Müller 2004, 6]. Die ethischen Bedenken wurden immerhin so ernst genommen, dass ein Antrag auf Zulassung von Energiegetreide als Regelbrennstoff für Heizungen vom Bundestag abgelehnt wurde.[339] Die Diskussion um die Getreideverbrennung ist als Vorläufer der späteren „Tank oder Teller-Diskussion“ anzusehen.

4.3.3.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

In dieser Phase wurde Biomassenutzung verstärkt in die energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung einbezogen. Der Biomassenutzung Nach Oettel [2001 o. S.] wurde eine wichtige Rolle für das Erreichen der gesetzten CO_2-Minderungsziele zugebilligt. Dies

---

[336] Zum Beispiel Kaltschmitt & Wiese [1993]: Erneuerbare Energieträger in Deutschland – Potentiale und Kosten; Nitsch & Langniß [1999]: Erneuerbare Energien – Potentiale und Perspektiven.

[337] Der Getreidepreis lag schon seit 1999 unter seinem Wert als Brennstoff. Der Getreidepreis war bei Roggen schließlich auf 7 Euro/Dezitonne gesunken [Schütte 2008, mdl.].

[338] Interessanterweise unterlag die Verwendung von Rapsöl – ein hochwertiges Nahrungsmittel – nicht in demselben Maße der Kritik.

[339] Vgl. BT-Drs. 16/6418 vom 18.10.2007. Als Begründung wird angegeben, dass die Sicherung der Nahrungsmittelversorgung unter Vermeidung von Preisanstiegen vorrangig sei, und dass Probleme der Freisetzung unerwünschter Emissionen bei der Verbrennung noch nicht befriedigend gelöst seien.

schlug sich in der Nachhaltigkeitsstrategie nieder und stellte die Weichen für eine Reihe von Gesetzgebungsverfahren[340].

Verbesserte Vergütungsbedingungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000) und flankierende Förderung

Mit den Vergütungsregelungen im EEG 2000[341] erfuhr die Verstromung von Biomasse eine Besserstellung. Die Entkopplung der Vergütung vom Durchschnittserlös (Verbrauchspreis) führte dazu, dass die Vergütung nach dem EEG 2000 mit 20 Pfg/kWh um 5 Pfennig über der bisherigen Vergütung lag. Dadurch verbesserte sich die Wirtschaftlichkeit beträchtlich. Die Grundvergütung – abzüglich der jährlichen Degression[342] in Höhe von 1 % (ab 2002) – wurde von nun an für einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert. Die Degressionsrate sollte den Anreiz zur Kostensenkung verstärken.

Tabelle 4-2: Vergütung für Strom aus Biogas nach § 8 EEG 2000 [Cent/kWh]

Leistung	Grundvergütung
bis einschließlich 500 kW	10,23
bis einschließlich 5 MW	9,21
bis einschließlich 20 MW	8,7

Die Obergrenze der geförderten Biogasanlagen wurde von 5 auf 20 MW installierter elektrischer Leistung angehoben. Somit richtete sich das Anreizsystem auch auf Großanlagen, die nicht zwingend mit landwirtschaftlichen Einzelbetrieben korrespondierten.

Parallel zum EEG erfolgte eine Förderung von bis zu 30 % der Investitionskosten durch das Marktanreizprogramm des Bundes. Einzelne Bundesländer[343] gewährten zusätzlich Fördermittel für Biomasseprojekte, die aus dem Agrarinvestitionsprogramm (AIP) des Landwirtschaftsministeriums stammten. Hinzu kam die Förderung aus dem Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe des Bundeslandwirtschaftsministeriums (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Das Zusammenwirken der Förderung aus EEG-Vergütung und Investitionskostenzuschüssen entwickelte eine dynamisierende Schubkraft.

Nachsteuerung: Die Biomasseverordnung (2001)

Noch während der letzten Beratungen zum EEG 2000 wurde deutlich, dass der Biomassebegriff einer deutlichen Abgrenzung von organischen Abfall- und Reststoffen im Sinne des Abfall- als auch Tierkörperbeseitigungsrechts bedarf, um den Einsatz nicht umwelt- und naturverträglicher Stoffe für die Erzeugung von nach dem EEG vergüteten Stroms zu begrenzen. Schließlich wurde eine Ermächtigung zum Erlass einer Biomasseverordnung, die dies regeln sollte, in das Gesetz aufgenommen.

---

[340] EEG 2000, EEG 2004, Biomasseverordnung 2001, baurechtliche Privilegierung im EAG-Bau 2004.

[341] Erneuerbare-Energien-Gesetz vgl. Rechtsquellenverzeichnis im Anhang. Zur Entstehung des EEG vgl. Kapitel 3.7.2.

[342] Degression bezeichnet der Vorgang des relativen oder absoluten Sinkens einer Größe bei Steigen einer korrelierten Größe.

[343] Vgl. Hoffmann [2002, 73].

Mit der in § 2 Abs. 1 EEG enthaltenen Verordnungsermächtigung wurde dem Bundesumweltministerium die Federführung für den Entwurf einer Biomasseverordnung (BiomasseV[344]) übertragen, obwohl die Federführung eigentlich beim Bundeswirtschaftsministerium gelegen hätte.[345] Zuständig im Bundesumweltministerium war das neu gegründete Referat für erneuerbare Energien, das die Verordnung in großen Teilen erarbeitete und die notwendigen Abstimmungen mit großem Engagement vorantrieb.[346] Das Zustandekommen der Verordnung galt als essentiell, um ein Fehlschlagen der EEG-Förderung zu verhindern und den Biomasse-Einsatz in die richtige Richtung zu lenken. Für die Verabschiedung der BiomasseV war die Zustimmung des Bundestages, des Bundesrates und der Bundesregierung erforderlich.[347] Die Verabschiedung kam, nachdem letzte strittige Fragen[348] geklärt waren, trotz der komplexen Zustimmungserfordernisse relativ schnell zustande.

Die Biomasseverordnung trat bereits eine Woche nach ihrer Verabschiedung am 28. Juni 2001 in Kraft und sorgte dafür, dass das EEG nicht abfallwirtschaftlichen, sondern primär energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Zielen diente.[349] Bio-Abfallstoffe sollten für energetische Zwecke nur insoweit zugelassen sein, wie sie dazu beitragen, eine Biomasseverstromung kostengünstiger zu realisieren.

Forschungsförderung des Bundes

Während das 4. Energieforschungsprogramm des Bundesforschungsministeriums (1996 bis 2005) keine explizite Förderung der Biogastechnologien vorsah, setzte das Bundeslandwirtschaftsministerium (BMVEL) die Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zur energetischen Nutzung von Biomasse im Rahmen des unbefristeten

---

[344] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[345] Grund hierfür war, dass der Bundestag dem Bundesumweltministerium einerseits Engagement für erneuerbare Energien, zugleich aber auch eine ausgewogene Rolle bei Umwelt- und Nachhaltigkeitsfragen zutraute [Dürrschmidt 2007, mdl.].

[346] Leitung: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, fachliche Unterstützung durch Dr. Bernhard Dreher (damals Umweltbundesamt) und Prof. Dr. Stefan Klinski.

[347] Nach Dürrschmidt [2007, mdl.] gilt es als ungewöhnlich, dass eine *Verordnung* die Zustimmung des Bundestages erfordert. Diese Regelung ist als Ausdruck des Engagements des Bundestages für das Thema zu werten. Es sollte sichergestellt werden, dass andere Ressorts negativen Einfluss auf die Verordnungsinhalte nehmen. Die Zuständigkeit des Bundesrates war – insbesondere von den Ländern mit Vorbehalten gegenüber EE – aus dem Umstand abgeleitet worden, dass das EEG „versehentlich“ eine Formulierung enthielt, aus der sich eine Zuständigkeit der Länder ableiten ließ [Dürrschmidt 2007, mdl.]. Da hier Bundesrat, Bundestag und Regierung (nacheinander) einer *identischen* Fassung zustimmen müssen, drohte die Verabschiedung dieser so genannten Ping-Pong-Verordnung durch wiederholte Abstimmungsgänge sehr zeitaufwändig zu werden [Dürrschmidt 2007, mdl.]

[348] Strittig waren die erhöhten Immissionsschutzanforderungen bei Verwendung von belastetem Altholz (Kategorien A3 und A4).

[349] Die BiomasseV regelt für den Anwendungsbereich des EEG, welche Stoffe als Biomasse gelten, welche Verfahren zur Strom¬erzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen und welche Umweltanforderungen bei der Er¬zeu¬gung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind. Zur Biomasse im Sinne der Verordnung zählen insbesondere Pflanzen und Pflanzen¬bestand¬teile, Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft und Bioabfälle, auch Altholz.

Förderprogramms Nachwachsende Rohstoffe[350] fort. Das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe war für das Jahr 2003 mit einem Volumen von 27 Mio. Euro ausgestattet [BMVEL 2003, 6]. Im Rahmen des Förderprogramms wurden Verfahren der *anaeroben* Vergärung zur Biogaserzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen aufgenommen. Zudem wurde die Palette der einsetzbaren Rohstoffe erweitert, um Möglichkeiten und Grenzen der wirtschaftlichen Nutzung von Abfall- und Reststoffen zu erproben. Insgesamt sollte die Forschungsförderung stärker auf die praxisrelevanten Fragen zugeschnitten werden.

4.3.3.4 Technologie- und Marktentwicklung

Entwicklung der Anlagenzahlen 2001 bis 2004

Ende der 1990er Jahre und mit Einführung des EEG im Jahr 2000 beschleunigte sich das Anlagenwachstum (vgl. Abbildung 4-6). Allein 2001 wurden nach der Verabschiedung des EEG 600 neue Anlagen mit insgesamt 200 MW installierter Leistung realisiert. Bis 2004 verlief die Kurve des Anlagenzubaus jedoch etwas flacher. Bundesweit wurden im Jahr 2004 rund 2.000 Anlagen betrieben. Die durchschnittliche Anlagenleistung hatte sich von etwa 60 kW_{el} Ende 1999 auf rund 120 kW_{el} im Jahr 2004 verdoppelt. Hierin zeigte sich der Trend zu deutlich größeren Anlagen mit 250 kW_{el} und mehr bei der Mehrzahl der Anlagen.

Eine Initiative des Fachverbandes Biogas e.V. 2001 analog zum EEG ein Gesetz zur Regelung der Vergütung von eingespeistem Biogas (Biomethan) – ein Gaseinspeisegesetz (GEG) – auf den Weg zu bringen, scheiterte. Die Bundesregierung sah hierfür keine Notwendigkeit. Damit blieb die energetische Biogasverwertung zunächst auf die Vor-Ort-Verstromung in Verbindung mit einer dezentralen Wärmenutzung beschränkt.

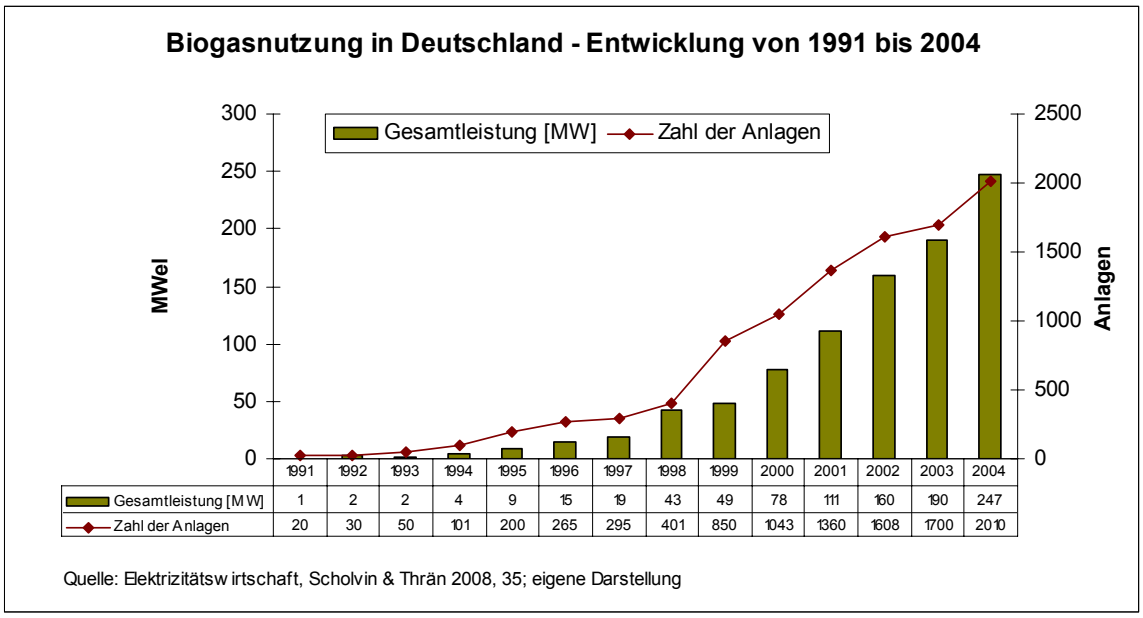


Abbildung 4-6: Gesamtleistung und Anlagenzahl Biogasnutzung in Deutschland bis 2004

[350] Das Förderprogramm schließt inhaltlich an das Förderkonzept für den Zeitraum 1996-2000 an.

Technologieentwicklung: Trockenfermentation

Der Fachverband Biogas e.V. wies gegenüber den politischen Entscheidungsträgern bereits in dieser Phase auf die Notwendigkeit der Mobilisierung von nachwachsenden Rohstoffen als Gärsubstrat hin, wenn die eingeschlagene Entwicklung aufrechterhalten werden solle.[351] Um das Potenzial von Anbaubiomasse (Energiepflanzen-Potenzial) zu mobilisieren und die trockensubstanzreicheren NawaRo-Gärsubstrate optimal ausnutzen zu können, wurden alternative Fermentationsverfahren wie die so genannte Trockenfermentation (vgl. Technikglossar) erprobt. Protagonisten sahen Vorteile in der Entwicklung neuer Fruchtfolgen und dem Anbau neuer Energiepflanzenarten. Durch die Methanisierung betriebsfremder Biomasse – etwa aus Landschaftspflegeschnitt oder Rasenschnitt – könnten neue Dienstleistungsbereiche (Energiehöfe o. ä.) entstehen [Hoffmann & Lutz, o. J.]. Trockenfermentationsanlagen waren nicht mehr auf den Zugang zu Gülle angewiesen und waren vom Standort des landwirtschaftlichen Betriebs weitgehend unabhängig.

Die Forschungen zur Trockenfermentation führten zur Entwicklung von kontinuierlich bzw. semikontinuierlich arbeitenden Versuchsanlagen. Die Technologien befanden sich in dieser Phase im Versuchsstadium, vereinzelt auch in der Phase der Pilotanwendung.[352]

Öffentlichkeitswirksame Vorreiterprojekte

Zwischen 2002 und 2005 wurden in Deutschland öffentlichkeitswirksame Vorreiterprojekte realisiert, die eine „Leuchtturmfunktion“ entwickeln und beispielhaft für die kommunale Handlungsebene sein sollten.

Ein prominentes Leuchtturmprojekt für den Bereich Bioenergiedorf stellt das südniedersächsische Jühnde bei Göttingen dar.[353] Dort wurde eine Biogasanlage zusammen mit einem Wärmenetz für den Ort errichtet. Zusätzlich entstand ein Hackschnitzelheizwerk für die Spitzenlast der Wintermonate sowie als Absicherung für den Totalausfall ein Ölkessel. Die Biogasanlage wird von einer Genossenschaft betrieben, an der die knapp 200 Mitglieder (Einwohner des Ortes) Anteile von mindestens 500 Euro halten. Die benötigte Biomasse wird zu 75 % von den Landwirten im Ort geliefert, der Rest aus einem Umkreis von 35 km. Nach Bewilligung der Fördergelder erfolgte im November 2004 der erste Spatenstich für den Bau

---

[351] Ein entsprechender Bonus – Voraussetzung für die kostendeckende Substratgewinnung – war aber noch nicht in Reichweite.

[352] Zum Beispiel wurde 2003 eine Anlage für Trockenfermentation in Pirow/Brandenburg entwickelt. Die Grundlagenforschung hierfür wurde am Institut für Agrartechnik Bornim (ATB) Potsdam geleistet.

[353] Das Projekt wurde vom "Interdisziplinären Zentrum für Nachhaltige Entwicklung" der Universität Göttingen initiiert und begann dort bereits 1998 mit ersten Konzeptüberlegungen. Die Wahl des Dorfes Jühnde war das Ergebnis eines Auswahlprozesses aus anfangs 17 interessierten Dörfern. Nach einer Befragung der Dorfbewohner kristallisierten sich 4 Dörfer heraus, die dann im Rahmen einer Machbarkeitsstudie durch ein Ingenieurbüro weiter untersucht wurden. Im Oktober 2001 fiel schließlich die Entscheidung für Jühnde. Das Forschungsvorhaben "Das Bioenergiedorf" wurde schließlich im Herbst 2000 von der FNR bewilligt. http://www.bioenergiedorf.info/projekt/projekt_historie.html (Abruf 21.08.2009).

des Wärmenetzes.[354] Die Anlage nahm Ende 2005 ihren Betrieb auf. Als zentral für den Erfolg des Projektes wurde die intensive Beteiligung der Bewohner angesehen, die sich in acht Arbeitsgruppen mit den Themen Betreibergesellschaft, Biogas, Hackschnitzelheizwerk, Nahwärmenetz, Biomasse Holz, NawaRo, Haustechnik und Öffentlichkeitsarbeit befassten [Fangmeier 2008, mdl.].

Als Vorreiterprojekt zur Demonstration der Vereinbarkeit von Biogasnutzung und Naturschutz fungierte das Projekt „Regionalstrom Bodensee-Oberschwaben". Zwischen Biogaslandwirten, dem BUND Ravensburg-Weingarten und den örtlichen Elektrizitätswerken wurde ein Aufpreismodell für Strom aus Biogasanlagen entwickelt, das die regionale Landwirtschaft stärken soll.[355] Aus den Mitteln werden auch die naturverträgliche Landbewirtschaftung und die Bewirtschaftung von Schutzgebieten gefördert. Biolandbau-Betriebe erhalten einen besonderen Zuschlag [DRL 2006, 35]. Damit ist das Projekt modellhaft für eine Kombination energiepolitischer und naturschutzfachlicher Förderkriterien.

Kostenentwicklung

Die spezifischen Investitionskosten bei Biogasanlagen variierten in einem Bereich zwischen 2.000 und 4.000 Euro/kW_{el}. Sie waren nur in recht geringem Maße abhängig von der Anlagen*größe*. Durchschnittlich waren rund 45 % der Kosten für den Bau aufzuwenden, 49 % für die Anlagentechnik und nur 6 % für den Motor. Eine große Variationsbreite wiesen auch die jährlichen Betriebskosten auf, insbesondere dort, wo NawaRo-Substrate verwendet wurden. Die spezifischen Stromgestehungskosten lagen im Bereich zwischen 8 und 13 Cent/kWh, wobei fast alle Anlagen einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschafteten, aber nur ein deutlich kleinerer Teil einen Gewinn. Entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von NawaRo-Anlagen war die elektrische Auslastung der BHKW. Die Amortisationszeiten für Biogasanlagen lagen überwiegend im Bereich von vier bis zwölf Jahren.[356]

4.3.3.5 Akteure der Konstellation

Landwirtschaftliche Betriebe und Investoren

Angesichts der geringen Getreide- und Futtermittelpreise und der damit insgesamt schlechten Einkommenssituation in der Landwirtschaft gewann die Biogaserzeugung zunehmende Bedeutung als Standbein der ländlichen Entwicklung. Sie gewann bei den Landwirten an Akzeptanz als alternative Einkommensquelle. Die Nachfrage nach Anlagen stieg.

---

[354] Daran nahmen die damalige Bundesverbraucherschutzministerin Renate Künast und der damalige Bundesumweltminister Jürgen Trittin teil. Dieser hatte das Projekt intensiv unterstützt, zumal Jühnde in seinem Wahlkreis Göttingen lag. Insgesamt wurden von der FNR, dem Land Niedersachsen und Landkreis rund 1,5 Mio. Euro zur Verfügung gestellt, mit dem 90% des Wärmenetzes finanziert werden konnten.

[355] Vgl. weitergehend Miller & Walser [2005].

[356] Daten zur Wirtschaftlichkeit wurden in einem bundesweiten Messprogramm gewonnen, das 60 von 317 Biogasanlagen, die im Zeitraum von 1999 bis 2002 in Betrieb genommen, erfasste. Zu den Ergebnissen vgl. [FNR 2005].

Marktteilnehmer im landwirtschaftlichen Sektor waren weiterhin Einzel-Landwirte mit in den landwirtschaftlichen Betrieb integrierten kleinen und mittleren Hofbiogasanlagen. Darüber hinaus schlossen sich angesichts steigender Investitionskosten für NawaRo-Biogasanlagen Landwirte zunehmend zu Betreibergesellschaften zusammen. Mit Fondsmodellen wurde weiteres Investitionskapital erschlossen. Dadurch konnten auch in Regionen mit geringen landwirtschaftlichen Betriebsgrößen und begrenztem Investitionskapital größere NawaRo-Biogasanlagen realisiert werden.[357]

In den neuen Bundesländern etablierten sich die Großbetriebe (Agrargenossenschaften mit bis zu 3.000 Großvieheinheiten und entsprechender Fläche) als Betreiber. Mit ihrem hohen Gülleaufkommen waren sie prädestiniert für den Bau „industrieller" Biogasanlagen. Einige Hersteller-Unternehmen wie Schmack Biogas GmbH oder ÖKOBiT GmbH, traten als Betreiber eigener Demonstrationsanlagen auf, u. a. um die Leistungsfähigkeit ihrer Anlagen bzw. neuer Technologien zu demonstrieren.

Unternehmen der Biogasbranche

In der Phase beginnender Marktrelevanz bekamen die Mitte der 1990er Jahre gegründeten Unternehmen (vgl. Kapitel 4.3.2.5) einen deutlichen Wachstumsschub. Die Unternehmen expandierten und vervielfachten ihre Mitarbeiterzahl in kurzer Zeit. Neue, kleinere, regional orientierte Anbieter von Beratungs- und Anlagenplanungsleistungen mit bis zu 50 Mitarbeitern kamen hinzu. Das Unternehmenswachstum erzeugte regional bedeutsame Arbeitsplatz- und Wertschöpfungseffekte. Schwerpunkte von Unternehmensstandorten lagen dort, wo sich die Betreiber konzentrierten: In Süddeutschland (Bayern und Baden-Württemberg) sowie in Nordrhein-Westfalen.

Der erste Schub für das Branchenwachstum, der von der Einführung des EEG und der festen Vergütung für Biogasanlagen ausging, wurde neben der Expansion in das Geschäftsfeld Biogas bei den bestehenden Anbietern durch den Eintritt neuer Anbieter in den Markt erzeugt. Zu den in Kapitel 4.3.2.5 beschriebenen neu gegründeten Unternehmen kam im Oktober 2000 u. a. die Firma ÖKOBiT GmbH[358] hinzu, die auch Gasaufbereitungstechnologien für die Gaseinspeisung anbot.

Auch eingesessene Unternehmen aus benachbarten Geschäftsfeldern gingen in dieser Phase dazu über, den Biogasanlagenbau als einen von mehreren Geschäftsfeldern zu betreiben. Beispiele hierfür sind die Hese Biogas GmbH[359], Tochterunternehmen des seit über 100 Jahren bestehenden Bergbauunternehmens „Maschinenfabrik Ernst Hese GmbH"

---

[357] Um im Weserbergland einen „dezentralen 2,5 MW-Biogaspark" realisieren zu können, wurde eine Kommanditgesellschaft „Region Regenerativ Rinteln GmbH" gegründet, in der Landwirte, die Stadt Rinteln, der Energieversorger Wesertal, die Stadtwerke Rinteln sowie eine Saftfabrik als Kommanditisten sind.

[358] http://www.oekobit.com/de/ (Abruf 29.09.2009)

[359] 2000 mit Sitz in Gelsenkirchen gegründet, baut als Generalunternehmer v. a. NawaRo-Biogasanlagen und Kofermentationsanlagen. http://www.hese-biogas.de/ (Abruf 21.08.2009)

sowie die HAASE Anlagenbau AG[360], die auf Erfahrungen im Bau von Deponiegas-Anlagen zurückgreifen kann.

Das Geschäftsfeld der Anlagenbauer begann, sich zu differenzieren. Die heterogene Betreiberstruktur erschwerte es zunehmend, die unterschiedlichen Interessen unter einen Hut zu bringen und wirkungsvoll zu bündeln.[361] Während einige[362] weiterhin vorwiegend den landwirtschaftlichen Markt mit kleinen und mittleren Gülle- und NawaRo-Anlagen bedienten, suchten andere den Einstieg in den Bau industrieller NawaRo-Großanlagen. Ein Beispiel für die letztgenannte Strategie ist EnviTec Biogas GmbH, die ab 2004 mit Planung und Bau großer Biogasparks beauftragt wurde. Hierfür mussten Investoren gefunden und Betreibergesellschaften gegründet werden. 2006 erfolgte Planung und Bau des weltweit größten Biogasparks in Penkun (Landkreis Uecker-Randow, Mecklenburg-Vorpommern).

Abweichend vom positiven Branchentrend gab es aber auch Rückschläge. So musste die in der Branche bekannte, börsennotierte Farmatic AG in dieser Phase Insolvenz anmelden. Dies galt als ein Warnsignal für die Branche im Hinblick auf die Risiken eines zu schnellen Wachstums.[363]

Interaktion Bundestag und beteiligte Ressorts ab 2000

In der Phase beginnender Marktrelevanz war das Bundesumweltministerium und Bundesumweltminister Jürgen Trittin eine zentrale treibende Kraft. Hatte das Bundesumweltministerium bereits an der Vorbereitung und Verabschiedung des EEG auf Betreiben des Bundestages intensiv mitgewirkt, übernahm es nun die Federführung bei der Erarbeitung und Verabschiedung der Biomasseverordnung (BiomasseV).[364]

Ab 2002 wechselte die Ressortzuständigkeit für erneuerbare Energien vom Bundeswirtschaftsministerium vollständig zum Bundesumweltministerium. Ab diesem Zeitpunkt war das Bundesumweltministerium zentraler Ansprechpartner und Ausführungsorgan in allen Angelegenheiten der Förderung der erneuerbaren Energien. Die Politik des Bundesumweltministeriums war von grundsätzlichen energiepolitischen Konflikten mit dem Bundeswirtschaftsministerium über Rolle und Stellenwert der erneuerbaren Energien geprägt. Hier mussten

---

[360] Hervorgegangen aus der 1981 gegründeten HAASE Energietechnik AG. Diese erweiterte sich mit der Gründung der HAASE Anlagenbau AG (gegründet 2001) zur HAASE Energietechnik Gruppe. Zunächst stand die Nutzung von Biogas aus Abfällen im Vordergrund, ab 2002 kamen auch NawaRo-Biogasanlagen hinzu.

[361] Vgl. Kapitel 4.3.2.5; u. a. ist die Gründung der Biogas Union e.V. ein Zeichen dieser Entwicklung.

[362] Nahezu alle süddeutschen Unternehmen. In Norddeutschland sind es Unternehmen wie BiogasNord GmbH, MT-Energie, PlanET.

[363] Als Farmatic Anlagenbau GmbH konsolidierte sich ein Teil der Firma anschließend wieder mit einem Leistungsangebot, das industrielle NawaRo-Biogasanlagen, Kofermentationsanlagen sowie Kläranlagen umfasst.

[364] 2001 verabschiedet; vgl. Kapitel 4.3.3.3.

aktive Widerstandspositionen überwunden werden.[365]. Zwischen Bundesumwelt- und Bundeslandwirtschaftsministerium bestand eine Interessenskoalition über die EEG-Förderung im Biogassektor. Der Landwirtschaftssektor profitierte erheblich von den EEG-Vergütungsregelungen. Kritiker, denen die „Bevorzugung“ des Biogassektors einerseits zu weit ging, bezeichneten andererseits das EEG auch als „bisher effektivstes Instrument der ländlichen Entwicklung“.

4.3.3.6 Administrative Hemmnisse und Zielkonflikte

Die Planung neuer Biogasanlagen übte einen zunehmenden Genehmigungsdruck auf die Kommunen aus, die für die bauplanungsrechtliche Zulassung zuständig waren. Probleme durch eine Konzentration der Anlagenstandorte entstanden in viehhaltungsintensiven Gebieten. Dort drängten die Biogasanlagen aufgrund der befürchteten Geruchs- und Immissionsbelastungen ebenfalls in den baulichen Außenbereich, wo Tiermastanlagen jedoch bereits für eine gewisse Vorbelastung sorgten. Die Kommunen sahen sich angesichts der Antragsflut und den unübersichtlichen Genehmigungsvoraussetzungen vor erhebliche Probleme gestellt, einen genehmigungsfähigen Standort zu finden. Die Probleme der Anlagengenehmigung erhöhten den Druck, durch Rechtsanpassungen Abhilfe zu schaffen.

Ein weiterer Nachsteuerungsbedarf zeichnete sich im Hinblick auf den Umgang mit Zielkonflikten zwischen Klimaschutz und Naturschutz ab. In den 1990er Jahren war die sich entwickelnde Bioenergie-Szene oftmals eng mit der Ökologie- und Umweltschutzbewegung verquickt. Zunächst besaß die Biogaserzeugung daher die grundsätzliche Zustimmung der großen deutschen Natur- und Umweltverbände.[366] Ab 2000 mehrten sich kritische Stimmen, die im Rahmen von Fachkonferenzen und Fachveröffentlichungen[367] auf die negativen Umweltfolgen der verstärkten Bioenergieproduktion hinwiesen. Die „ökologische Koalition“ aus Umwelt- und Naturschutzverbänden, „Grünen Unternehmern“ und „Grüner Politik“ erwies sich mit zunehmendem Wachstum der Branche als nicht konflikt- bzw. widerspruchsfrei.

Aus Sicht der Naturschutzverbände nahmen die durch den ungebremsten Bioenergieausbau verursachten negativen Umwelteffekte überhand. Ob Nahrungsmittel- oder Bioenergieproduktion – die Landwirtschaft würde abermals zu einem beschleunigten Rückgang der Arten- und Biotopvielfalt in den Agrarökosystemen durch Intensivierung der Flächen-

---

[365] 1998 bis 2002 unter Minister Werner Müller (parteilos); ab 2002 unter „Superminister“ (Minister für Wirtschaft und Arbeit) Wolfgang Clement (SPD). In beiden Fällen handelte es sich um Politiker, die der Energiebranche nahe standen. Werner Müller war bis 1997 Vorstand bei der Veba Kraftwerke Ruhr AG (heute E.ON) und wurde nach seiner Ministerzeit ab Juni 2003 bis Ende 2008 Vorstandsvorsitzender die Ruhrkohle AG (heute Evonik Industries AG), an der wiederum E.ON beteiligt ist. Wolfgang Clement wurde nach Abwahl der rot-grünen Koalition im Februar 2006 Mitglied im Aufsichtsrat der RWE-Kraftwerkstochter RWE Power AG. Seit April 2009 ist Wolfgang Clement Mitglied im Aufsichtsrat des russischen Beratungsunternehmens Energy Consulting. Hinsichtlich der Politiken zur Förderung der Biomassenutzung bestanden allerdings keine besonderen oder zusätzlichen Konfliktlinien zwischen Bundesumweltministerium und Bundeswirtschaftsministerium.

[366] Zum Beispiel hatte sich die Leitungsebene der Naturschutzverbände grundsätzlich zu den Zielen des Klimaschutzes bekannt [NABU 1998].

[367] U. a. Ammermann [2002]; Rode et al. [2005].

bewirtschaftung beitragen. Der Intensiv-Anbau von Energiepflanzen stelle überdies die Klimaneutralität in Frage, da der damit einhergehende hohe Einsatz synthetischer Dünge- und Pflanzenschutzmittel die CO_2-Bilanz deutlich belaste. Die Kritik der Natur- und Umweltverbände richtete sich an das Bundesumweltministerium sowie – hinsichtlich der Form des Energiepflanzenbaus – an das Bundeslandwirtschaftsministerium. Mit der Kritik an der Grünen Energie und der Forderung nach einem „naturverträglichen“ Ausbau der Bioenergie standen sie vor dem Dilemma, den konventionellen Energieversorgern in die Hände zu spielen.

Während Bundesumweltministerium und Biogasbranche die Kritik der Verbände ernst nahmen und sich um Strategien zur Konfliktminderung bemühten, wiegelte das Bundeslandwirtschaftsministerium ab. Negative Umwelteffekte würden sich durch den Energiepflanzenanbau bei Einhaltung der Vorschriften zur „Guten fachlichen Praxis“ (GFP) in der Landwirtschaft nicht ergeben.

4.3.3.7 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Treibende Kraft in dieser Phase war der Ausbau der mit dem StrEG begonnenen Biogas-Förderung durch die Verabschiedung des EEG 2000. Erhöhte Vergütungssätze für Strom aus Biogas verbesserten die Investitionssicherheit für den Anlagenbau und machten die Biogaserzeugung auch für Investoren/Betreibergemeinschaften interessant.

Die erneute Anhebung der Einspeisevergütung fungierte gleichzeitig als landwirtschaftliche Strukturförderung. Motive und Interessen der Landwirtschaft und der Erneuerbare-Energien-Politik überlagerten sich. Soweit Biogaserzeugung zur der Stabilisierung der ländlichen Entwicklung beitrug, bestanden große Zielkongruenzen (Motivallianzen) zwischen Bundesumweltministerium und Bundeslandwirtschaftsministerium.

Das durch das Landwirtschaftsressort geförderte landwirtschaftliche Innovationssystem öffnete sich in Richtung erneuerbare Energien: Neben der Reststoffverwertung wurden zunehmend Klimaschutzziele in den Blick genommen bzw. als Begründungshintergrund für die Förderung von Bioenergielinien verwendet. Das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe trieb die Realisierung und Auswertung zahlreicher Projekte im Bioenergiesektor voran, wodurch ein Optimierungsprozess im Hinblick auf Leistung und Effektivität eintrat.

Der Professionalisierungsprozess der Biogasbranche setzte sich fort. Je stärker die staatliche (institutionelle) Förderung des Biogassektors, desto größer wurde die Bedeutung einer effektiven Interessensvertretung im politischen Raum. Die Betreiberstruktur differenzierte sich weiter in „industrielle Großanlagen“ und „Hofbiogasanlagen“. Die divergierenden Interessen zwangen die Interessensvertretungen der Branche zu einer Umstrukturierung (Verbandsneugründung, Re-Organisation).

4.3.4 Phase 4: Take-off von Mitte 2004 bis Ende 2006

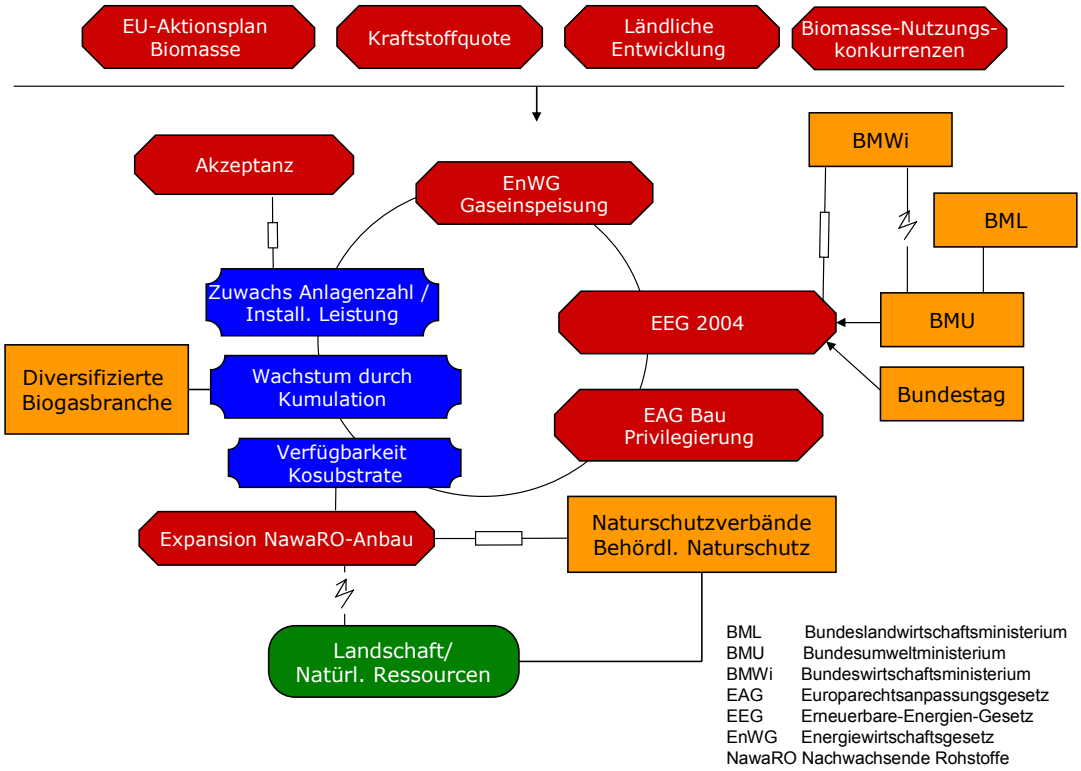


Abbildung 4-7: Konstellation Phase 4: Take-off zwischen Mitte 2004 und 2006

4.3.4.1 Charakteristika der Konstellation

Die erhöhte Einspeisevergütung des EEG 2004 trieb in Kombination mit dem Bonus-System den Bau von NawaRo-Biogasanlagen an. Ansteigende Anlagenzahlen und steigende installierte Leistung waren unmittelbare Effekte dieses Impulses und wurden daher gemeinsam in den Kern der Konstellation gestellt.

Die EAG[368]-Bau-Novelle vereinfachte die baurechtliche Genehmigung von Biogasanlagen bis 500 kW und beförderte den Anlagenzubau durch die Beseitigung der bis dato bestehenden Hemmnisse – ebenfalls ein wichtiges, die Entwicklung beförderndes Signal.

Im technischen Bereich wurde das in dieser Phase zu erwartende Größenwachstum („Upscaling“) durch die Kumulation von Anlagen der Leistungsklasse bis 500 kW erreicht; vereinzelt entstanden „Biogasparks“. Die Staffelung der Vergütungssätze nach Anlagenleistung entfaltete eine Deckelwirkung für technologische Skaleneffekte, insofern prägte dieser Effekt die Konstellation aus technologischer Sicht. Der Trend zu Großanlagen setzte sich fort.

[368] Europarechtsanpassungsgesetz (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

Der expandierende Energiepflanzenanbau wurde infolge der gewachsenen Bedeutung der Substratverfügbarkeit für den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ebenfalls als technisches Element eingeordnet: Substratknappheit konnte den NawaRo-Anlagenzubau empfindlich bremsen.

Kennzeichnend für die Diversifizierung der Betreiberstruktur war das Auftreten von Betreibergemeinschaften und gewerblichen Energiedienstleistern, die neu als Akteure hinzukamen. Zusammen mit den Biogasunternehmen und den landwirtschaftlichen Betreibern gewann die sich etablierende Biogasbranche an Bedeutung.

Am Rande nahmen Konflikte zwischen Bioenergieproduktion und Natur- und Ressourcenschutz zu. Die Protagonisten von Natur- und Ressourcenschutz wiesen auf die im Interesse der Nachhaltigkeit zu beachtenden Restriktionen hin, ihr Einfluss blieb jedoch gering.

Bei der Anlagenzulassung zeichneten sich in Einzelfällen auch Konflikte mit der ansässigen Bevölkerung ab. Hier formierte sich Ablehnung angesichts zunehmender Verkehrsbelastungen sowie befürchteter Risiken des Betriebs (Geruchsbelästigung, Störfallrisiko). Da fehlende Akzeptanz vor Ort als hemmende Rahmenbedingung galt, musste die Branche im Rahmen der Standortplanung darauf Rücksicht nehmen.

4.3.4.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Strategischer Impuls im Mehrebenensystem: Der EU Biomasse-Aktionsplan (2005)

In der Richtlinie 2001/77/EG[369] hatten die Mitgliedsstaaten eine Selbstverpflichtung zur Einhaltung der Zielvorgaben für die Elektrizitätserzeugung getroffen. Allerdings wuchs von den erneuerbaren Energien nur die Windkraft schnell, während die Wasserkraft stagnierte und die Biomasse nur geringe Zuwächse aufwies. In den meisten Fällen schien es unmöglich, die Zielvorgaben ohne eine verstärkte Nutzung von Biomasse zu erreichen. Die Europäische Kommission legte 2005 daher einen Biomasse-Aktionsplan[370] vor, der die Mitgliedsstaaten zu vermehrten Anstrengungen für eine verstärkte energetische Nutzung der Biomasse aufforderte. In Nationalen Biomasseaktionsplänen sollten die Mitgliedsstaaten Konzepte für eine verstärkte energetische Biomassenutzung auf nationaler Ebene erarbeiten. Dieser Impuls der EU stärkte die Bedeutung des landwirtschaftlichen Sektors als Biomasseproduzent und Bioenergieerzeuger in den Ländern.

Das Biokraftstoffquotengesetz: Festschreibung konkurrierender Verwertungslinien

Von der Bedeutung, die der Biomassenutzung für den Klimaschutz beigemessen wurde, profitierte der Biokraftstoffsektor. 2006 wurde das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG[371]) verabschiedet, das zum 01. Januar 2007 eine Quote für die Mindestbeimischung von Biokraftstoffen zu Benzin und Diesel einführte. Damit war die Abnahme von Biokraftstoffen

---

[369] Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[370] Vgl. KOM 2005.

[371] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

garantiert. Mit der Abnahmegarantie stärkte das Gesetz die konkurrierende bioenergetische Verwertungslinie Biokraftstoffe/Mobilität. Gleichzeitig wurde über die Quote auch ein gewisser Mindestflächenbedarf für die Produktion von Ölpflanzen festgeschrieben, der die internen Nutzungs- und Zielkonkurrenzen um Anbauflächen schürte. Das Gesetz geriet nach der Verabschiedung zunehmend in die Kritik, denn es unterstützte die im Vergleich zu anderen Verwertungslinien am wenigsten effiziente Form der Bioenergienutzung.

Klimaschutz als Motor der Landwirtschaft

Der Landwirtschaftssektor stand der Produktion von Bioenergie angesichts der verbesserten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zunehmend positiv gegenüber. Mit der Erforschung neuer Anbausysteme für Energiepflanzen und der Züchtung und Patentierung von Energiepflanzen für die verschiedenen energetischen Verwendungspfade erhielt das Interesse an der Bioenergieerzeugung eine eigene Dynamik. Dabei stand der Begründungskontext Klimaschutz und CO_2-Minderung in gewisser Konkurrenz zu den Zielen der wirtschaftlichen Absicherung durch energetische Verwertung. Die Landwirte begrüßten die mit dem Energiepflanzenbau gewonnenen wirtschaftlichen Perspektiven.

Innerlandwirtschaftliche Nutzungs- und Zielkonkurrenzen

Nach Einführung des NawaRo-Bonus im EEG 2004 (vgl. Kapitel 4.3.4.3) stieg der Anteil der NawaRo-Anbauflächen sprunghaft an (vgl. Abbildung 4-8). Dieses löste eine intensive Diskussion um die Flächenverfügbarkeit für die Produktion von nachwachsenden Rohstoffen – hier: Energiepflanzen – sowie die Auswirkungen des wachsenden Flächenbedarfs auf andere Nutzungen aus.

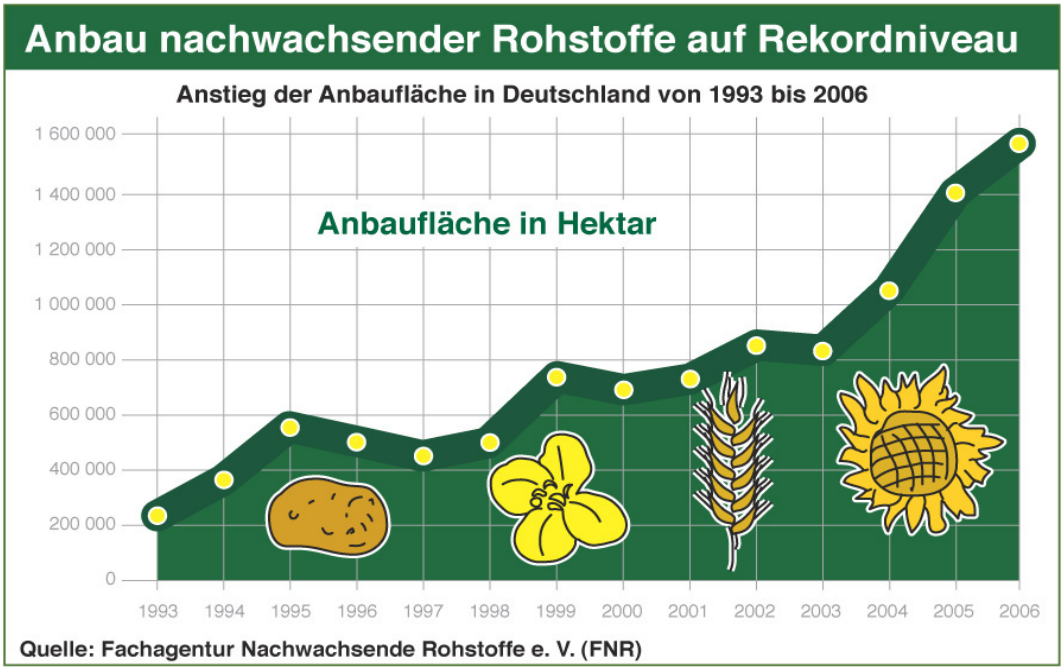


Abbildung 4-8: Anstieg der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland

Durch den wachsenden Flächenbedarf des Energiepflanzenanbaus trat dieser in Konkurrenz sowohl zu innerlandwirtschaftlichen Flächenansprüchen[372] als auch verstärkt zu Flächenansprüchen des Naturschutzes[373] und der Forstwirtschaft.[374]

Zwar wurden nennenswerte Anbauflächen für Energiepflanzen auch durch die Reaktivierung von Stilllegungsflächen und Brachen wieder verfügbar gemacht, jedoch war damit gegenüber den Vorjahren ein Re-Intensivierungsschub verbunden. Dieser fand auch auf Standorten statt, die für Intensivkulturen aus ökologischer Sicht nur begrenzt geeignet waren. In einigen Regionen wurden durch Grünlandumbruch weitere Nutzungsänderungen vorgenommen, die von Seiten des Naturschutzes besonders kritisch beurteilt wurden. Angesichts dieser Entwicklungen forderte der Naturschutz, dass Klimaschutz durch Energiepflanzenanbau nicht zu Lasten des Ressourcen- sowie Arten- und Biotopschutzes gehen dürfe (vgl. Kapitel 4.3.3.6).

Die Konkurrenz zwischen Nahrungsmittelproduktion und der Biogaserzeugung mit NawaRos erschien jedoch untergeordnet im Vergleich zur Flächenkonkurrenz zwischen klassischer Anbaubiomasse für Nahrungsmittel und solcher für Biosprit („Teller oder Tank“).[375]

---

[372] Zum Beispiel Flächenmehrbedarfe für die Extensivierung und Ökologisierung der Landwirtschaft sowie Flächen für Futter- und Nahrungsmittelanbau in viehhaltungsintensiven Gebieten. Weitere „innerlandwirtschaftliche“ Verwertungskonkurrenzen bestanden auch mit der stofflichen Nutzung von NawaRos.

[373] Zum Beispiel der im Naturschutzrecht verankerte Anspruch auf 10 % der Fläche für den Biotopverbund, Kompensationsflächenbedarfe für Eingriffe in den Naturhaushalt durch Bau- und Infrastrukturvorhaben, Flächen für Vertragsnaturschutz und bewirtschaftungsintegrierte Naturschutzmaßnahmen.

[374] Zum Beispiel Neuwaldbildung, v. a. in waldarmen Regionen.

[375] Zur Nahrungsmittelversorgungs- und -preiskrise vgl. Kapitel 3.1.5.

Aus Sicht der Landwirtschaft gab es insgesamt jedoch keine grundlegenden Flächenrestriktionen. Flächenverfügbarkeit galt nicht als ein limitierender Faktor für die ehrgeizigen Ausbauziele. Die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion würde durch die Reaktivierung der Stilllegungsflächen abgepuffert. Zudem gebe es weiterhin eine Überversorgung mit Nahrungsmitteln, so dass durch einen Rückgang der Nahrungsmittelproduktion keine Engpässe zu erwarten seien.[376]

Auch in wissenschaftlichen Fachkreisen wurde die Diskussion um Biomassepotenziale[377] und Strategien zu ihrer nachhaltigen Nutzung weitergeführt bzw. wieder aufgenommen. Im Sinne der Nachhaltigkeit gewannen Kriterien wie Beitrag zur CO_2-Minderung/ Beitrag zum Klimaschutz unter Einbeziehung des gesamten Produktionskreislaufes an Bedeutung.

Den wachsenden Flächenansprüchen und der zunehmenden Intensivierung der Nutzung hatte der Naturschutz außer ordnungsrechtlichen Instrumenten nichts entgegenzusetzen. Vielerorts sahen Vertreter des Naturschutzes die Zielsetzungen des Bundesnaturschutzgesetzes angesichts der wirtschaftlichen Gewinne, die der NawaRo-Anbau versprach, nicht mehr erfüllbar. Die Naturschutzinstrumente (Vertragsnaturschutz; Honorierung von Landschaftspflegeleistungen/Entschädigungen für Nutzungsverzicht) erwiesen sich als nicht konkurrenzfähig. Abhilfe schaffen könnten regional differenzierte Energiepflanzenquoten oder auch so genannte „Gebietskulissen für den Energiepflanzenanbau“ [vgl. Schultze & Köppel 2007; TU München & TU Berlin 2007]. Sie bieten die Möglichkeit, zumindest auf informeller Ebene einen Einigungsprozess über das verträgliche Maß des Energiepflanzenbaus und ihrer Nutzung in Gang zu setzen.

4.3.4.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Das Zusammenspiel energie-, agrar- und umweltpolitischer Instrumente zur Steuerung des Anbaus und der energetischen Verwertung landwirtschaftlicher Biomasse rückten angesichts zunehmender Konflikte stärker in den Blick. Das zentrale energiepolitische Instrument war weiterhin das EEG (vgl. Kapitel 4.3.4.3), das mit seiner Ausdifferenzierung der Einspeisevergütung maßgebliche Impulse setzte.

Biogas im EEG 2004

Mit der Anpassung der Mindestvergütungssätze und der Differenzierung nach eingesetzter Biomasse und Anlagenleistung (vgl. Tabelle 4-3) wurde dem Umstand Rechnung getragen, dass je nach eingesetzter Biomassefraktionen und Verfahren unterschiedliche Kosten der Stromerzeugung entstehen [Dreher 2005, 394].[378]

Wie im EEG 2000 war die Grundvergütung pro Kilowattstunde auch im EEG 2004 nach der Anlagenleistung gestaffelt. Das EEG 2004 zielte mit der erhöhten Mindestvergütung auf eine

---

[376] Diese Argumentation mochte bundesweit gesehen zutreffen, regional (z. B. in viehhaltungsintensiven Gebieten) kam es dennoch zu Verknappungen und Verteuerung der Futtermittelproduktion als Folge steigernder Pachtpreise und höherer Transportkosten für die Beschaffung der Futtermittel.

[377] Vgl. Technikglossar

[378] Zu den Zielen und Änderungen in Bezug auf Biomassenutzung im Einzelnen vgl. Büsgen [o. J.].

stärkere Förderung der Kleinanlagen bis 150 kW Leistung. Gleichzeitig war es unter bestimmten Voraussetzungen möglich, die jeweilige Vergütung durch Bonus-Aufschläge auf die Mindestvergütung zu erhöhen, die keiner Degression unterlagen. Bis zu einer elektrischen Leistung von 150 kW konnten kumulativ bis zu 21,5 Cent/kW vergütet werden, wenn die gesamte anfallende Wärme genutzt (KWK-Bonus) und das Biogas durch eine bestimmte förderungswürdige Technologie erzeugt oder umgewandelt (Technologie-Bonus) wurde [FNR & Hartmann 2007, 113].

Tabelle 4-3: Vergütungen für Strom aus Biogas nach § 8 EEG 2004 [Cent/kWh]

Leistungsanteil	Grundvergütung*	NawaRo-Bonus	KWK-Bonus	Technologie-Bonus
bis einschließlich 150 kW	11,5	6	2	2
bis einschließlich 500 kW	9,9	6	2	2
bis einschließlich 5 MW	8,9	4	2	2
bis einschließlich 20 MW	8,4	0	2	0

* Inbetriebnahme 2004, für Folgejahre 1,5 % Degression p.a. auf die Grundvergütung

Bonussystem

Ein neues Element im EEG 2004 war das Bonussystem für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe, Kraft-Wärme-Kopplung[379] und Technologieinnovation. Nach Döhler [2008, mdl.] war die Einführung eines NawaRo-Bonus[380] aus zwei Motivationslagen heraus entstanden: Es sollten mehr unproblematische Substrate erschlossen werden, um die Verwertung von Abfall- und Problemstoffen in der Biogasanlage zurückzudrängen.[381] Gleichzeitig sollten die Landwirte, deren Produktionskosten durch die niedrigen Agrarpreise in dieser Phase nicht mehr gedeckt waren, einen Produktionsanreiz bekommen. Der NawaRo-Bonus sollte dafür sorgen, dass die Produktionskosten für das Gärsubstrat gedeckt waren. Umstritten war die Höhe des Bonus: Während die KTBL nach Döhler [2008, mdl.] empfahl, den Bonus auf 4 bis 4,5 Cent zu begrenzen, setzten sich Kräfte durch, die einen möglichst großen „push“ erzielen wollten. Schließlich sah das EEG 2004 einen NawaRo-Bonus von 6 Cent/kWh vor. Dies brachte den erwünschten entscheidenden Impuls für die verstärkte Nutzung von Anbaubiomasse zur Biogaserzeugung und Verstromung [FNR & Hartmann 2007, 113]. In Verbindung mit dem Technologie-Bonus beförderte er auch das Interesse an der Realisierung von so genannten Trockenfermentationsanlagen. Durch die Leistungsstaffelung des NawaRoBonus sollten, wie bei der Grundvergütung, wiederum kleinere und mittlere Anlagen stärker profitieren können als große.

Der neue KWK-Bonus in Höhe von 2 Cent/kWh kam zum Tragen, soweit es sich um Strom im Sinne des KWK-Gesetzes handelte. Der KWK-Bonus wurde nur für den Anteil der Strom-

[379] Vgl. Technikglossar

[380] EEG, § 8, Abs. (2), Nr. 1, (a). Den NawaRo-Bonus erhält der Betreiber, wenn er nachwachsende Rohstoffe im Sinne der Biogasverordnung zur Biogaserzeugung verwendet.

[381] Bei der Vergärung von biogenen Abfällen traten sowohl prozesstechnische Probleme als auch Probleme der Rückführung von belasteten Gärresten auf landwirtschaftliche Flächen auf [Döhler 2008, mdl.].

produktion gezahlt, bei dem auch eine externe Wärmenutzung (keine Fermenterheizung) stattfand. Damit sollte die Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Abwärme gefördert werden. Die Anlagenbetreiber mussten ein entsprechendes Wärmenutzungskonzept vorlegen.

Als dritte Möglichkeit war vorgesehen, bei Anwendung einer innovativen Anlagentechnik einen Technologie-Bonus von 2 Cent/kWh zu zahlen. Er wurde z. B. für Strom aus Biogas gezahlt, das durch thermochemische Vergasung oder in Trockenfermentationsanlagen erzeugt wurde, sowie wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet worden war[382] oder der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasmotoren, Dampfturbinen oder Organic-Rankine-Anlagen (ORC-Anlagen), Kalina-Cycle-Anlage oder Stirling-Motoren gewonnen wurde.[383]

Die Handhabung des Technologie-Bonus zur Förderung der Trockenfermentationsverfahren erwies sich in der Praxis als schwierig, da die Abgrenzung von Trocken- und Nassfermentationsverfahren nicht eindeutig ist. So ist z. B. eine Anlage mit hohem NawaRo-Anteil am Substrat (anstelle von Gülle) aus verfahrenstechnischer Sicht nicht zwangsläufig eine bonusberechtigte innovative Feststoffvergärungstechnologie. Hier bedurfte es einer Nachsteuerung in Form einer Auslegungshilfe zur einheitlichen Auslegung des Gesetzes[384], um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes: Gaseinspeiseverordnung (2005)

Nach der EU-Gasrichtlinie[385] von 2003 sollte jedem Gaslieferanten der ungehinderte Zugang zum Gasnetz gewährt werden.[386] Auf nationaler Ebene wurde der Zugang zu den Gasnetzen im Rahmen der Liberalisierung des Gasmarktes neu geregelt. So sah das 2005 novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)[387] erstmals eine Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz[388] vor. Bereits im EEG 2004 war eine Gasabtauschregelung vorgesehen worden. Diese eröffnete die Möglichkeit, aus einem Netz der öffentlichen Versorgung

---

[382] Die Möglichkeit zur Nutzung des Gasnetzes für Biogas war erst in der parlamentarischen Beratung zum EEG 2004 eröffnet worden. Die Vergütung für den aus aufgereinigtem Biogas erzeugten Strom ist unabhängig davon, ob der Strom vor Ort oder – nach Einleitung in das Gasnetz – an einem anderen Ort produziert wird.

[383] Vgl. Technikglossar

[384] Das Bundesumweltministerium veröffentlichte im März 2007 unter http://www.umweltministerium.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/39019.php (Abruf 21.08.2009) eine Auslegungshilfe: Trockenfermentation für kontinuierliche Biogasverfahren, um die bestehenden Unklarheiten zu verringern.

[385] Richtlinie 2003/55/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[386] Abs. (24) der Präambel verpflichtet die Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung bestimmter technischer Vorschriften sicherzustellen, „dass Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten“ (vgl. auch § 1, Abs. (2)). In der vorangegangenen Richtlinie 98/30/EG, die durch die neue Richtlinie 2003/55/EG ersetzt wurde, war die Biogaseinspeisung noch nicht explizit berücksichtigt.

[387] Energiewirtschaftsgesetz vom 07. Juli 2005; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[388] Bei freien Kapazitäten soll Biogas generell Vorrang in den örtlichen Verteilnetzebenen haben (§ 24 EnWG). Allerdings kann der Netzbetreiber die Einspeisung verweigern, wenn seine Netzkapazitäten nicht ausreichend sind.

Gas zu entnehmen und den im Rahmen des KWK-Prozesses entstehenden Strom auf Basis der Vergütungsregelungen des EEG ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen, sofern die entnommene Gasmenge an anderer Stelle energieäquivalent aus Biomasse erzeugt und ins öffentliche Gasnetz eingespeist wurde. Die Gaseinspeisung sollte sich also weiterhin über die im EEG für die Verstromung vorgesehenen Vergütungssätze rentieren. Damit eröffnete sich eine neue Verwertungsmöglichkeit[389], wobei es sich lohnen sollte, das Biogas nun über weitere Strecken einer effizienteren Wärmenutzung in größeren BHKW zuzuführen.

Die neue Option dieser semi-zentralen Form der Verwertung hatte Auswirkungen auf Anlagengrößen, die Betreiberstruktur sowie auf Standortparameter: Die Gewinnung und Aufbereitung sowie die Einspeisung des gewonnenen Biogases war erst ab einer gewissen Mindestanlagengrößen (> 1.000 m^3/h Rohgas) wirtschaftlich [FNR 2006a]. Aus wirtschaftlicher Sicht notwendige Skaleneffekte zwangen insofern zum Bau größerer Anlageneinheiten. Nicht zuletzt wegen des erhöhten Investitionsbedarfs engagierten sich v. a. größere Unternehmen (Energieversorgungsunternehmen, Anlagenhersteller, Stadtwerke) als Betreiber von Biogaseinspeisungsanlagen (vgl. auch Kapitel 4.3.4.4). War bisher ein ausreichendes Substrataufkommen vor Ort ein standortbestimmender Faktor, kam nunmehr zusätzlich die Anschlussmöglichkeit an ein leistungsfähiges (regionales) Gasnetz mit entsprechender Aufnahmekapazität hinzu.[390]

Die Protagonisten[391] eines eigenständigen Gaseinspeisegesetzes nach dem Muster des EEG hatten sich mit ihrem Anliegen, eine verstromungsunabhängige Förderung der Produktion und Einspeisung von Biogas zu bekommen und damit neue Absatzmärkte zu erschließen, nicht durchsetzen können.[392]

Adaption der genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen

Biogasanlagen werden je nach Größe des Fermenters und Feuerungsleistung nach Baurecht oder nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz zugelassen.[393] In den jeweiligen Zulassungsverfahren waren Wasserrecht, ergänzt durch die Beachtenspflichten des Abfallrechts (z. B. Hygieneanforderungen) sowie einschlägigen Vorschriften zum Umgang mit Gärresten zu beachten. Anlagenbetreiber sahen sich dabei einem nicht überschaubaren „Wust“ von Rechtsvorschriften gegenüber, die in ihrem Zusammenwirken wenig transparent waren [Klinski 2005, 115]. In den Bundesländern verfolgten die zuständigen Behörden nicht immer

---

389 Begleitendes Forschungsprojekt bei Fraunhofer UMSICHT; Projekthomepage http://www.biogaseinspeisung.de (Abruf 21.08.2009)

390 Die Mindesteinspeisemenge, bis zu 500 m^3/h Biomethan, kann nur in Netze mit großem Durchsatz eingespeist werden. Ortsnetze (meist < 1 bar) sind hierfür nicht geeignet.

391 Hierzu gehörten u. a. der Fachverband Biogas und die Partei BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN http://gaseinspeisegesetz.de/CorneliaBehm_MdB_B90Gruenen.pdf (Abruf 21.08.2009). Vgl. auch Tentscher [2007]; www.biogas4all.de/Neu/neu.html (Abruf 21.08.2009).

392 Die Bundesregierung sah in einer Stellungnahme zum Biomasse-Aktionsplan der EU angesichts der bisher erreichten Erfolge gegenwärtig keinen Bedarf für ein Biogaseinspeisegesetz nach dem Muster des EEG. Auch die Deutsche Netzagentur sprach sich dagegen aus.

393 Eine Betreiberumfrage ergab, dass bisher über die Hälfte (etwa 55 %) der Anlagen nach BImSchG und ca. 44 % nach Baurecht zugelassen wurden [Scholwind & Thrän 2008,44].

eine nachvollziehbare Linie, woraus sich wesentliche Handhabungsdifferenzen ergaben. Insofern bestand Handlungsbedarf zur Vereinfachung und Vereinheitlichung der Rechtslage.

Durch das EAG-Bau 2004[394] wurde die bauplanungsrechtliche Privilegierung für kleine Biogasanlagen im Außenbereich erweitert.[395] Damit sollte der Strukturwandel in der Landwirtschaft gefördert und der Aufwertung erneuerbarer Energien im BauGB entsprochen werden. Allerdings galt die Privilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB nur mit gewissen Einschränkungen[396], denn es sollte sowohl den Interessen der Landwirtschaft als auch denen des Landschaftsschutzes entsprochen werden. Die neuen Vorschriften konnten die schwierigen Auslegungs- und Ermessenstatbestände und die stark divergierende Vollzugspraxis in den Ländern nicht beseitigen. Weitere untergesetzliche Regelungen[397] in den Ländern waren erforderlich, um eine landesweit einheitliche Auslegung zu erzielen.

Mit der Einführung einer Rückbauverpflichtung für Anlagen der Energieerzeugung im Außenbereich (§ 35 Abs. 3 BauGB) wurde eine Forderung der Natur- und Umweltschutzverbände erfüllt, visuelle Beeinträchtigungen der freien Landschaft durch Altanlagen zu vermeiden – eine Forderung, die auch im Interesse der Kommunen lag.[398]

Steuerung der Biomassenutzung auf kommunaler Ebene

Der ab 2004 verstärkt einsetzende Anlagenzubau stellte die Kommunen v. a. in den Schwerpunkträumen der Entwicklung vor Probleme der Standortsteuerung. Für die Gemeinden bestand rechtlich die Möglichkeit, privilegierte Biogasanlagen durch Ausweisung von Sonderbauflächen zu konzentrieren. Außerhalb dieser Sonderbauflächen für Biogasanlagen wäre das Gemeindegebiet dann von dieser Nutzung freizuhalten. Allerdings erwies sich die beabsichtigte Ausschlusswirkung als begrenzt, denn außer städtebaulichen Kriterien können bei Biogasanlagen kaum Standort differenzierende sachliche Kriterien herangezogen werden, die eine Konzentration oder einen Ausschluss gerichtsfest begründen.

---

[394] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[395] Bis zur Novellierung 2004 galten Biogasanlagen im Außenbereich gemäß § 35 BauGB nur als privilegiert, wenn sie entweder überwiegend mit Material aus der eigenen landwirtschaftlichen Produktion beschickt oder die von ihnen erzeugte Energie überwiegend durch den jeweiligen Landwirt selbst genutzt wurde.

[396] Räumlich-funktionaler Zusammenhang zu einem landwirtschaftlichen Betrieb oder einem Tierhaltungsbetrieb, Unterschreiten von max. 0,5 MW elektrische Leistung; Herkunft der Biomasse zu mehr als 50 % aus diesem Betrieb bzw. aus diesem und aus nahe gelegenen Betrieben vergleichbarer Art. Die Privilegierung ist auf eine Anlage je Hofstelle oder Betriebsstandort beschränkt.

[397] Auf der Grundlage eines Mustererlasses der Fachkommission Städtebau der ARGEBAU von 22.03.2006.

[398] Das Land Brandenburg hat die Rückbauverpflichtung mit einem Erlass konkretisiert. Erlass des Ministeriums für Infrastruktur und Raumordnung zur Rückbauverpflichtung und Sicherheitsleistung nach § 35 Abs. 5 Satz 2 und 3 BauGB in Verbindung mit § 67 Abs. 3 Brandenburgische Bauordnung vom 28.03.2006.

4.3.4.4 Technologie- und Marktentwicklung

Potenzialstudien Biomasse

Das Anbaupotenzial für Biomasse und damit die erzeugbare Energie wird wesentlich durch die hierfür verfügbaren Flächen bestimmt [Fritsche & Wiegmann 2005, 396].[399] Da strittig war, welche Anteile der landwirtschaftlichen Produktionsfläche für die Sicherung der Nahrungsmittelversorgung benötigt werden, gingen auch die Annahmen über die verfügbaren Flächenpotenziale für die energetische Nutzung auseinander. Zwischen 2002 und 2006 wurden verschiedene Studien mit dem Ziel erstellt, Ausbaupotenziale der Biomassenutzung abzuschätzen.[400]

Nach SRU [2007] überschätzen die Szenarien der Potenzialstudien das technische bzw. erschließbare Potenzial. Selbst die einschlägigen Umwelt-Szenarien der Gutachten[401] berücksichtigen nach SRU [2007] notwendige Restriktionen durch Berücksichtigung naturschutzfachlicher Forderungen nicht im gebotenen Umfang. Zudem wurde zum damaligen Zeitpunkt die Nachfrage nach Biomasseprodukten für die stoffliche und industrielle Verwertung unterschätzt. Die vorwiegend positiven Potenzialeinschätzungen dienten als Begründungshintergrund für den NawaRo-Bonus im EEG, mit dem nachwachsende Rohstoffe verstärkt für den Biogassektor erschlossen werden sollten.

Zunahme der Anlagengrößen

Ab 2004 war ein deutlicher Trend zu immer größeren Biogasanlagen zu verzeichnen. Ende 2007 betrug die durchschnittliche Leistung des deutschen Biogasanlagenbestandes 290 KW_{el}. Dabei gab es durchaus große regionale Unterschiede bei den Anlagenleistungen, Bayern und Baden-Württemberg würden „überholt“: Betrug die durchschnittliche Anlagengröße in Baden-Württemberg und Bayern 200 kW_{el} bzw. 190 kW_{el}, lag sie in Niedersachsen und den östlichen Bundesländern (Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt, und Mecklenburg-Vorpommern) bei rund 500 kW_{el}. Diese Entwicklung brachte es mit sich, dass nun Niedersachsen mit 27,4 % der installierten Biogasleistung den Spitzenplatz unter den Bundesländern einnahm, obwohl zahlenmäßig nach wie vor die meisten Biogasanlagen (41 %) in Bayern in Betrieb waren.

---

[399] Fläche stellt allerdings in Deutschland mittlerweile ein äußerst knappes Gut dar. Der fortgesetzte Entzug landwirtschaftlicher Flächen für die Realisierung anderer Nutzungsansprüchen (z. B. Verkehr, Städtebau) verringert die Anbaupotenziale fortlaufend [Reinhardt & Gärtner 2005, 400 ff.]. Inwieweit diese Verluste durch eine Verbesserung der Produktionsmethoden ausgeglichen bzw. sogar überkompensiert werden können, wird unterschiedlich beurteilt. Nach Reinhardt & Gärtner [2005, 401] könnten die wesentlichen Nachhaltigkeitsziele erst bei einer Verringerung des Selbstversorgungsgrades (Nahrungsmittelproduktion) auf 80 % umgesetzt werden.

[400] Fritsche et al. [2004]: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; Nitsch et al. [2004]: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland; IE Leipzig [2005]: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. EEA [2006]: How much biomass can Europe produce without harming the environment.

[401] Z. B. die Szenarien „Umwelt“ der Ökoinstituts, „Naturschutz-Plus“ des DLR, und „Environment-Plus“ des IE-Leipzig.

Die höhere Einspeisevergütung für Kleinanlagen sowie die Privilegierungsregelung für Anlagen bis 500 kW im Rahmen der baurechtlichen Genehmigung führte zwischen 2004 und 2008 zu einer Praxis des Anlagensplittings.[402] Durch das Aneinanderreihen von Modulen zu Biogasparks entstanden Großanlagen im industriellen Maßstab. Ein erstes Beispiel für diese Vorgehensweise ist der Biogaspark in Penkun[403].

Nach Schütte [2008, mdl.] war Penkun, d. h. die Kumulation von bis zu 40 Modulen mit je 500 kW_{el} eine Fehlentwicklung, die durch eine missbräuchliche Auslegung des Anlagenbegriffs zu Stande kam. Sie war bereits im EEG 2004 nicht erwünscht, wurde mit den Klarstellungen zum Anlagenbegriff im EEG 2009 unterbunden. Vor der Klarstellung konnte von den Netzbetreibern jedes einzelne Modul als selbstständige Anlage eingestuft werden, was zu einer deutlich höheren Vergütung führte. Mit der Neufassung im EEG 2009 sind alle räumlich zusammenhängenden Module nunmehr als einzige Großanlage einzustufen. Weil die neuen Vorschriften auch auf bereits bestehende Anlagen wie z. B. Penkun angewendet werden, sahen deren Betreiber den Bioenergiepark nun in seiner Existenz bedroht. Eine Klage beim Bundesverfassungsgericht gegen die rückwirkende Anwendung des Anlagenbegriffs wurde jedoch abgelehnt.

Stand der Technik

Die Biogastechnologie mit ihren Komponenten galt nun als ausgereift. Im Bereich der Wirkungsgradverbesserung wurden sowohl bei der Prozesssteuerung (Fermentationsbeschleunigung, Gasausbeute) als auch bei der Effizienz der Biogas-Verstromungstechnologien[404] noch Optimierungspotenziale gesehen. In Abhängigkeit von den verwendeten Substraten und der betriebswirtschaftlichen Einbindung am Standort hat sich mittlerweile eine große Vielfalt an technischen Ausführungen entwickelt. Das gewachsene Angebot an standardisierten Komplettlösungen, so genannte Turn-Key-Anlagen, spiegelt die zunehmende Professionalisierung der Branche wider.

Trockenfermentationsverfahren

Der Einsatz neuer Technologien zur Erzeugung von hochwertigem Biogas sollte den Einsatz bisher ungenutzter Biomassen aus der Landwirtschaft verbessern. Wenn der Vergasungsprozess bei einer deutlich niedrigeren Temperatur als bei konventionellen Verfahren abläuft, sind auch die in großem Umfang anfallenden Restbiomassen prinzipiell energetisch verwertbar.

Trockenfermentationsanlagen erhielten nach der EEG-Neufassung 2004 einen Technologiebonus von 2 Cent/kWh produzierten Strom. Der NawaRo-Bonus hatte in Verbindung mit dem Technologie-Bonus das Interesse an der Fortentwicklung von Trockenfermentationsanlagen

---

[402] Von Kritikern auch als „Salamitaktik“ bezeichnet.

[403] Die NawaRo-Anlage bekam bis Ende 2008 den deutlich höheren Vergütungssatz von rund 16 Cent/kWh statt 9,3 Cent/kWh für eine 20 MW-Anlage. Über 20 Jahre gerechnet hätte die Anlage so etwa 200 Mio. Euro höhere Einnahmen erzielt [eigene Berechnungen]. Mit der Neufassung des EEG 2009 wurde der Anlagenbegriff geändert. Die Änderungen des EEG 2009 gelten rückwirkend auch für Anlagen wie Penkun, die vor 2009 realisiert wurden.

[404] Vgl. Technikglossar

in allerdings beschränktem Umfang weiter befördert. Im Jahr 2006 waren ca. 15 diskontinuierliche Trockenfermentationsanlagen im landwirtschaftlichen Bereich in Betrieb bzw. Planung. „Insgesamt wird die Trockenfermentation als eine *ergänzende* (Hervorheb. d. Verf.) Verfahrenstechnologie zur praxisüblichen Nassfermentation für spezielle Einsatzbereiche eingestuft.“ [Schüsseler & Daebeler 2004, 114].

Der sehr hohe Arbeitszeitaufwand der Trockenvergärung und der erhöhte technische Aufwand der Temperaturführung im Winter führen zu höheren Produktionskosten. Die unerwartet niedrigen Gaserträge können durch Einsatz von Silage oder Gärhilfsmittel zwar erhöht werden, jedoch wurde die Wirtschaftlichkeit unter den genannten Bedingungen noch nicht erreicht [Jäkel 2004, 61].

Gasaufbereitung und -einspeisung

Der rechtliche Rahmen für die Biogaseinspeisung wurde ab 2005 durch das Energiewirtschaftsgesetz[405], ergänzt durch die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV, vgl. Kapitel 4.3.4.3) und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) vorgegeben.[406] Seitdem war die Einspeisung von Biogas (vgl. Gasabtauschregelung in Kapitel 4.3.4.3) in das Gasnetz möglich. Jedoch mussten für eine großmaßstäbliche Einspeisung zunächst noch einige Hemmnisse ausgeräumt werden [Fraunhofer UMSICHT & Partner 2007].

Für die Einspeisung muss das Rohgas Erdgasqualität aufweisen.[407] Die benötigten Gasaufbereitungstechnologien gab es bereits, um z. B. Industrie- und Schadgase aufzubereiten. Diese Verfahren galt es, an die spezifischen Anforderungen der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität anzupassen. Bis Ende 2006 boten nur wenige Unternehmen diese Aufbereitungstechnologien an. Entsprechend teuer sind die teilweise noch in der Entwicklung befindlichen Anlagen. Die Aufbereitung gilt als aufwändig und teuer, so dass sie nur für Anlagen mit einem Mindestgasaufkommen > 1000 m^3 wirtschaftlich ist.

Zum Jahresende 2006 gingen die ersten Großanlagen für Biogaseinspeisung in Betrieb. Die Anlage in Pliening[408] – eine der größten Biogasanlagen Deutschlands – begann, aufbereitetes Biogas als Zusatzgas ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Kosten- und Marktentwicklung

Nach der Neufassung des EEG 2004 kam es zu einer regelrechten Marktexplosion. Maßgeblich für das starke Wachstum bei Biogasanlagen, deren gesamte installierte Leistung sich zwischen 2004 und 2006 nahezu vervierfacht hat, war die Einführung des NawaRo-Bonus im

---

[405] EnWG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[406] GasNEV, GASNZV, vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[407] Damit das Biogas der geforderten Erdgasqualität entspricht, muss es getrocknet und von Schadgasen (u. a. Schwefelwasserstoff) sowie von Kohlendioxid gereinigt werden. Hierfür stehen Wäschen (Druckwasserwäsche, drucklose Aminwäsche, organische Wäsche) sowie die Druckwechseladsorption (PSA) als Verfahren zur Verfügung (vgl. Technikglossar).

[408] Die Anlage produziert mit 3,9 Mio. m^3 Biomethan und speist 485 m^3/h in das Gasnetz ein. Abnehmer ist E.ON Bayern. Das Projekt wurde gemeinsam von der Schmack Biogas AG und der Renewable Energy Systems GmbH realisiert. http://www.biogas-netzeinspeisung.at/anlagenbeispiele/pliening.html (Abruf 21.08.2009).

Rahmen der EEG-Neufassung 2004. Die jährliche Zunahme, die in den Vorjahren im Bereich von 30 bis 60 MW_{el} relativ konstant war, erhöhte sich von 2004 auf 2005 auf 420 MW_{el}, wobei ein starker Trend zu größeren Anlagen zu beobachten war.

Die Zahl der Biogasanlagen nahm allein in dieser Phase noch einmal um rd. 800 Anlagen zu. Die installierte elektrische Leistung stieg ab 2004 bis 2007 von 247 MW_{el} auf 1.270 MW_{el} an. Die starke Nachfrage trieb den Diffusionsprozess voran. Einzelne Neuinstallationen hatten Anlagenleistungen von 800 kW_{el}, der Durchschnitt lag bei durchschnittliche ca. 500 kW_{el}.

Der NawaRo-Bonus wurde 2006 von rund 60 % aller Biogas-Anlagen in Anspruch genommen, 2007 waren es schon über 83 % [Scholwin & Thrän 2008, 45]. Dabei handelte es sich um Neuanlagen und Altanlagen, die auf den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen umgestellt wurden. Infolge der Umstellung von Biogasanlagen auf den ausschließlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe reduzierte sich der Einsatz industrieller und landwirtschaftlicher Reststoffe (hier: v. a. Gülle) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Die Wärmenutzung nahm durch den KWK-Bonus weiter zu. 58 % der befragten Anlagenbetreiber gaben an, die anfallende Wärme bei Biogasanlagen extern zu nutzen. Dabei wurde ein weites Nutzungsspektrum von 5 bis 100 % der anfallenden Wärme genannt. Durchschnittlich wird etwa die Hälfte der anfallenden Wärme genutzt. 43 % der Betreiber gab an, die Kraft-Wärmekopplung seit der EEG-Novelle 2004 durchgeführt zu haben, was die Lenkungswirkung des KWK-Bonus belegt. In vielen Fällen erwies es sich allerdings als schwierig, Biogasanlagenstandorte in der Nähe von größeren Wärmesenken zu finden.

Das EEG sah einen erhöhten Vergütungsrahmen für die Erzeugung von Strom aus Biomasse vor (vgl. Kapitel 4.3.4.3). In der Praxis wurde der maximale mögliche Vergütungssatz aber nur in wenigen Fällen erreicht. Marktübliche Anlagengrößen mit zwischen 400 und 500 kW_{el}, die ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben wurden, erhielten durchschnittlich Vergütungen im Bereich von 16 bis 17 Cent/kWh. Die genaue Höhe der Vergütung war vor allem vom Anteil der genutzten Wärme (KWK-Betrieb) abhängig.

Im Unterschied zur Pionier- und Aufbruchphase, in der Hofbiogasanlagen Gülle und im Betrieb anfallende organische Reststoffe verwendeten, nahm in dieser Phase die Zahl der NawaRo-Anlagen zu. Für diese Anlagen mussten eigens Substrate – mit entsprechenden Kosten – produziert werden. Für NawaRo-Großanlagen konnten nicht mehr nur betriebseigene Substrate verwendet werden, sondern diese mussten von umliegenden Betrieben zugekauft werden.

Damit zeichnete sich ab, dass der Substratpreis zunehmend Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung nehmen würde. Würden die Substratpreise nachfragebedingt steigen, könnten sie sehr schnell die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage gefährden.

Durch die seit 2005 nach dem EnWG mögliche Einspeisung von Biogas in das Gasnetz (vgl. weitergehend Kapitel 4.3.5.4) erweiterten sich die Absatzmöglichkeiten für Biogas. Durch die Nutzung des Gasnetzes eröffneten sich Möglichkeiten einer zentralisierten Gasverstromung. Größere Stromwandlungseinheiten versprachen größere Wirtschaftlichkeit (economies of scale) und eine höhere Effizienz.

4.3.4.5 Akteure der Konstellation

Bundesumweltministerium – Federführung bei der EEG-Neufassung 2004

Für das Bundesumweltministerium war das Erreichen der selbst gesetzten Klimaschutzziele zentrales Handlungsmotiv. Zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien sollten weitergehende, gezielte Steuerungsimpulse sollten die Entwicklung befördern. Auf der Grundlage des Erfahrungsberichts zum EEG 2000 entwickelte das Bundesumweltministerium spartenspezifische Vergütungs- und -degressionssätzen sowie eine Bonussystem[409], das Feinsteuerung unterstützte. Neben der Differenzierung des Vergütungssystems setzte das Umweltministerium weiterhin auf die Strategie, den Betreibern einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, selbst wenn dies angesichts der nach wie vor hohen Stromerzeugungskosten im Biogassektor auf eine Erhöhung der Vergütungssätze hinaus lief. Diese Strategie fand Unterstützung im Landwirtschaftsressort, da damit zugleich eine Existenzsicherung von Landwirtschaftsbetrieben erfolgte. Trotz nicht vollständig konvergierender Ziele war das Bundeslandwirtschaftsministerium in dieser Phase ein wichtiger Allianzpartner zur Durchsetzung der Interessen gegenüber dem Wirtschaftsministerium und der Branche der konventionellen Energieerzeuger.

Die Biogas-Branche: Rasantes Wachstum

Die Branche der Biogas-Anlagenbauer und Zulieferer erfuhr in dieser Phase ihren größten und rasantesten Wachstumsschub. Einige der neu gegründeten Unternehmen verdoppelten ihre Mitarbeiterzahlen jährlich. Der Anlagenzubau, insbesondere der Bau von NawaRo-Anlagen, boomte. Die Firmen Schmack Biogas GmbH und BiogasNord GmbH gingen 2006 an die Börse; EnviTec gab eine entsprechende Absicht bekannt.

Nach Staiß [2007, 65] wandelte sich die Betreiberstruktur bei Biogasanlagen seit 2004 beträchtlich. Während lange Zeit landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Einzelbetreiberstruktur dominierten, waren diese im Jahr 2006 mit einem Drittel in der Minderzahl. Der größte Teil wurde von Genossenschaften und Personengesellschaften (GbR, KG, GmbH & Co. KG) betrieben.[410]

Hersteller (Zulieferer) und v. a. ältere Anlagenbau-Unternehmen orientierten sich bereits zu Beginn der Phase in Richtung Ausland. „Auf den Biogas-Messen im Ausland sind alle deutschen Hersteller vertreten. Zukünftig können deutsche Unternehmen nur noch durch den Absatz im Ausland ihre Größe halten“ [Holz 2008, mdl.]. Demzufolge gründeten gegen Ende der Phase auch die „jüngeren“ Anlagenbau-Unternehmen Niederlassungen oder Tochtergesellschaften im Ausland. Präferiert wurden Länder, in denen EEG-ähnliche Einspeiseregelungen oder – wie in Italien – sogar höhere Einspeisetarife als in Deutschland vorsahen.

---

[409] Das Bonussystem sollte es ermöglichen, spezifische Anreize für das Erreichen bestimmter Entwicklungen zu setzen. So sollten etwa mit dem NawaRo-Bonus weitere, bisher ungenutzte Potenziale erschlossen werden. Außerdem gehörten die Stärkung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie das Fortschreiten der Technologieentwicklung zu den expliziten Zielen. KWK- und Technologiebonus sollten insbesondere Anreize zur Steigerung der Effizienz geben.

[410] Kapitalgesellschaften (GmbH, AG) stellen etwa ein Viertel der Anlagenbetreiber [ebda.]. Die GmbH & Co. KG ist vor allem als Beteiligungsmodell interessant.

Kapitalgeber im Ausland waren eher Investoren. Die Landwirte in den anderen europäischen Ländern – Großbritannien, Frankreich, Italien – waren nach Holz [2008, mdl.] eher skeptisch gegenüber Biogastechnologien. Es fehlte an Vertrauen durch einen ausreichenden Erfahrungsvorlauf, den es ja in Deutschland schon seit den 1980ern gegeben hatte.

Unternehmen wie die Schmack Biogas AG trieben die Entwicklung des Biogassektors weiter durch eigenes unternehmerisches Engagement voran: So baute die Schmack Biogas AG auf dem eigenen Firmengelände gemeinsam mit E.ON Ruhrgas und E.ON Bayern eine 10 MW Biogasanlage zur Einspeisung in das Erdgasnetz.[411] 2006 kaufte die Schmack Biogas AG die Firma CarboTech Engeneering GmbH, die Know-how im Bereich der industriellen Gasaufbereitung mitbrachte. Andere Unternehmen wie die ÖKOBiT GmbH und MT-Energie folgten dem Beispiel und boten – z. T. in Kooperation mit einschlägig erfahrenen Firmen – ab 2007 Technologien zur Gasreinigung an.

Mit der Option der Gaseinspeisung und effizienten Verstromung in zentralen BHKW stieg das Interesse lokaler (Stadtwerke), aber auch überregionaler Energieversorger, in die Biogasproduktion mit einzusteigen. Die Energieversorgungsunternehmen können das für die Großanlagentechnologie notwendige Kapital mobilisieren und ergänzen das Spektrum der industriellen Biogasbetreiber. Für Stadtwerke ist die Option der Biogaserzeugung und -aufbereitung insbesondere interessant, wenn sie eine kommunale KWK-Anlage betreiben.

4.3.4.6 Unerwünschte Nebeneffekte und Nachsteuerungsbedarf

Zunehmende Flächen- und Verwertungskonkurrenzen

Reinhardt & Gärtner [2005, 401] errechneten, dass für die Umsetzung der wesentlichen Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung 4,5 Mio. ha Anbauflächen für energetisch genutzte Biomasse benötigt werden.[412] Angesichts wachsender Biomassemärkte bestehen jedoch erhebliche interne Konkurrenzen um Anbauflächen für Nahrungs- oder Futtermittel einerseits und Biomasse für die energetische und stoffliche Nutzung andererseits. Diese Konkurrenzen sind vielschichtig und eng mit dem Marktgeschehen verflochten. Nicht nur die Sicherung der Nahrungsmittelproduktion, sondern auch die steigende Nachfrage nach einer stofflichen bzw. industriellen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen setzt den Bioenergiesektor unter Druck.[413] Bei den energetischen Nutzungsmöglichkeiten stehen der Energiepflanzenanbau für die Produktion flüssiger (Biokraftstoffe), gasförmiger (Biogas) und fester Energieträger (u. a. Holz) in Konkurrenz um Anbauflächen. Nach Döhler [2008, mdl.] sind allerdings Zweifel berechtigt, ob zukünftig ausreichend Flächen im genannten Umfang für die Bioenergie-

[411] www.schmack-biogas.com/wDeutsch/pdfpresse/2006_07_19.pdf (Abruf 21.08.2009).

[412] Aus naturschutzfachlicher Sicht liegt die unter umweltverträglichen Rahmenbedingungen für Energiepflanzenanbau nutzbare Fläche in Deutschland bei geschätzten 2 bis 2,5 Mio. Hektar. Dies entspricht rund 10 bis 13 % der heute landwirtschaftlich genutzten Fläche [NABU Positionspapier o. J.].

[413] Beispiele sind z. B. der Ersatz von Kunststoffen durch Einsatz von Pflanzenfasern wie z. B. Hanf. Nach Döhler [2008, mdl] entwickelt hier die Autoindustrie eine zunehmende Nachfrage. Eine bedeutende Nachfrage nach Zellulosefasern entsteht zukünftig bei der Herstellung von Verpackungsmaterial und Klebstoffen.

produktion zur Verfügung stehen. „Wenn wir langfristig 2 bis 3 Mio. Hektar für den Bioenergiebereich zur Verfügung hätten, dann wäre das schon viel“ [ebda.].

Die Flächenrestriktionen zwingen dazu, Ansätze zur Verringerung der Konkurrenzen aufzuzeigen. Hierzu gehört neben der Kaskadennutzung[414] auch die Effizienzsteigerung sowie die Substitution von Substraten bzw. ein Ausweichen auf Importmärkte [Thrän & Kaltschmitt 2007, 61]. Diese „Auswege“ dürften allerdings ebenfalls nicht ohne Auswirkungen auf die Umwelt- und Klimabilanz des Energiepflanzenanbaus bleiben.

Die Frage der örtlichen Verfügbarkeit von Anbauflächen nachwachsender Rohstoffe für die Vergärung wurde insbesondere für industrielle NawaRo-Anlagen zunehmend zum Standortfaktor. Auf regionaler und lokaler Ebene gab es durchaus eine Knappheit von Anbauflächen. „Der Biogas-Boom hat in einigen viehhaltungsintensiven Regionen bereits zu einer Flächenverknappung geführt. Die Folge waren steigende Pachtpreise und anziehende Kosten für die Substrate. Auch für die Mast- und Milchviehbetriebe wurde das Futter teuer [Schlagheck 2005, mdl.][415], da die Verwendung der Biomasse im energetischen Bereich eine zunehmend attraktive Alternative zum Futter- bzw. Nahrungsmittelbereich darstellte.

Zunehmende Konflikte mit dem Natur- und Umweltschutz

Der boomende Anlagenzubau und steigender Substratbedarf verschärften die bereits angesprochenen Belastungen für die Umwelt. Der verstärkt einsetzende Energiepflanzenanbau (Mais) war mit einem wahrnehmbaren Intensivierungsschub verbunden. Im Rahmen dieser Re-Intensivierung wurden Stilllegungsflächen reaktiviert und Nutzungsänderungen vorgenommen. Vormalige Getreide- und Grünlandstandorte wurden nun für den Maisanbau genutzt.

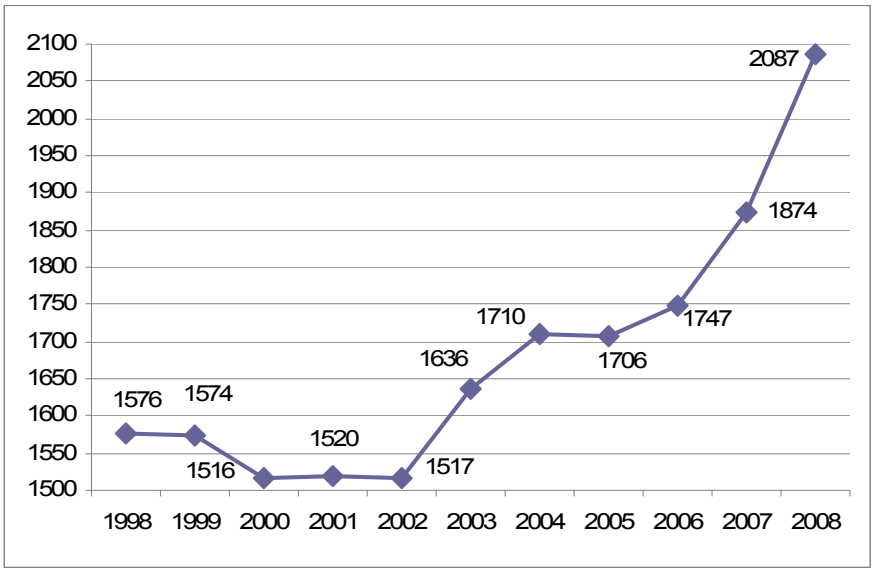


Abbildung 4-9: Maisanbauflächen in Deutschland in 1000 ha, Stand Mai 2009 [dt. Maiskomitee]

[414] Mehrfachnutzung eines Rohstoffs über mehrere Stufen. Auf eine (mehrfache) stoffliche Nutzung soll schließlich die energetische Verwertung folgen.

[415] Prof. Schlagheck (FNR) anlässlich der Biogas-Fachtagung der FNR am 24. Januar 2005 in Berlin.

Im Jahr 2008 erreichte die Maisanbaufläche in Deutschland mit über 2 Mio. Hektar ein neues Allzeithoch (vgl. Abbildung 4-9). Naturschutzverbände wie der NABU fassten die unerwünschten Nebeneffekte als „durch monostrukturelle Überbeanspruchung verursachten Verlust von Biodiversität und zusätzliche Belastung der Umweltmedien Boden und Wasser infolge intensiver Bodenbearbeitung, Düngung und ggf. Pestizideinsatz“ zusammen.[416] Zur Verringerung dieser negativen Effekte müssten sich die Anbausysteme für Energiepflanzen vielmehr in Konzepte der ökologischen Land- und Forstwirtschaft[417] bzw. zumindest in Konzepte des integrierten Anbaus[418] einfügen. Aus Naturschutzsicht wurde auch thematisiert, dass der wachsende Nutzungsdruck die Flächenkonkurrenzen verschärfe: Die Bedingungen für die Neuausweisung von Biotopverbundflächen[419] und Schutzgebieten verschlechterten sich. Laufende Agrarumwelt- und Naturschutzprogramme, die auf eine Extensivierung der Bewirtschaftung abzielten, verloren an Attraktivität.[420] Auch der Biolandbau geriet durch die Ausweitung des Biomasseanbaus unter Druck.

Die Monotonisierung der Landschaft durch intensiven Maisanbau[421] fiel auch großen Teilen der ansässigen Bevölkerung ins Auge. Der Widerstand gegen Biogas-Großanlagen richtete sich sowohl auf unerwünschte Effekte wie Geruchsbelastung, Schadstoff- und Lärmemissionen durch An- und Abtransport der Gärsubstrate und unkalkulierbare Risiken des Anlagenbetriebs als auch auf die Effekte des Energiepflanzenbaus.

Die Notwendigkeit, hier auch im Interesse des Akzeptanzerhalts nachzusteuern, wurde auch auf politischer Ebene wiederholt thematisiert [u. a. SRU 2007]. Die Förderung erneuerbarer Energien, d. h. auch Produktion und Nutzung von Biomasse, müsse den Prinzipien der Nachhaltigkeit sowie der Natur- und Umweltverträglichkeit entsprechen [ebda.]. Welche Ansatzpunkte der Steuerung gewählt werden sollten, war in dieser Phase jedoch noch offen.

Befriedung der Konflikte

Landwirtschaftsvertreter schätzen und schätzen die mit dem Energiepflanzenanbau verbundenen Umweltwirkungen unter Berufung auf einschlägige Umweltauflagen sowie auf die Verpflichtung zur Einhaltung der „Guten fachlichen Praxis“ als weniger gravierend ein. Als Zeichen der Kooperationsbereitschaft wurden dennoch Wege der „naturverträglichen Biomassebereitstellung“ gesucht [u. a. BBE & FNR 2004]. Hierbei spielte die Entwicklung naturverträglicher Anbausysteme für Energiepflanzen eine wichtige Rolle. Ein weiterer Ansatzpunkt zur Befriedung der Konflikte war es, die entstehenden Konkurrenzen zwischen

---

[416] Vgl. NABU [2007]. Darüber hinaus wurde befürchtet, dass der Energiepflanzenanbau ein Einfallstor für die Nutzung gentechnisch veränderter Pflanzen – mit bisher unklaren Auswirkungen auf frei lebende Tiere- und Pflanzen – sein könnte.

[417] Vgl. NABU [o. J.]: Naturverträgliche energetische Nutzung von Biomasse.

[418] Vgl. Graß & Scheffer [2005].

[419] Im Bundesnaturschutzgesetz ist ein Flächenanteil von 10 % als Biotopverbundfläche vorgesehen.

[420] Die im Rahmen dieser Programme gezahlten Entschädigungen waren angesichts der neuen Marktchancen nicht konkurrenzfähig.

[421] Auch als „Vermaisung“ bezeichnet.

festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern untersuchen und Vorschläge für nachhaltige Biomassenutzungsstrategien erarbeiten zu lassen [IE Leipzig et al. 2005].

4.3.4.7 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die Potenzialstudien, die aus nationaler Sicht ausreichende Flächenpotenziale für die Biogaserzeugung nachwiesen, bestärkten die staatliche Steuerung, die mit der EEG-Neufassung eingeschlagene Förderpolitik für die Biogaserzeugung fortzuführen. Allerdings sollte die Biogaserzeugung zukünftig stärker natur- und umweltverträgliche Gesichtspunkte berücksichtigen.

Mit Blick auf die Sicherung der Entwicklung der ländlichen Räume erhielt das Bundesumweltministerium für Ersteres die Unterstützung des Landwirtschaftsressorts. Dieses sah die Existenzsicherung landwirtschaftlicher Betriebe im Vordergrund und setzte sich daher für eine möglichst hohe Vergütung ein. Die negativen Begleiteffekte der Re-Intensivierung durch verstärkten Energiepflanzenanbau bleiben außer acht.

Der mit der Anhebung der Vergütungssätze und der Einführung eines NawaRo-Bonus beabsichtigte Steuerungsimpuls zur Mobilisierung von Anbaubiomasse als Gärsubstrat zeigte unmittelbare Wirkung. Der Anlagenzubau stieg sprunghaft an. Neben Hofbiogasanlagen, die weiterhin im kleinen Leistungsbereich bis ca. 150 kW blieben, wurden zunehmend auch größere, industrielle Biogasanlagen realisiert, die von Betreibergemeinschaften oder so genannten „Energiedienstleistern“ betrieben wurden. Die Biogaserzeugung wurde angesichts der neuen Vergütung auch für Investoren attraktiv. Die bis dahin überwiegende Kopplung von Landwirtschaftsbetrieb und Biogaserzeugung löste sich auf, die Betreiberstruktur diversifizierte sich.

Die Biogasbranche – Hersteller und Anlagenbauer – profitierten unmittelbar von der einsetzenden Nachfrage. Insbesondere im Jahr 2006 schnellte die Zubaurate noch einmal nach oben. Die in der Vorphase gegründeten Unternehmen erfuhren einen starken Wachstumsschub; weitere Unternehmen gründeten sich neu. Das Geschäft „brummte“.

Die vorgenommene Staffelung der Vergütung (höchste Vergütung für Anlagen bis 500 kW) sowie die im BauGB getroffene Privilegierungsregelung für Anlagen bis zu ebendieser Leistungsklasse führte dazu, dass ein Größenwachstum durch die Kumulation von Anlagenmodulen dieser Größenordnung realisiert wurde. Erste Biogasparks entstanden. Für diese erwies sich die Verfügbarkeit ausreichender Mengen von Gärsubstraten als wichtigster Standortfaktor.

Mais, eine Intensivkultur, nimmt als Pflanze mit der höchsten Gasausbeute einen Spitzenplatz unter den Energiepflanzen ein. Umwelt- und Naturschutzverbände kritisierten die mit dem zunehmenden Maisanbau verbundene Belastung der natürlichen Ressourcen (Boden, Grundwasser), den steigenden Nutzungsdruck auf naturschutzfachlich wertvolle Flächen sowie die durch Maismonokulturen hervorgerufene Monotonisierung der Landschaft. Die kritischen Stimmen hielten den Boom jedoch nicht auf, zumal der Naturschutz nicht über entsprechende finanzielle Anreizinstrumente für eine naturverträgliche Produktion verfügt, die mit den konventionelle oder energiewirtschaftlichen Gewinnmöglichkeiten konkurrieren könnten. Der bereits Jahrzehnte währende Konflikt zwischen Naturschutz und Landwirtschaft flammte erneut auf.

Der Biogassektor kam hinsichtlich der Flächenansprüche zunehmend in Konkurrenz mit anderen Bioenergielinien (Biokraftstoffmarkt) sowie der Nahrungsmittelproduktion.

4.3.5 Phase 5: Entwicklungsknick 2007/2008

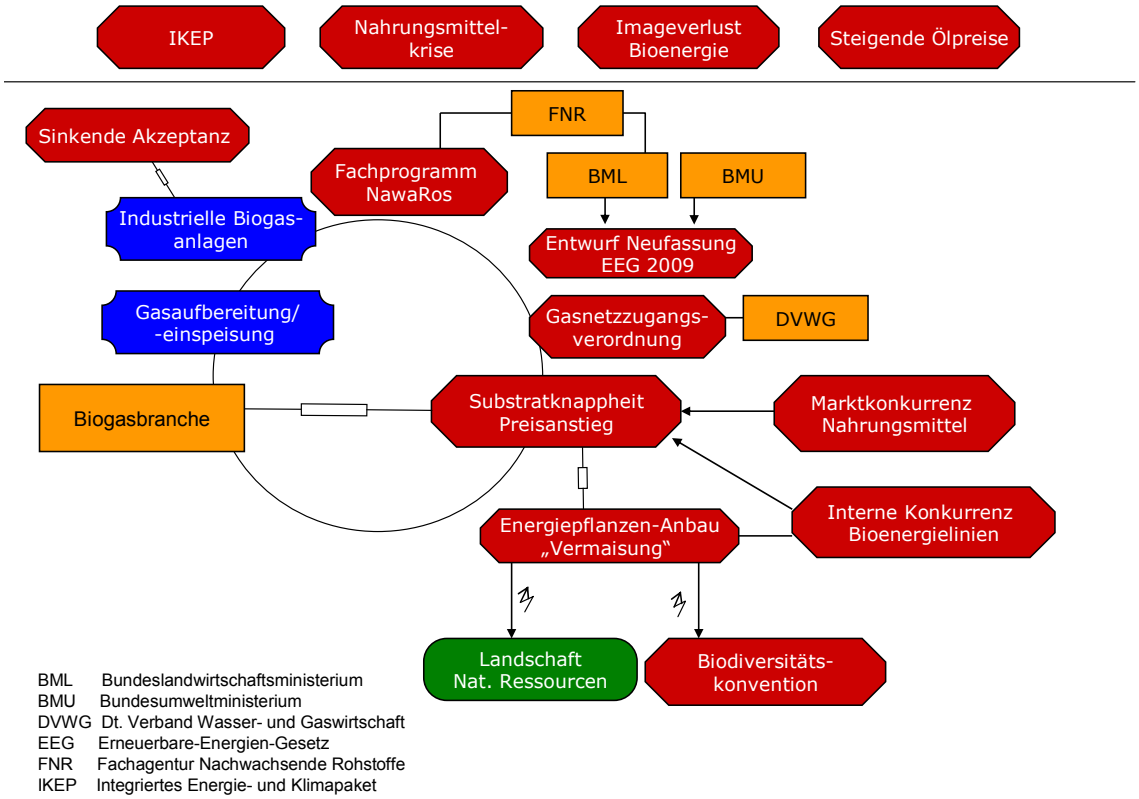


Abbildung 4-10: Konstellation Phase 5: Entwicklungsknick 2007/2008

4.3.5.1 Charakteristika der Konstellation

Die Konstellation zeichnete sich durch eine wachsende Komplexität aus. Die Verabschiedung der Gasnetzzugangsverordnung eröffnete dem Biogassektor erweiterte Vermarktungsmöglichkeiten, entfaltete aber noch keine unmittelbar treibende Kraft. Zentrales Hemmnis im Kern der Konstellation war die Substratpreisentwicklung. Die Marktkonkurrenzen zwischen Energie- und Nahrungsmittelsektor wie auch die interne Konkurrenz der Energielinien wirkten Preis treibend. Die Verfügbarkeit günstiger NawaRo-Substrate entwickelte sich zum limitierenden Faktor. Das hohe Preisniveau wirkte sich hemmend auf die Anlagenzubaurate aus. In der Folge verzeichneten viele Unternehmen der Biogasbranche Umsatzeinbrüche.

Die Kritik an der Bioenergienutzung in den Medien und in der Öffentlichkeit (Imageverlust) ließ aufgrund der Verflochtenheit des Sektors auch die Akzeptanz gegenüber der Biogasnutzung weiter sinken. Insbesondere der Widerstand gegen große Biogasanlagen mit hohem Substratbedarf wuchs. Die Förderung des Energiepflanzenanbaus einerseits und Ziele des Landschafts- und Ressourcenschutzes standen miteinander im Konflikt. Angesichts der Produktionsinteressen der Landwirtschaft, für die der Energiepflanzenanbau ein wichtiges Standbein geworden ist, spitzten sich insbesondere die mit der „Vermaisung" der Landschaft einhergehenden Umwelt- und Ressourcenschutzprobleme zu. Die nationale Umsetzung der Ziele der Biodiversitätskonvention stand im Widerspruch zur massiven Re-Intensivierung der landwirtschaftlichen Nutzung.

4.3.5.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Im Kontext wirkten uneinheitliche Signale: Einerseits hielt die Vorbereitung des IEKP eine gewisse Dynamik aufrecht – der EE-Sektor konnte mit positiven Impulsen rechnen. Auch der auf nie gekannte Höhen steigende Ölpreis ließ keine Zweifel an der Notwendigkeit der EE-Förderung aufkommen. Andererseits konterkarierten ökonomische Faktoren, allen voran der Preisanstieg im Nahrungsmittelsektor, das etablierte Anreizsystem. Die kritische Medienberichterstattung über die unerwünschten Nebeneffekte der Bioenergienutzung dämpfte die Bioenergie-Euphorie.

IEKP und EEG-Novellierungsvorbereitungen

Das Jahr 2007 stand im Zeichen der Umsetzung der Beschlüsse von Meseberg.[422] Das Bundesumweltministerium trieb die Vorbereitungen für die als Klimapaket bezeichnete Gesetzgebung der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.7.3) voran. Für den Biogassektor setzten die Zielsetzungen für den Ausbau der Biogaseinspeisung[423] zur Substitution von Erdgas positive Signale.

Bei der Fortschreibung des EEG zeichnete sich ab, dass die Kombination aus Mindestvergütung und Bonussystem für die Verstromung von Biogas beibehalten würde. Allerdings verunsicherten drastische Substratpreisanstiege und steigende Betriebskosten die Branche, ob die kostendeckende Vergütung weiterhin gesichert bleiben würde. Im Vorfeld der Gesetzesfortschreibung bestand unter den Branchenvertretern Uneinigkeit darüber, ob eher kleine und mittlere, oder Großanlagen vom Vergütungssystem profitieren sollen. Die Gesetzesberatungen wurden daher mit besonderer Spannung verfolgt.

Nahrungsmittelkrise: Kritisches Medienecho und Imageverlust Bioenergie

Verknappung und Preisanstieg für Nahrungsmittel[424] wurden u. a. auf die zunehmende Nutzung von Agrarprodukten und -flächen für die Herstellung von Bioenergieprodukten zurückgeführt. Insbesondere die Biospritproduktion und ihre Förderinstrumente gerieten in die Kritik. Verbandsvertreter des Biogassektors stellten die Vorzüge der Biogastechnologien gegenüber der Biokraftstoffgewinnung hinsichtlich der höheren Effizienz und der besseren CO_2-Bilanz heraus. Wenn Flächen und Nahrungsmittel knapp würden, solle ein Umsteuern am Energiepflanzenanbau für die Biokraftstofferzeugung (1. und 2. Generation) ansetzen. Der Biogassektor bemühte sich, im Zuge der Diskussion um die Auslöser der Nahrungsmittelkrise nicht in den negativen Sog der Biospritpolitik zu geraten.

Während die Diskussion um die nationalen und globalen Effekte der Bioenergienutzung zunächst vorwiegend in einschlägigen Fachkreisen geführt wurde[425], mehrten sich ab Ende

---

[422] Anlässlich einer Klausur des Bundeskabinetts im Gästehaus der Bundesregierung, die 2007 stattfand.

[423] Bis 2020 sollen so 6 %, bis 2030 10 % des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland durch Biogas substituiert werden. Vgl. http://www.dena.de/de/themen/thema-reg/projekte/projekt/biogaspartner/ (Abruf 21.08.2009)

[424] Vgl. zur Grundproblematik Kap. 3.1.5. An dieser Stelle werden nur die für den Bioenergiesektor relevanten Aspekte behandelt.

[425] Vgl. z. B. Bringezu et al. [2007].

2006 die kritischen Berichte in den öffentlichen Medien über die Konkurrenz von Nahrungsmittel- und Biosprit-Produktion. Kritisch hinterfragt wurden sowohl die Auswirkungen der energetischen Nutzung von Mais in den USA auf die Nahrungsmittelpreise in Lateinamerika (z. B. „Tortillakrieg“) als auch die Verdrängungseffekte der Palmölproduktion zur Befriedigung der zunehmenden Palmölimportnachfrage für die heimischen Blockheizkraftwerke.

Die Berichte zeigten sowohl die Umwelteffekte als auch die sozialen Effekte des wachsenden Energiehungers der Industrienationen auf. Die Nutzung importierter flüssiger Biomasse (v. a. Palmöl, Sojaöl) war danach in der öffentlichen Darstellung nicht mehr *per se* positiv besetzt. Überdies wurde deutlich, dass Bioenergie im Vergleich zu anderen Formen der regenerativen Energieerzeugung sowohl hinsichtlich der Effizienz als auch hinsichtlich der unerwünschten Nebeneffekte nicht eben günstig dastand. Insbesondere wurde die Produktion von Biokraftstoffen 1. und 2. Generation kritisch hinterfragt. Wenngleich die Biogasverstromung eine bessere Energieausbeute pro Anbaufläche und eine höhere CO_2-Vermeidungsrate aufweist als die Biokraftstofferzeugung, wirkte sich die „Imageverschlechterung“ indirekt auch auf den Biogassektor aus, zumal es in der Außenwahrnehmung vielfach an einer Differenzierung zwischen den Bioenergielinien fehlte. Für den Biogassektor kristallisierte sich das Fehlen von Wärmenutzungskonzepten als ein Schwachpunkt heraus. Angesichts der zunehmenden Relevanz der Energieeffizienz bestand hier Nachbesserungsbedarf.

Steigende Ölpreise

Nachdem sich der Rohölpreis im Laufe des Jahres 2007 fast verdoppelt hatte, überschritt er Anfang März 2008 die Grenze von 100 Dollar/Barrel, um kurze Zeit darauf mit 135 Dollar/Barrel einen neuen Höchststand zu erreichen. Die Betriebskosten für Biogas-Blockheizkraftwerke (mit Zündstrahlmotorentechnik) verteuerten sich erheblich. Die dramatische Ölpreisentwicklung beförderte überdies Überlegungen, zur Substitution von Erdöl zukünftig u. a. Biogas auch im Wärme- und Mobilitätssektor verstärkt einzusetzen. Die deutschen Gasversorgungsunternehmen standen in dieser Phase einer Einspeisung von Biogas in das Versorgungsnetz zunehmend aufgeschlossen gegenüber.

4.3.5.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Strategiewechsel bei Neufassung des EEG?

Zu Beginn der Phase stand im Vorfeld der EEG-Fortschreibung ein Strategiewechsel[426] zur Diskussion: Würden weiterhin kleine und mittlere Leistungsbereiche[427] angereizt oder sollten auch größere Anlagen stärker profitieren? Im ersten Fall bliebe es überwiegend bei weniger effektiven, lokalen Verstromungseinheiten und Wärmenutzungen. Ein Wechsel zu großen Produktionseinheiten würde hingegen die Wirtschaftlichkeit der Biogaseinspeisung verbessern und zur Erschließung neuer Absatzmärkte beitragen. Letzteres war vor allem in

[426] Soll das EEG im Interesse der Effizienz stärkere Anreize für Großanlagen setzen oder soll der Schwerpunkt weiterhin auf kleinen und mittleren Anlagen liegen?

[427] Der Großteil der Biogasbranche, v. a. der landwirtschaftsnahe Biogasanlagenbauer, würden damit einen wichtigen Teil ihrer Klientel behalten.

Interesse der großen Energiewirtschaft, die damit ihre vorhandenen Strukturen nutzen konnte.

Aus Sicht des Umweltschutzes und landwirtschaftlicher Strukturen war aber bereits deutlich geworden, dass Großanlagen mit nicht im ländlichen Raum verwurzelten Betreibern negative Auswirkungen auf die betroffenen Regionen und die Umwelt haben würden. Da auch die Förderung dezentraler (und damit kleinerer) Versorgungsstrukturen im EEG auch immer ein Aspekt war, wurde die Position kleinerer bis mittlerer Anlagengrößen durch die für sie angehobenen Vergütungssätze im EEG 2009 und die Klarstellung des Anlagenbegriffs gestärkt. Der Technologiebonus für Biogasaufbereitung und Einspeisung blieb weitgehend unverändert. Eine Verbesserung für die Biogaseinspeisung ergab sich vor allem aus der Gasnetzzugangsverordnung.

Gasnetzzugangsverordnung: Verbesserte Biogas-Einspeisebedingungen

Parallel zur EEG-Neufassung im Frühjahr 2008 verabschiedete das Bundeskabinett am 12. März 2008 die vom Bundeswirtschaftsministerium erarbeitete „Verordnung zur Förderung der Biogaseinspeisung in das bestehende Erdgasnetz“ (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV[428]), mit der die Konditionen der Gaseinspeisung gegenüber der Vorläuferregelung (vgl. Kapitel 4.3.4.3) deutlich verbessert wurden.[429] Mit den verbesserten Wirtschaftlichkeitsbedingungen für Einspeiser sollte die Erschließung neuer Absatzmärkte für Biogas vorangetrieben werden. Eingespeistes Biogas kann über das Gasnetz z. B. größeren KWK-Anlagen, die näher am Ort des Bedarfs liegen, zugeführt und dort verstromt werden. Während das Bundesumweltministerium diese Verwertungsvariante auch unter Effizienzaspekten favorisiert, waren Marktteilnehmer wie die Gasversorger mehr an einer Substitution von Erdgas für die Wärmeerzeugung interessiert. Sie versprechen sich durch die Beimischung des „Grünen Gases“ einen Imagegewinn. Allerdings sind sie primär an der Belieferung des Endkunden mit Biomethan – und damit an der Beibehaltung der Netz- und Lieferabhängigkeiten – interessiert und weniger an dem Effizienzeffekt, der durch die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomethan in KWK-Anlagen zu erzielen wäre.

Gasversorgungsunternehmen und auf Großanlagen spezialisierte Unternehmen der Biogasbranche[430] begrüßten die neue Verordnung, die eine wesentliche Voraussetzung für die Um-

---

[428] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[429] Nach der neuen GasNZV ist aufbereitetes Biogas *vorrangig* aufzunehmen. Für die Anpassung des Bio-Erdgases an die eichrechtlichen Vorgaben und Druckverhältnisse in seinem Netz ist der Netzbetreiber verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt die Betriebskosten, während die entstehenden Investitionskosten hälftig geteilt werden. Die pauschalisierten gaswirtschaftlichen Kosten der Netzbetreiber sollen auf die allgemeinen Netzentgelte übertragen werden. Der Biogaseinspeiser erhält eine Pauschale von 0,7 Cent/kWh für *vermiedene* Netzentgelte (nicht zu verwechseln mit einer Einspeisevergütung).

[430] Die Ausrichtung auf den Biomethan- bzw. den Erdgasmarkt bot den unter dem Absatzeinbruch leidenden Biogasunternehmen eine neue wirtschaftliche Perspektive. Zum Beispiel richtete sich die Schmack Biogas AG in der Folge verstärkt auf das Segment Biogasaufbereitung aus und suchte die Kooperation mit großen Energieversorgern: Vgl. http://isht.comdirect.de/html/audio/detail/main.html?ID=12330 (Abruf 21.08.2009).

setzung der im IEKP formulierten ehrgeizigen Ziele[431] der Erdgassubstitution darstellte. Die Realisierung der Ziele setzt allerdings auch den Zubau neuer leistungsfähiger Biogasanlagen in erheblichem Umfang voraus, ebenso wie den Ausbau des Gasleitungsnetzes, dessen Verfügbarkeit und Aufnahmefähigkeit gegenwärtig noch eine zentrale Restriktion für die Biogaseinspeisung darstellt.

Preisanstieg bei Gärsubstraten

Seit Ende 2006 hatte sich der Preis für Mais und Weizen mehr als verdoppelt. Die Weltagrarpreise stiegen damit auf ein Niveau, bei dem die Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche auch ohne politische Förderung rentabel wurde [WBA 2007, 204]. Die Steuerungsmöglichkeiten der Verwertung durch die Förderungen waren somit außer Kraft gesetzt. Die Landwirte vermarkteten ihre Anbauprodukte dort, wo sie den höchsten Gewinn erzielen konnte. Dies ließ auch die Preise für NawaRo-Gärsubstrat[432] ansteigen. Nach Thrän & Kaltschmitt [2007, 61] handelte es sich dabei um ein „Mengen-Preis-Problem“, d. h. die gewünschten Mengen waren nicht zum vorgesehenen Preis auf dem Markt verfügbar [ebda.]. Vor allem Anlagenbetreiber, die auf den Zukauf von Substraten angewiesen waren und keine langfristigen Festpreis-Lieferverträge mit den Landwirten ausgehandelt hatten, gerieten durch den Preisanstieg an die Grenze der Wirtschaftlichkeit. Die nachfragebedingten Preisentwicklungen führten zur Stagnation im Zubau v. a. der NawaRo-Biogasanlagen, da der Preisanstieg in diesem Segment am stärksten durchschlug

4.3.5.4 Technologie- und Marktentwicklung

Nachfrageeinbruch

Im Jahr 2007 begann die Kurve des Anlagenzubaus abzuflachen. Nur noch rund 450 Anlagen mit ca. 300 MW gingen neu ans Netz. Im Jahr 2008 waren es mit rund 300 Anlagen[433] nochmals deutlich weniger [Thrän et al. 2009, 17]. Ab Mitte 2007 spürten die Anlagenbauer einen deutlichen Nachfrageeinbruch im Segment der NawaRo-Anlagen, der vor allem auf die extrem gestiegenen Substratkosten zurückgeführt wurde (vgl. Kapitel 4.3.5.3).

---

[431] Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2020 eine jährliche Einspeisung von 6 Mrd. m^3 Bioerdgas zu erreichen. Bis zum Jahr 2030 sollen es 10 Mrd. m^3 sein.

[432] In der Regel Mais-Ganzpflanzen, aber auch Pflanzenteile.

[433] Im Jahr 2005 waren noch rund 700 Neuanlagen mit einer Leistung von rund 420 MW errichtet worden.

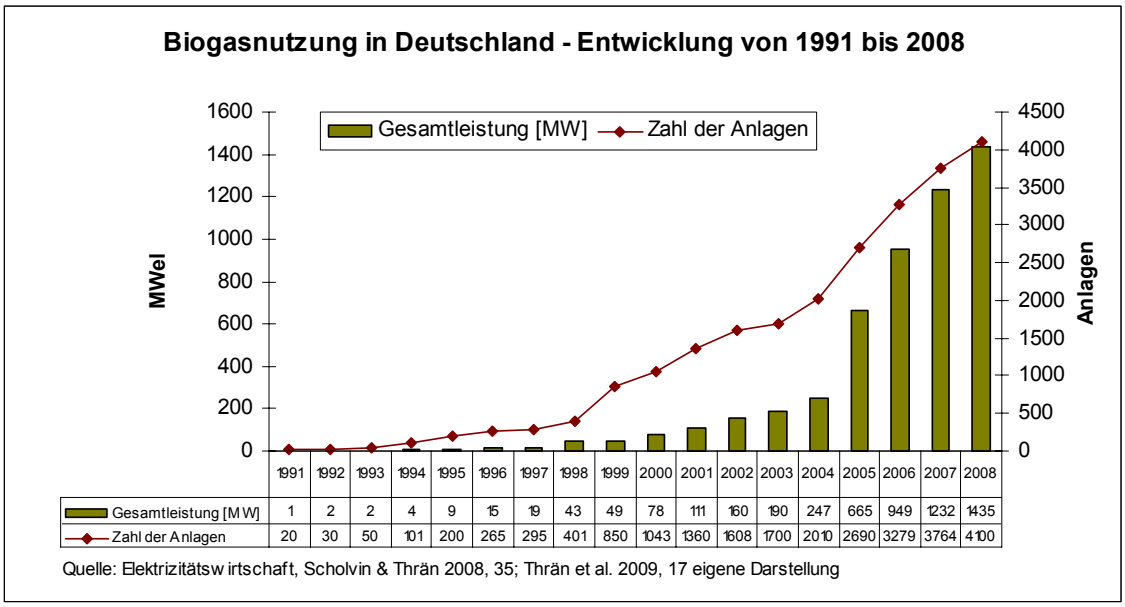


Abbildung 4-11: Gesamtleistung und Anlagenzahl Biogasnutzung in Deutschland bis 2008

Zusätzlich trieben steigende Energiepreise die Betriebskosten von NawaRo-Anlagen nach oben, so dass sich deren Betrieb nicht mehr wirtschaftlich darstellen ließ. Der Rückgang der Neubestellungen bedeutete für die Anlagenanbieter nach dem beschleunigten Wachstum der Vorjahre einen gravierenden Einbruch. Auch große Unternehmen der Biogasbranche schrieben rote Zahlen, die Aktienkurse der börsennotierten Unternehmen brachen ein. Trotz des Nachfrageeinbruchs zeigt Abbildung 4-11 einen Leistungszuwachs für das Jahr 2007 und 2008. Dieser ist auf die Realisierung von Anlagen, die bereits vor dem Substratpreisanstieg beauftragt waren, zurückzuführen.

Gasaufbereitungs- und -einspeisetechnologie

Die positive Einschätzung der Biogas-Potenziale, die Zielsetzungen des IEKP bezüglich Erdgassubstitution und die neue Gasnetzzugangsverordnung bestärkten die Branche Biogasaufbereitung (vgl. Kapitel 4.3.4.4) als wichtiges Innovationsfeld aufzugreifen. In Pilotvorhaben wurden verschiedene Gasaufbereitungsverfahren[434] erprobt. Welches dieser Verfahren sich langfristig durchsetzen würde, war und ist noch nicht abzusehen.

Da die Gasaufbereitung einen zusätzlichen Kostenfaktor darstellt, lohnt sich die Aufbereitung grundsätzlich erst ab bestimmten Biogaserzeugungsleistungen.[435] Anders als industrielle Anlagenbetreiber profitierten landwirtschaftliche Einzelanlagenbetreiber daher bisher kaum von der Biogaseinspeiseoption, so dass die Biogaseinspeisung eine weitere Aufsplitterung

[434] Hierzu gehören die Druckwasserwäsche, die Aminwäsche sowie die Druckwechseladsorption (vgl. Technikglossar).

[435] Die Aufbereitungskosten nehmen mit steigender Anlagengröße ab. Bei einem Durchlass von mehr als 250m³/h liegen die Aufbereitungskosten um die 2 Cent/kWh, während sie bei Kleinanlagen von 50m³/h das 2 bis 3-fache betragen können (4,5 bis 6 Cent/kWh). Für Kleinerzeuger aus dem landwirtschaftlichen Bereich ist die Biogaseinspeisung wirtschaftlich daher kaum interessant.

der Branche in industrielle Erzeuger und landwirtschaftliche Erzeuger mit jeweils spezifischen Interessenslagen und Akteurskoalitionen beförderte.

Die Wirtschaftlichkeit industrieller Biogaseinspeisungsanlagen blieb weiterhin von der Entwicklung des Gaspreises und der weiteren Ausgestaltung der Förderrahmenbedingungen abhängig.

Innovative Stromerzeugungstechnologien in Pilotanwendungen

Während die Gas-Motor-BHKW und Zündstrahl-BHKW zur Stromerzeugung aus Biogas Stand der Technik sind, befanden und befinden sich Mikrogasturbinen, die ORC-Technik, Stirling-Motoren und Brennstoffzellen noch in der Erprobung.[436]

Bei Mikrogasturbinen haben – trotz vielfältiger Vorteile[437] – hohe Anschaffungskosten den Marktdurchbruch bisher verhindert [Scholwin & Thrän 2008, 47]. Da sie mit 30% einen geringen elektrischen Wirkungsgrad haben, ist es zum Ausgleich wirtschaftlich unabdingbar, dass die anfallende Hochtemperaturwärme z. B. für Trocknungsprozesse, Gewächshäuser oder auch für Warmwasser genutzt wird. Die ORC-Technik wird im Biogassektor weiterhin nur im Rahmen von Pilotprojekten angewendet.[438] Technologien wie biogasbefeuerte Stirlingmotor-Anlagen[439] und Brennstoffzellen[440] stehen bislang nicht kommerziell zur Verfügung [Scholwin & Thrän 2007, 12]. Eine kontinuierliche Anwendung wird auch in naher Zukunft nicht erwartet [Scholwin & Thrän 2008, 47].

Entwicklung der Stromerzeugungskosten

Die Biogasverstromung wurde im EEG 2004 mit Hilfe des Bonussystems erheblich angereizt. Trotz der beachtlichen Zuwächse gelang es nach Dürrschmidt [2007, mdl.] jedoch nicht, die Kostensenkungsziele zu realisieren. Die Stromerzeugung aus Biogas blieb teurer als erwartet. Die Kosten lagen etwa doppelt so hoch wie die für Windkraftanlagen und waren damit nach der Photovoltaik die zweitteuerste Sparte im EEG. Anders als bei der Photovoltaik ist ein nennenswerter Rückgang der Stromerzeugungskosten aus Biogas auch für die nähere Zukunft nicht zu erwarten. Die gestiegenen Substratpreise für NawaRo (vgl. Kapitel 4.3.5.3) führten im Gegenteil zur Steigerung der Erzeugungskosten. Im Vergleich zu anderen EE-Sparten im Stromsektor erlitt die Stromerzeugung aus Biogas damit Wettbewerbsnachteile. Die begrenzten Kostensenkungspotenziale bei der Verstromung dürften mitverantwortlich für die Orientierung der Branche in Richtung Gaseinspeisung sein.

---

[436] Vgl. Technikglossar. Zu den Einsatzmöglichkeiten vgl. Müller [2005] sowie BayLfU [2007].

[437] Wartungsarmer Betrieb in Verbindung mit einer gut funktionierenden Gasaufbereitung (Entschwefelung und Entfeuchtung), niedriger Geräuschpegel, kaum Vibrationen, geringer Stickoxid-Anteil in den Abgasen.

[438] Zum Beispiel wurde eine ORC-Pilotanlage in Wasmerslage (Sachsen-Anhalt) im Auftrag der agri.capital GmbH vom Fraunhofer Institut UMSICHT und weiteren Technologiepartnern entwickelt.

[439] Vgl. Technikglossar

[440] Im Rahmen eines Pilotprojektes wird seit 2006 eine 250-Kilowatt-Hochtemperatur-Brennstoffzelle in der Vergärungsanlage im ehemaligen Kompostwerk Leonberg (Landkreis Böblingen) getestet. Zum Einsatz von Brennstoffzellen vgl. Kaufmann et al. [2007, 59 f.].

4.3.5.5 Akteure der Konstellation

Unternehmen im Überlebenskampf

Auf dem deutschen Markt kam die Neubestellung von Biogasanlagen im Zeitraum zwischen Frühjahr 2007 und Mitte 2008[441] nahezu zum Erliegen. Verursacht war der Nachfrageeinbruch durch den Anstieg der Preise für NawaRo-Gärsubstrate.

Die Biogasunternehmen – Anlagenhersteller und Anlagenbauer – verzeichneten erhebliche Umsatzrückgänge und blieben hinter den in den drei vergangenen Jahren erreichten Wachstumsraten zurück. Die Aktien der börsennotierten Unternehmen brachen im August 2007 drastisch ein.[442] In 2007 erzielte die deutschen Biogasindustrie immerhin knapp ein Viertel (rund 150 Mio. Euro), einzelne Betriebe auch bereits bis zu einem Drittel des Umsatzes im Ausland. Dennoch konnte das zunehmende Auslandsgeschäft die Auftragsverluste im Inland nicht kompensieren.

Zunehmendes Engagement der Gasversorger

Die Gasversorger waren durch die neue Gasnetzzugangsverordnung und die Entwicklung der Einspeisetechnologien als Akteure in das Innovationsgeschehen einbezogen worden. Sie beteiligten sich an größeren Erzeugungs- und Einspeiseeinheiten und bauten so ihren Anteil an der Wertschöpfungskette aus.[443] Die Beimischung von Biogas wurde von der Gaswirtschaft auch aus Imagegründen begrüßt. Sie erhofften sich eine Sicherung der Vermarktungschancen von Erdgas, wenn diesem „Grünes Gas“ beigemischt ist. An einer reinen Durchleitungsfunktion für Biogas zur Verstromung in semi-zentralen BHKW bestand hingegen nur geringes Interesse.

4.3.5.6 Unerwünschte Nebeneffekte und Nachsteuerungsbedarf

Akzeptanzverlust

Die Bioenergiepolitik geriet durch die zunehmend kritische Medienberichterstattung angesichts der nachteiligen globalen Auswirkungen der Bioenergienutzung unter Druck. Die Biogasbranche und ihre Vertreter bemühten sich um eine Differenzierung, welche der negativen Effekte der Biogasbranche und welche den anderen Bioenergielinien – insbes. Ölpflanzenanbau für Biokraftstoffe; Betrieb von BHKW mit importiertem Palmöl – zuzurechnen sind. Wenngleich nur in begrenztem Maße mitverantwortlich für die kritisierten Effekte, war auch die Biogasbranche negativer Berichterstattung ausgesetzt. Anlass waren häufig Vor-Ort-Konflikte mit der ansässigen Bevölkerung, die das zumutbare Maß angesichts der steigenden Zahl von Biogasanlagen überschritten sahen. Außerdem kratzte die Berichterstattung über

---

[441] Der Fachverband Biogas sieht mit Inkrafttreten des novellierten EEG 2009 zum 01. Januar 2009 wieder eine Belebung des Marktes. Es wird erwartet, dass die Anlagennachfrage im zweiten Halbjahr 2008 ansteigt, damit die Inbetriebnahme ab Januar erfolgen kann.

[442] Schmack Biogas GmbH: Verlust von drei Viertel des Aktienwertes (von 74 Euro auf ca. 20 Euro); EnviTec: Verlust von knapp 50 % des Aktienwertes (von 50 Euro unter die 30 Euro-Marke).

[443] Ein Beispiel für dieses Modell ist die Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage Schwandorf. E.ON wirbt als beteiligter Gesellschafter seither offensiv für die Vorzüge von „Bioerdgas“.

die – durch den Preisanstieg für Substrate verschärfte – Unwirtschaftlichkeit der Biogasanlagen am Image der Biogasbranche. Insbesondere der Einstieg in industrielle Größenordnungen der Biogaserzeugung wird im Landwirtschaftssektor offen kritisch kommentiert, während die „Hofbiogasanlage“ als die verträglichere Variante galt.

Zunahme der Maisanbauflächen

Die Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe für die stoffliche und energetische Nutzung erreichte 2008 einen Höchststand von gut 2 Mio. ha.[444] Auf 1.750.000 Hektar wurden NawaRos für die energetische Nutzung angebaut[445], davon entfielen rd. 500.000 Hektar auf den Anbau von Biogaspflanzen. Mit über 80 % macht Maissilage den größten Anteil der NawaRo-Gärsubstrate aus. Der Zusammenhang zwischen der Zunahme der Biogasanlagenzahlen und der Zunahme der Anbauflächen für Silomais ist in Untersuchungen belegt.[446]

Naturverträglicher Energiepflanzenanbau?

Sowohl vom Landwirtschaftsressort (FNR) als auch vom Umweltressort wurden Forschungsvorhaben finanziert, die sich mit der Minderung von Auswirkungen des Energiepflanzenbaus auf den Naturhaushalt befassen. Ansatzpunkte sind die Entwicklung spezifischer Anbausysteme[447], die Entwicklung extensiver Anbauverfahren sowie die Diversifizierung der Kulturen. Als Alternative zum Mais wird der Anbau anderer Energiepflanzen erprobt, allerdings ist deren Einsatz für die Biogaserzeugung auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich.

Mit der Formulierung von Kriterien für eine „Gute fachliche Praxis im Energiepflanzenbau“ sollen unerwünschte negative Umweltwirkungen verringert werden. Allerdings bleiben diese wirkungslos, so lange sie nicht mit den Förderbedingungen des EEG verknüpft sind.

Zur Verminderung von Konflikten im Rahmen der Planung und Genehmigung von Biogasanlagen wurden überdies spezifische Umwelt- und Naturschutzanforderungen formuliert, die zukünftig bei der Standortsuche sowie bei Planung und Genehmigung von Biogasanlagen stärker berücksichtigt werden sollen [Peters 2008].

4.3.5.7 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Mit der Forcierung des Klimapakets der Bundesregierung (IEKP) wurden die Weichen für eine Konsolidierung und Verstärkung des eingeschlagenen Kurses gestellt. Zugleich traten jedoch die Nahrungsmittelkrise, verbunden mit einem Imageverlust der Bioenergie und weiter steigenden Agrar- und Ölmarktpreisen als hemmende Elemente auf.

---

[444] Das bedeutet, dass auf knapp 17 % der Ackerflächen Energie- und Rohstoffpflanzen angebaut wurden.

[445] Mit 1 Mio. ha nimmt der Rapsanbau für Biodiesel knapp 60 % der Anbauflächen ein. Zucker- und Stärkepflanzen für Ethanol mit einem Flächenanteil von 250.000 ha machen knapp 15 % aus.

[446] Vgl. u. a. Daniel [2007]; Nach Kruska & Emmerling [2008, 69 ff.] hat sich der Silomaisanteil in Rheinland-Pfalz in einzelnen Gemeinden mit Biogasanlagen verdoppelt bis vervierfacht hat, wodurch der Silomais zur dominierenden Kultur der landwirtschaftlichen Nutzfläche wurde.

[447] Zu Anbausystemen vgl. Scheffer [2005] sowie Graß & Scheffer [2005, 435 ff.]; Vgl. auch FNR 2007e (Symposium Energiepflanzenbau 2007). Vgl. auch IFEU & Partner [2008] mit Empfehlungen für den *nachhaltigen* Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung.

In der Konstellation gewannen unvorhersehbare Preisentwicklungen an Einfluss auf das Marktgeschehen. Der starke Anstieg der Substratpreise führte dazu, dass NawaRo-Anlagen bei gleich bleibenden Vergütungssätzen zum Teil nicht mehr wirtschaftlich waren. Ab Frühjahr 2007 verlangsamte sich das Branchenwachstum, ab Sommer kam es fast ganz zum Erliegen. Der Nachfragerückgang stürzte eine Reihe von Anlagenbauern in eine Absatzkrise. Die bevorstehende EEG-Neufassung bedeutete zum einen Unsicherheit, zum anderen aber auch die Chance, gegenzusteuern. In der Branche verstärkten sich die Trennung in industrielle Großerzeuger und Betreibern im kleinen und mittleren Leistungsbereich. Verunsicherung bestand in der Vorbereitungsphase darüber, ob eher die industrielle Biogaserzeugung/-einspeisung oder die landwirtschaftliche Biogaserzeugung von der Förderung profitieren würde.

Die Entwicklung der Agrarpreise auf dem Weltmarkt machten die Grenzen der Steuerbarkeit durch staatliche Förderung bzw. Interventionen sichtbar. Die Kritik an der mangelnden Nachhaltigkeit der Bioenergieerzeugung, wirkte sich auch auf die öffentliche Wahrnehmung des Biogassektors aus. Der drohende Akzeptanzverlust führte zur Initiierung flankierender Instrumente, die nachhaltige Produktionsbedingungen sicherstellen sollen.

4.3.6 Konsolidierung ab Mitte 2008 und Ausblick

Ab Mitte 2008 gingen die Preise für Mais und Weizen wieder deutlich zurück und erreichten Ende 2008 wieder das Niveau von 2006. Die Verabschiedung des IEKP im Juni 2008 (vgl. Kapitel 3.7.3.2), das eine Neufassung des EEG 2009, die novellierte Gasnetzzugangsverordnung und ein EE-Wärme-Gesetz umfasste, setzte der Gesetzgeber wichtige Impulse für die Biogasbranche. Bereits in der zweiten Hälfte des Jahres 2008 zeichnete sich ein Nachfrageanstieg bei Anlagenbauern und -planern an.

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung kann jedoch noch nicht abschließend beurteilt werden, ob diese Entwicklung den Beginn einer neuen Phase bedeutet und – wenn ja – wodurch diese Phase aus innovationsbiographischer Sicht charakterisiert sein wird. Aus diesem Grund wird auf die Kartierung einer Konstellation für diesen (zu kurzen) Zeitabschnitt verzichtet.

Stattdessen wird die Entwicklung anhand der Einflussfaktoren und Akteure skizziert, die maßgeblich zur Überwindung des Knicks beigetragen haben.

4.3.6.1 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

„Einfrieren“ der Biokraftstoffquote

Im Oktober 2008 verabschiedete das Kabinett eine neue gesetzliche Grundlage für die Förderung der Biokraftstoffe.[448] Darin wurde die ursprünglich für 2009 vorgesehene

[448] Auslöser für die von Bundesminister Gabriel initiierte Gesetzesänderung war, dass nach Angaben des ADAC Benzin mit 10 % Prozent Biosprit-Anteil von mindestens drei Millionen Autofahrern nicht getankt werden kann. Damit die Beimischung für alle Fahrzeuge kompatibel ist, dürfe der Biokraftstoff max. 5 % betragen. Vgl. http://www.sueddeutsche.de/automobil/artikel/237/165764/ (Abruf 21.08.2009)

Erhöhung der Beimischungsquote um 1 %[449] auf 2010 verschoben. Außerdem soll die Quote dann bis 2014 bei 6,25 % eingefroren bleiben. Die Biogasbranche begrüßte diese „Deckelung“, denn die Erhöhung der Quote hätte die Flächen- und internen Verwertungskonkurrenzen zementiert bzw. weiter verschärft.

Verabschiedung des Nationalen Biomasse-Aktionsplans

Im Juni 2009 erfolgte – drei Jahre nach dem EU-Biomasseaktionsplan – die Verabschiedung des Nationalen Biomasseaktionsplans.[450] Dieser soll die strategischen EU-Ziele für den verstärkten Ausbau der Bioenergienutzung auf nationaler Ebene umsetzen. Mit Maßnahmen zur Förderung von Biostrom sowie zur Förderung von Biowärme und Biokraftstoffen soll der Bioenergiesektor erheblich ausgebaut werden.

Bei den Umweltorganisationen stießen die unvermindert hohen Bioenergie-Ausbauziele auf Kritik. Insbesondere im Biokraftstoffsektor fehle eine kritische Reflektion unter dem Aspekt der Effizienz, CO_2-Bilanz und der Nachhaltigkeit.

Problematisch ist überdies, dass für die jeweiligen Bioenergielinien zwar jeweils Einzelziele formuliert sind, es aber an einer *kohärenten* Strategie für das Zusammenwirken der verschiedenen Bioenergielinien mangele.[451] So seien interne Wechselbeziehungen und Konkurrenzen um Flächen und Ressourcen sowie um Vermarktungsmöglichkeiten nur sehr begrenzt berücksichtigt worden. Ob mit den im Biomasseaktionsplan vorgeschlagenen Maßnahmen zur Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen (vgl. Kapitel 4.3.4.6) und zur Sicherung einer nachhaltigen Erzeugung eine wirksame Steuerung gelingt, muss offen bleiben. Fachleute des SRU [2007] und des WBGU [2008] halten eine „Entschleunigung“ der gegenwärtig forcierten Entwicklung für nötig. Sie böte die Chance, die strategischen Ziele zu justieren und zu überprüfen, inwieweit die Maßnahmen zur Konflikt mindernden Steuerung greifen.

EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung von erneuerbaren Energien

Die kritische Debatte um Umwelt- und Sozialgerechtigkeit der Bioenergienutzung in Deutschland wie auch in den Staaten, aus denen Rohstoffe für die Energieerzeugung importiert werden, hat den Nachsteuerungsbedarf im Bereich Nachhaltigkeit verdeutlicht. Auf europäischer Ebene führte Art. 17 der Richtlinie (vgl. Kapitel 3.3.2.6) erstmals Nachhaltigkeitskriterien für die Erzeugung von flüssigen Energieträgern ein.[452] Auf nationaler Ebene entsteht somit weiterer Handlungsbedarf, flankierende Instrumente zur Gewährleistung einer nachhaltigen Produktion der Rohstoffe einzuführen. Deutschland kam diesen Anforderungen bereits im Rahmen des IEKP nach. Für 2009 war die Verabschiedung einer Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sowie eine Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (vgl. weitergehend Kapitel 4.3.6.2) vorgesehen.

---

[449] Von 5,25 % auf 6,25 % Biokraftstoffanteil.

[450] Der Nationale Biomasseaktionsplan wurde gemeinsam vom Bundesumwelt- und Bundeslandwirtschaftsministerium erarbeitet, wobei letzterem die Koordination oblag. www.bmu.de/43839 (Abruf 21.08.2009)

[451] Vgl. SRU [2009]; http://www.umweltrat.de (Abruf 11.06.2009).

[452] Eine Erweiterung auf gasförmige und feste Bioenergie soll folgen.

4.3.6.2 Staatliche Steuerungsimpulse

Die Novellierung des EEG mit der Neuausrichtung der Vergütungsregelungen und die gesetzgeberischen Maßnahmen zur Verbesserung der Biogaseinspeisung gelten bis dato als die zentralen Steuerungsimpulse.

Gasnetzzugangsverordnung und Gasnetzentgeltverordnung

Im Rahmen des IEKP wurde die Gasnetzzugangsverordnung von 2005 (vgl. Kapitel 4.3.5.3) um ambitionierte Ziele für die Biogaseinspeisung ergänzt. Außerdem wurde ein vorrangiger Netzzugang für Biogas verankert. Zeitgleich wurde die Gasnetzentgeltverordnung[453] novelliert und sah nun vor, dass der Netzbetreiber dem Transportkunden ein pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,7 Cent/kWh zahlt. Die Festlegung ambitionierter Einspeiseziele, vorrangiger Netzzugang und eine verbesserte Kostenregelung verstärkten den Anreiz für Biogaseinspeisung.

Vergütung für Strom aus Biogas im EEG 2009

Das EEG 2009 wurde im Rahmen des IEKP verabschiedet und trat zum 01. Januar 2009 in Kraft. Für den Biogassektor haben die neuen Vergütungssätze (vgl. Tabelle 4-4) eine Konsolidierung bewirkt.

Tabelle 4-4: Vergütungen für Strom aus Biogas nach § 27 und Anlage 2 EEG 2009

Leistungs-anteil	Grund Vergütung	NawaRo-Bonus	Landschafts-pflegemate-rial-Bonus	Gülle-Bonus	KWK-Bonus	Technologie-Bonus
	Cent / kWh					
bis einschl. 150 kW	11,67 (12,67)	7	2	4	3	3
bis einschl. 500 kW	9,18 (10,18)	7	2	1	3	3
bis einschl. 5 MW	8,25	4	-	-	3	3
bis einschl. 20 MW	7,79	-	-	-	3	-

Klammerwerte: Bei erforderlicher Einhaltung der Formaldehyd-Grenzwerte TA-Luft (i.d.R. Anlagen über 350 kW_{el})

Gegenüber den Vergütungen nach EEG 2004 wurde die Grundvergütung sowohl im Kleinanlagenbereich (< 150 kW) als auch für Anlagen < 500 kW um 1 Cent erhöht. Da diese Besserstellung unter Effizienzgesichtspunkten und unter dem Gesichtspunkt einer sinnvollen Wärmenutzung nicht zu rechtfertigen ist, muss die Erhöhung als eine politisch-strategische Förderung des Landwirtschaftssektors gewertet werden.

Der NawaRo-Bonus wurde in der Anlagenklasse bis 500 kW um 1 Cent/kWh erhöht, um die gestiegenen Produktionskosten zu decken. Außerdem wurde das bisher geltende Aus-

[453] GasNEV; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

schließlichkeitsprinzip etwas gelockert. So kann der Bonus zukünftig auch für die Nutzung von Reststoffen, wie z. B. Biertreber, Rapskuchen oder Glyzerin aus der Biodieselproduktion beansprucht werden. Auch mit der Flexibilisierung des „Ausschließlichkeitsprinzips“ bei der Zahlung des NawaRo-Bonus[454] konnten sich die Interessen der Landwirtschaft durchsetzen. Die Bonuszahlung für NawaRos wurde nicht an Bedingungen oder Umweltauflagen[455] für ihre Erzeugung gekoppelt. Dürrschmidt [2009, mdl.] gab zu bedenken, dass das EEG über den eigentlichen Zweck hinausginge, wenn es zusätzliche Umweltkriterien aufnähme, die Defizite des bestehenden landwirtschaftlichen Fachrechts kompensieren sollen.

Durch den neuen Güllebonus soll mehr Gülle als Gärsubstrat eingesetzt werden.[456] Er kommt zum Tragen, wenn deren Beimischungsanteil am Gärsubstrat mindestens 30 % beträgt. Damit wird ein Anreiz zur verstärkten Nutzung von Gülle als Gärsubstrat gesetzt, von dem vor allem Kleinanlagenbetreiber (bis 150 kW_{el}) profitieren sollen.

In den Anlagenklassen bis 500 kW ist ein Landschaftspflegematerial-Bonus von 2 Cent/kWh vorgesehen. Dieser neue Bonus soll eine wirtschaftliche Besserstellung[457] der Verwendung von Pflanzen/Pflanzenmaterial, das im Rahmen der Landschaftspflege anfällt, bewirken. Insbesondere der Deutsche Verband für Landschaftspflege[458] hatte sich dafür eingesetzt, durch den Bonus einen finanziellen Anreiz für die Durchführung von Pflegemaßnahmen an Gehölzbeständen in der freien Landschaft zu schaffen. Seine Festsetzung gilt als Zugeständnis an die Umwelt- und Naturschutzverbände.

Der KWK-Bonus wurde den Handlungsempfehlungen des EEG Erfahrungsberichts [BMU 2007, 98] folgend für Neuanlagen bzw. neue Wärmenetze für Bestandsanlagen um 1 Cent auf 3 Cent je Kilowattstunde erhöht. Er wird nun auch dann gezahlt, wenn die anfallende Energie zur Trocknung von Gärresten verwendet wird.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass insbesondere die Anlagenklasse bis 500 kW – also die kleinen und mittleren Anlagen – von den neuen Vergütungssätzen profitieren. In diesen Leistungsbereichen ermöglichen es die Vergütungsanhebungen, die Kostensteigerungen bei den Rohstoffen (vgl. Kapitel 4.3.5.3)[459] zu kompensieren bzw. zumindest abzupuffern. Die Ausrichtung der Förderpolitik im EEG auf die landwirtschaftliche Klientel mit kleinen und

---

[454] Ziel ist es, die Beimischung auf dem Betrieb anfallender landwirtschaftlicher Reststoffe zu ermöglichen, ohne dass der NawaRo-Bonus vermindert wird.

[455] Denkbar wäre z. B. die Beschränkung des Maisanteils am Gärsubstrat gewesen.

[456] Da bis dato lediglich 10 % des Gülleaufkommens in der Landwirtschaft zur Biogaserzeugung genutzt wurden, soll diese Quote erhöht werden. Begründet wird die Besserstellung mit der – gegenüber der NawaRo-Vergärung – besseren CO_2-Bilanz der Güllevergärung.

[457] Der Pflanzen-Bonus soll die höheren Bereitstellungskosten des Substrats und die geringere Gasausbeute dieses heterogenen Materials ausgleichen.

[458] Namentlich Josef Göppel, Vorstandsvorsitzender des DVL und Umweltobmann der CDU/CSU-Bundestagsfraktion.

[459] Mittlerweile (Ende 2008) sind die Substratpreise wieder gesunken. So hat sich der Weltmarktpreis für Weizen gegenüber seinem Höhepunkt Anfang 2008 halbiert und liegt nun bei rund 140 Euro/t. Vergleichbare Entwicklungen gab es bei Mais und Soja.

mittleren Biogasanlagen[460] ist in gewisser Weise gegenläufig zu den mit der Gaszugangsverordnung (vgl. Kapitel 4.3.5.3) gesetzten Impulsen. Darin waren Biogaseinspeiser durch Kostenentlastungen für den Netzbetrieb besser gestellt worden, wovon voraussichtlich im Wesentlichen Betreiber von Großanlagen profitieren.[461]

Grundsätzlich stellte sich angesichts der zunehmenden Komplexität der Effekte und Verflechtungen die Frage, ob die Grenzen der Differenzierung im EEG nicht bereits erreicht bzw. überschritten sind.

Feinsteuerung der nachhaltigen Bioenergieerzeugung

Während im Rahmen des IEKP bereits eine Nachhaltigkeitsverordnung[462] für Biokraftstoffe verabschiedet worden war, folgte im März 2009 schließlich der Entwurf einer Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV-E).[463] Die Nachsteuerung richtet sich darauf, den Anbau der zu Verstromungszwecken angebauten Biomasse nachhaltiger zu gestalten. Entsprechende Anforderungen[464] richten sich an die Erzeugung *flüssiger* Biomasse, deren Verstromung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet wird (z. B. Rapsöl, Palmöl, Sojaöl). Sie sind ab dem 01. Januar 2010 zu beachten. Die Einhaltung der Anforderungen soll ein noch zu etablierendes Überwachungs- und Zertifizierungssystem[465] leisten. Ob ein solches System in absehbarer Zeit weltweit funktioniert, wird bezweifelt [Ekardt et al. 2009, 225 f.], zumal seine Einrichtung mit einem Aufwand verbunden ist, der nicht in allen Ländern der Welt aufgebracht werden kann.

Gegenwärtig erstreckt sich dieser ordnungsrechtliche Steuerungsansatz jedoch (noch) nicht auf den Anbau und die Nutzung von Energiepflanzen, die als Substrate für die Biogaserzeugung genutzt werden.

Aus Sicht der Landwirtschaft reichten die bestehenden fachgesetzlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der als „Gute fachliche Praxis“ bezeichneten Bewirtschaftungsformen bislang aus, um eine nachhaltige Energiepflanzenproduktion zu gewährleisten. Darüber hinausgehende Regelungen, die den unter betriebswirtschaftlichen Aspekten notwendigen Entscheidungsspielraum der Landwirte einengen könnten, werden abgelehnt. Umweltverbände hingegen vertreten die Auffassung, dass Regelungen wie Pflanzenschutz- oder Düngemittel-

---

[460] Es sollen auch kleine und mittlere Betriebe – also für die Biogaserzeugung weniger effiziente Betriebsstrukturen, wie sie v. a. in großen Teilen Westdeutschlands vorherrschen – vom EEG profitieren.

[461] Der Kostenaufwand für Aufbereitung und Einspeisung lohnt sich erst für industrielle Großanlagen ab 1 MW.

[462] Die Nachhaltigkeitsverordnung macht Vorgaben für die Klimabilanz von Biokraftstoffen (mindestens 30 % Minderung von Treibhausgasen gegenüber fossilen Kraftstoffen über den gesamten Lebenszyklus) und zum Naturschutz.

[463] Entwurf des BMU, Stand März 2009; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[464] Schutz bestimmter Naturräume (u. a. Regenwälder, Moore), Einsparung von mindestens 35 % Treibhausgase, Berichtspflicht für Sozialstandards, lückenloser Herkunftsnachweis.

[465] Nach einer Initiative der EU soll der Nachweis der Nachhaltigkeit von biogenen Kraft- und Brennstoffen im Rahmen einer Zertifizierung zur Pflicht werden. Die Bundesregierung und die Europäische Kommission begannen Ende 2008 mit der Festlegung von Nachhaltigkeitskriterien für die verpflichtende Zertifizierung. Betroffen sind Biokraftstoffe für Transportanwendungen und Biobrennstoffe für die Stromerzeugung oder die Kraft-Wärme-Kopplung.

verordnungen wertvolle Lebensräume für Pflanzen und Tiere in der Agrarlandschaft nicht ausreichend schützen können, da sie keinen Einfluss auf das räumliche Nutzungsgefüge nehmen. Was fehlt, seien auf den jeweiligen Landschaftsraum bezogene Festlegungen verträglicher Obergrenzen bestimmter Nutzungsarten und -intensitäten, z. B. für Maisanbau eine „Maisquote“. Bisher existiert allerdings kein ordnungsrechtliches oder planerisches Instrumentarium, mit dem eine solche Steuerung der Anbausysteme umzusetzen wäre. Nur in Einzelfällen liefern informelle Konzepte Ansatzpunkte für eine naturverträgliche Begrenzung der Flächeninanspruchnahme und Nutzungsintensität.

4.3.6.3 Technologie- und Marktentwicklung

Ab Mitte 2008 gingen die Preise für Mais und Weizen deutlich zurück und erreichten Ende 2008 wieder das Niveau von 2006. Diese Entwicklung verringerte den wirtschaftlichen Druck für NawaRo-Anlagen. Solange jedoch ein großer Anteil der Anlagen mit Substraten arbeitet, die einer starken Marktkonkurrenz unterliegen, wird ihre Preisentwicklung ein Unsicherheitsfaktor für die Wirtschaftlichkeit bleiben.

Nach einer aktuellen Prognose [ecoprog & Fraunhofer UMSICHT 2008] wird ein Wachstum von rd. 4.100 Anlagen in 2008 auf rund 5.900 Anlagen in 2012 erwartet. Die Neuanlagen werden die voraussichtlich die installierte elektrische Leistung bis 2012 von aktuell 1.420 MW_{el} auf 2.140 MW_{el} erhöhen.

Industrielle Biogaserzeugung und Biogaseinspeisung

Gab es bis Mitte 2008 ca. 10 Biogaseinspeiseanlagen, waren Mitte 2009 bereits 17 Anlagen in Betrieb gegangen. Weitere 19 Anlagen sind gegenwärtig in Planung bzw. in Bau.[466]

Abbildung 4-12: Biogaseinspeisungsprojekte in Deutschland[467] [Stolpp 2009]

[466] Vgl. Projektliste http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10074 (Abruf 21.08.2009).

[467] Schwarze Punkte: Anlage in Betrieb; Rote Punkte: Anlage in Planung. Stand Frühjahr 2009.

Dieser Zuwachs wird durch die ambitionierte Einspeise-Zielsetzung[468] in § 41a der Gasnetzzugangsverordnung befeuert. Darüber hinaus macht der Technologiebonus des EEG (vgl. Kapitel 4.3.6.2) den Bau von Einspeiseanlagen interessant.

Die Branche ist optimistisch, dass ca. 30 Anlagen, in denen Biogas erzeugt und eingespeist wird, bis Ende 2009 in Betrieb gehen. Bei diesen Anlagen handelt es sich durchweg um industrielle Großanlagen bzw. Biogasparks, die zwischen 500 und 1.000 m^3/h einspeisen.[469]

4.3.6.4 Akteure der Konstellation

Unterstützung aus dem Bundestag

Die in den ressortübergreifend abgestimmten Regierungsentwürfen vorgesehenen Vergütungssätze wurden im Zuge der parlamentarischen Beratungen nach oben korrigiert. Insbesondere die Biogassparte profitierte in der Neufassung des EEG 2009 davon, dass sich Abgeordnete für einen entsprechend hohen „Güllebonus“ sowie für einen „Landschaftsrestebonus“ bei kleineren Anlagen und einem speziellen Bonus (KWK-Bonus) für die Gärrestetrocknung stark machten.

Akteure der Gaswirtschaft

Die Deutsche Netzagentur (dena) hat mit der „Biogaspartnerschaft“ eine Plattform zur Förderung des Segments der Biogaseinspeisung ins Leben gerufen. Diese Plattform soll den Erfahrungsaustausch zwischen der Gaswirtschaft und den vorwiegend industriellen Biogaserzeugern und Substratlieferanten in Gang bringen. Die Gasversorgungsunternehmen unterstützen die Biogaseinspeisung: Die Substitution von konventionellem Erdgas durch „Grünes Gas“ befördert ein positives Image. Allerdings konzentriert sich das Interesse der Gaswirtschaft auf die Vermarktung des „Grünen Gases“ an den Endverbraucher – sei es an die Haushalte zur Wärmegewinnung oder als Treibstoff für Automobile. Ein technologischer Systemwechsel hin zu mehr KWK und semi-zentraler Wärmeversorgung wird nicht verfolgt, da dies die Absatzmöglichkeiten beim Endverbraucher schmälern würde. Vielmehr fordert die Gaswirtschaft, dass die EE-Förderung grundsätzlich „technologieoffen“ sein und nicht nur semi-zentrale EE-Technologien wie KWK-Anlagen davon profitieren sollten.

Die Marktentwicklung für Biogaseinspeisung ist nach wie vor Restriktionen hinsichtlich der Substratverfügbarkeit und der Verfügbarkeit geeigneter Standorte für die Biogaseinspeisung unterworfen. Ob unter diesen Umständen das Einspeise-Ziel der Bundesregierung erreicht werden kann, wird von Branchenkennern hinterfragt.

4.3.6.5 Interpretation der Konstellation und Ausblick

Ab Mitte 2008 führten die sinkenden Substratpreise zu einer Entspannung der Marktbedingungen, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit der bereits in Betrieb befindlichen kleinen und

---

[468] Bis zum Jahr 2020 sollen 6 Mrd. m^3 Erdgas durch Biogas substituiert werden, bis 2030 sollen es 10 Mrd. m^3 sein.

[469] Bei der derzeit größten Einspeisungsanlage bei Güstrow sind bis zu 5.000 m^3/h vorgesehen.

mittleren Anlagen verbesserte. Die verbesserte Vergütungsregelung des EEG 2009 führte dazu, dass sich die Nachfrage nach Anlagen wieder belebte. Allerdings bleibt die Stromerzeugung aus Biogas aufgrund der hohen Betriebskosten die teuerste unter den erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Die bestehende Abhängigkeit von den Substratpreisen bedeutet für die Betreiber auch zukünftig ein kaum minimierbares Risiko. Das EEG wird daher auch weiterhin die tragende Säule für das Segment der kleinen und mittleren Anlagen sein. Die kostendeckende Vergütung für Strom aus Biogas dürfte daher auch zukünftig im Interesse des Landwirtschaftssektors liegen, da dadurch Einkommensmöglichkeiten für die Landwirtschaft geschaffen und die Ziele der ländlichen Entwicklung unterstützt werden.

Die Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung hat positive Signale für industrielle Großanlagen und den Gaseinspeisesektor gesetzt. Dieser Vermarktungsweg gilt als zweites Standbein der Branche, die mit der Biogaseinspeisung weitere Marktanteile in den Bereichen Mobilität, Wärme/Direktvermarktung erschließen kann. Hiervon profitiert jedoch eher das Segment der „industriellen Biogasanlagen“ mit den erwähnten unerwünschten Nebeneffekten durch Energiepflanzenanbau und Substrattransport. Zukünftig wird es einer Nachsteuerung bedürfen, um den Nutzungsdruck auf Flächen und Umweltmedien zu entschärfen. Die Nachsteuerung könnte sich einerseits darauf richten, die Nutzung von Reststoffen als Gärsubstrate attraktiver zu machen sowie Regeln (z. B. Gebietskulissen, Anbauobergrenzen) für einen naturverträglichen Energiepflanzenanbau zu implementieren.

4.4 Quellen

Literatur

BayLfU (Bayerisches Landesamt für Umwelt) [Hrsg.) (2007): Klimaschutz durch effiziente Energienutzung. Einsatzmöglichkeiten der Mikrogasturbine in KWK-Anlagen. Augsburg.

BayLfU (Bayerisches Landesamt für Umwelt) [Hrsg.] (2004), (2008): Biogashandbuch Bayern. http://www.lfu.bayern.de/ (Abruf 25.09.2008).

BBR (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung) [Hrsg.] (2006): Bioenergie: Zukunft für ländliche Räume. Informationen zur Raumentwicklung, Nr. 1/2.

BMELV (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz) (2006): Die EU-Agrarreform – Umsetzung in Deutschland.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2006): Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft. Berlin.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gemäß § 20 EEG. BMU-Entwurf, Kurzfassung.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008): Weiterentwicklung der Strategie zur Bioenergie. http://www.bmu.de/... (Abruf 24.04.2008).

BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft) (2003): Nachwachsende Rohstoffe – Programm des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben.

Bringezu et al. (Bringezu, S.; Ramesohl, S.; Arnold, K.; Fischedick, M.; Geibler, J.; Liedtke, C. & Schütz, H.) (2007): What we know and what we should know: Towards a sustainable biomass strategy. Wuppertal papers, No. 163. Wuppertal Institut [Hrsg.]. http://www.wupperinst.org/de/publikationen/... (Abruf 04.04.2008).

BT-Drs. 16/6418 Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Antrag der Abgeordneten Dr. Christel Happach-Kasan, Hans-Michael Goldmann, Dr. Edmund Peter Geisen, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 16/3048 – Energiegetreide als Regelbrennstoff zulassen vom 18.10.2007 http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/064/1606418.pdf (Abruf 29.09.2009).

Büsgen, U. (o. J.): Energie, erneuerbare Energien und Biomasse in Deutschland. Präsentation BMU, KI III 1. www.lpv.de/... (Abruf 27.06.2007).

Daniel, J. (2007): Entwicklung der Flächenbelegung durch Energiepflanzenanbau für Biogas in Deutschland. Vortrag zum Workshop „Basisdaten zur Flächenausdehnung“ am 15.11.2007, Berlin.

Dreher, B. (2005): Die neuen Vergütungsregelungen für Strom aus Biomasse im EEG. In: Natur und Landschaft, Jg. 80, Nr. 9/10, S. 394-395.

DRL (Deutscher Rat für Landespflege) (2006): Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft. Gutachtliche Stellungnahme und Ergebnisse des gleich-

namigen Symposiums vom 19./20.10.2005 in Berlin. Schriftenreihe des Deutschen Rates für Landespflege, Nr. 79, S. 5-47.

DVL (Deutscher Verband für Landschaftspflege e.V.) & NABU (Naturschutzbund Deutschland e.V.) [Hrsg.] (2007): Bioenergie? – Aber natürlich! Nachwachsende Rohstoffe aus Sicht des Umwelt- und Naturschutzes. In: DVL-Schriftenreihe "Landschaft als Lebensraum", Nr. 12.

ecoprog & Fraunhofer UMSICHT (2008): Der Markt für Biogasanlagen in Deutschland. www.ecoprog.com/... (Abruf 21.08.2009).

EEA (European Environment Agency) (2006): How much biomass can Europe produce without harming the environment. http://www.eea.europa.eu/... (Abruf 27.10.2007).

Eipper, C. (2006): Umweltaspekte von Biogasanlagen. In: UVP-report, Jg. 20, Nr. 4, S. 174-177.

Ekardt et al. (Ekardt, F. & Schmeichel, A.; Heering, M.) (2009): Europäische und nationale Regulierung der Bioenergie und ihrer ökologisch-sozialen Ambivalenzen. In: Natur und Recht, Nr. 4, S. 222-232

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) [Hrsg.] (2004): Gülzower Fachgespräche zur Trockenfermentation – Evaluierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs. Gülzow. http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf... (Abruf 18.03.2009).

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) [Hrsg.] (2005): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Gülzow.

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2006a): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Leipzig.

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2006b): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. http://www.fnr-server.de/... (Abruf 27.10.2007).

FNR &Hartmann, H. [Hrsg.] (2007): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. Gülzow. http://www.nachwachsenderohstoffe.de/index... (Abruf 18.03.2009).

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. http://www.fnr-server.de/cms35/... (Abruf 27.10.2007).

Fraunhofer UMSICHT & Partner (2007): Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank – Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung. http://www.biogaseinspeisung.de/...(Abruf 27.10.2007).

Fraunhofer UMSICHT (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Studie im Rahmen des Verbundprojekts „Biogaseinspeisung“, gefördert durch das BMBF. http://www.biogaspartner.de/... (Abruf 25.09.2008).

Fritsche et al. (Fritsche, U. R. & Dehoust, G.; Jenseit, W.; Hünecke, K.; Rausch, L.; Schüler, D.; Wiegmann, K.; Heinz, A.; Hiebel, M.; Ising, M.; Kabasci, S.; Unger, C.; Thrän, D.; Fröhlich, N.; Scholwin, F.; Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Baur, F.; Bemmann, U.; Groß, B.; Heib, M.; Ziegler, C.; Flake, M.; Schmehl, M.) (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Im Auftrag des BMU. Endbericht zum Stand Dezember 2004.

Fritsche, U. R. & Wiegmann, K. (2005): Potenziale und Szenarien für die zukünftige Biomassenutzung. In: Natur und Landschaft, Jg. 80, Nr. 9/10, S. 396-399.

Graß, R. & Scheffer, K. (2005): Alternative Anbaumethoden: Das Zweikulturensystem. In: Natur und Landschaft, Jg. 80, Nr. 9/10, S. 435-439.

Hinsch, A. (2007): Rechtliche Probleme bei der Energiegewinnung aus Biomasse. In: Zeitschrift für Umweltrecht, Nr. 9, S. 401-409.

Hoffmann, M. & Lutz, P. (o. J.) Trockenfermentation. http://www.regierung.niederbayern.bayern. de/… (Abruf 05.07.2007).

Hoffmann, E. (2002): Bioenergie. In: Hirschl et al. (2002): Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien, S. 53-153.

IE Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH) [Hrsg.] (2005): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und die Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/... (Abruf 22.03.2008).

IE Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH) (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie. Bearb.: Thrän, D.; Seiffert, M.; Müller-Langer, F.; Plättner, A.; Vogel, A. Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis90 / Die Grünen, Fachverband Biogas und STAWAG Aachen. Leipzig, Februar 2007. http://www.gruene-bundestag.de... (Abruf 14.09.2008).

IFEU & Partner (IFEU; IE Leipzig; Prof. Dr. S. Klinski; Öko-Institut; TU Berlin) (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. FKZ: 0327544.

Jäkel, K. (2003): Zur Geschichte der Biogasproduktion. In: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.): Biogaserzeugung und -verwertung. S. 5-6.

Jäkel, K. (2004): Wirtschaftlichkeit der Trockenfermentation. In: FNR [Hrsg.]: Trockenfermentation. S. 49-61.

Kaufmann et al. (Kaufmann, L.; Kessler, A.; Bagin, W.) (2007): Biogas für Brennstoffzellen. Erste Erfahrungen mit einem Pilotprojekt in der Vergärungsanlage Leonberg. BWK Das Energie Fachmagazin, Nr.7/8, S.59-62.

Klinski, S. (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. Projektarbeit im Rahmen des BMU-Projekts „Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland. http://www.erneuerbareenergien.de/files/erneuerbare_energien/... (Abruf 27.01.2006).

Klinski, S. (2007): Planung und Genehmigung von Biogasanlagen - Vermeidung und Verminderung von Umweltauswirkungen. Expertenworkshop im BMU. Unter Mitarbeit von IfEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH), IE Institut für Energetik und Umwelt, Öko-Institut und TU Berlin. Berlin.

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2005): Aktionsplan für Biomasse. http://eur-lex.europa.eu/... (Abruf 17.08.2009).

KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) (1999): Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und -verwertung. Zusammenfassung und vergleichende Bewertung zum BMBF-Förderschwerpunkt. KTBL-Arbeitspapier 242.

LFL (Landesamt für Landwirtschaft Sachsen) (2003): Managementunterlage Biogaserzeugung und -verwertung. http://www.smul.sachsen.de/lfl/... (Abruf 22.09.2008)

Loibl, H. & Karrasch, T. (2004): Biogasanlagen für „Neueinsteiger“. http://www.paluka.de/... (Abruf 25.05.2007).

Mautz, R. & Byzio, A. (2005): Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Fotovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie. Zwischenbericht zum DFG-Projekt RO 465/8-1: Soziale Dynamik der Energiewende. Göttingen.

MLUV Brandenburg [Hrsg.] (2006]: Biogas in der Landwirtschaft. 3. Auflage. http://eti-brandenburg.de/energiethemen/bioenergie/biogas/... (Abruf 22.09.2008)

Miller, U. & Walser, M. (2005): Regionalstrom – regionaler Mehrwert durch Umwelt- und Naturschutz. In: Natur und Landschaft, Jg. 80, Nr. 9/10, S. 413-415.

Müller, J. (2005): Mikrogasturbine – Alternative zum herkömmlichen BHKW? Technik und zukünftige Chancen. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Hanau.

Müller, K. (2004): Strategien zur energetischen Nutzung von Anbau-Biomasse – Erfahrungen und Konzeptionen aus Schleswig-Holstein. In: BEE & FNR (Hrsg.) 2004: Perspektivforum „Ausbau der Bioenergie im Einklang mit dem Umwelt- und Naturschutz?!“ am 10. Februar 2004 in Berlin. Tagungsband, S. 1-9.

Mutert, S. (2000): Großforschung zwischen staatlicher Politik und Anwendungsinteresse der Industrie. Studien zur Geschichte der Deutschen Großforschungseinrichtungen, Band 14. Frankfurt/New York.

NABU (1998): Positionspapier NABU 1998: Energiegrundsatzprogramm zur energetischen Biomassenutzung.

NABU (o. J.): Naturverträgliche energetische Nutzung von Biomasse.

Nacke, O. (2001): Neue Modelle zur Finanzierung und dem Betrieb von Biogasanlagen. In: Fachverband Biogas e.V. [Hrsg.]: Dokumentation der 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V., S. 137-141.

Nitsch et al. (Nitsch, J. & Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; Reinhardt, G.; Schmidt, R.; Uihlein, A.; Scheurlen, K.; Barthel, C.; Fischedick, M.; Merten, F.) (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Kurzfassung.

Oettel, E. (2001): State-of-the-art of Gasification of Biomass and Waste in Germany. Need for Research & Development. First Meeting of IEA International Energy Agency Thermal Gasification of Biomass Task in Germany, 21.-23.11.2001.. TU Dresden. http://www.gastechnology.org/... Abruf 22.06.2007).

Öko-Institut (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie – Teilbericht II: Sozio-ökonomische Effekte und Umwelteffekte (Bearb.: Fritsche, U.; Hünecke, K.; Schmidt, K.). Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis90/Die GRÜNEN, Fachverband Biogas und STAWAG Aachen. http://www.gruene-bundestag.de... (Abruf 27.10.2007).

Peters, W. (2008): Umwelt- und Naturschutzanforderungen an die Planung und Genehmigung von Biogasanlagen. Materialband zum Teilprojekt „H“. In: IFEU & Partner (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, FKZ: 0327544.

Piacentini, A. (o. J.): ORC-Prozess vs. Kalina-Prozess – Wirkungsgrad, Aufwand, Kosten, Nutzen. http://geothermie.de/gte... (Abruf 20.06.2007).

Ramesohl et al. (Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofmann, F.; Plättner, A) (2005a): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Wuppertal Institut [Hrsg.]. Wuppertal.

Ramesohl et al. (Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofmann, F.; Plättner, A.; Kalies, M.; Lulies, S.; Schröder, G.; Althaus, W.; Urban, W.; Burmeister, F.) (2005b): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 2: Biomassepotentiale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade. Unveröffentlichte Studie. Institut für Energetik und Umwelt. Leipzig.

Reinhardt, G. A. & Gärtner S. O. (2005): Biokraftstoffe made in Germany. Wo liegen die Grenzen? In: Natur und Landschaft, Jg. 80, Nr. 9/10, S. 400-402.

Reinhold, G. & Vollmer, R. (2003): Zur Geschichte der Biogaserzeugung in Thüringen. Schriftenreihe der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL). Geschichtsheft. Nr.10, S. 244-256.

Rode et al. (Rode, M. & Schneider C.; Ketelhake G.; Reißhauer, D.) (2005): Naturschutzverträgliche Erzeugung und Nutzung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. F & E-Vorhaben im Auftrag des BfN. BfN-Skripten 136.

Scheffer, K. (2005): Neue Fruchtfolgen mit Pflanzenvielfalt – Strategien zur Optimierung des Energiepflanzenanbaus. Vortrag auf der Grünen Woche 2005. Berlin.

Schneider, E. (o. J.): Zielsetzungen der Graskraft-Idee. http://www.graskraft.com/... (Abruf 27.10.2007).

Scholwin, F. & Thrän, D. (2007): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (= IE Leipzig - Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig (2007). Endbericht.

Scholwin, F. & Thrän, D. (2008): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. Institut für Energetik und Umwelt Leipzig [Hrsg.]. Leipzig.

Schultze, Ch. & Köppel, J. (2007): Gebietskulissen für den Energiepflanzenanbau? Steuerungsmöglichkeiten der Planung. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 39, Nr. 9, S. 269-272.

Schüsseler, P. & Daebeler, S. (2004): Ergebnisse der Diskussion und Zusammenfassung. In: FNR [Hrsg.]: Trockenfermentation. Gülzower Fachgespräche, S.114-117.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2007): Sondergutachten „Klimaschutz durch Biomasse. http//:www.umweltrat.de… (Abruf 27.10.2007).

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009): Kommentare des SRU zum Entwurf des Nationalen Biomasseaktionsplans. http://www.umweltrat.de/DE/Presse/Hintergrundinformationen/... (Abruf 15.09.2009).

Staiß, F. [Hrsg.] (2000): Jahrbuch erneuerbare Energien. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg Bieberstein. Radebeul.

Staiß, F. [Hrsg.] (2007): Jahrbuch erneuerbare Energien. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg Bieberstein. Radebeul.

Stoffers, H. (2001): Neue Modelle zur Finanzierung und dem Betrieb von Biogasanlagen. In: Fachverband Biogas e.V. [Hrsg.]: Dokumentation der 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V., S. 142-148.

Stolpp, S. (2009): Lage und Entwicklung der Biogasindustrie in Deutschland und Europa. Vortragsfolien vom 03.02.2009. Fachverband Biogas e.V.

Thrän, D. & Kaltschmitt, M. (2007): Konkurrenzen bei der Bioenergieerzeugung – Hemmnis oder Anreiz für den weiteren Ausbau? In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft 31 Heft 1; S. 57-66.

Thrän et al. (Thrän, D.; Witt, J.; Hennig, C.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Schwenker, A.; Scheftelowitz, M.; Wirkner, R.; Vetter, A.; Graf, T.; Reinhold, G.) (2009): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“, Leipzig/Jena 2009.

TU München & TU Berlin (2007): Übertragbare Strategien zur naturverträglichen Biomassebereitstellung auf Landkreisebene am Beispiel der Regionen Ostprignitz-Ruppin /

Brandenburg und Chiemgau/ Bayern. Forschungsprojekt gefördert von der DBU. Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Heißenhuber, A., Demmler, M., Kleinschmidt, B., Korte, B. Förster M., Köppel, J. und Schultze, C. Berlin; München.

Weiland et al. (Weiland, P.; Rieger, Ch.; Ehrmann Th.; Helffrich D.; Kissel R.; Melscher F.) (2004): Ergebnisse des bundesweiten Messprogramms an Biogasanlagen. Biogas zuverlässige Energie von Wiese und Acker. 13. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. und AD-nett-Workshop "Biogas ohne Grenzen", Leipzig 2004.

Wuppertal Institut [Hrsg.]. (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Untersuchung im Auftrag von BGW und BVGW. http://www.wupperinst.org/de/projekte/... (Abruf 29.05.2008).

WBA (Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik) (2007): Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik. http://www.bmelv.de/... (Abruf 26.03.2008).

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2008): Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Zusammenfassung für Entscheidungsträger. Berlin. http://www.wbgu.de/... (Abruf 08.01.2009).

Interviews

Dürrschmidt [2007, mdl.]	Interview mit Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Referatsleiter KI III 1 im Bundesumweltministerium, am 02.10.2007.
Eisenbeiß [2007, mdl.]:	Telefoninterview mit Dr. Gerd Eisenbeiß, ehem. Referatsleiter im Bundesforschungsministerium, am 23.11. 2007.
Fangmeier [2008, mdl.]	Interview mit Eckhard Fangmeier, Vorstand und Sprecher der Bioenergiedorf Jühnde eG, am 18.4.2008.
Hauthal [2008, mdl.]	Telefoninterview mit Dr. Thomas Hauthal; Geschäftsführer der Biogas Union e. V., am 19.05.2008
Holz [2008, mdl.]	Interview mit Gerrit Holz, Geschäftsführender Gesellschafter und Vorstandsvorsitzender der BIOGAS NORD GmbH, am 28.04.2008.
Justinger [2008, mdl.]	Interview mit Dr. Gerhard Justinger, ehem Referent im Referat Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe im BMELF; derzeit Referent im Waldbaureferat des BMELV, am 02.09.2008 und telefonische Auskünfte vom 07.10.2008.
Linke [2008, mdl.]	Interview mit Prof. Dr. agr. habil. Dipl.-Ing. Bernd Linke, Leiter der Abteilung Bioverfahrenstechnik des Leibniz-Instituts für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V., am 03.04.2008.
Nitsch [2007, mdl.]	Interview mit Dr. Joachim Nitsch, bis 2005 Leiter der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR; seit 2006 Berater und Gutachter für innovative Energiesysteme, am 30.10.2007.
Ohlhoff [2007, mdl.]	Interview mit Dr. Jürgen Ohlhoff, RL Energetische/stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe im BMELV, am 16.11.2007.
Schütte [2008, mdl.]	Interview mit Dr. Andreas Schütte, Geschäftsführer der FNR, am 06.03.2008.

Stolpp, S. [2009] Lage und Entwicklung der Biogasindustrie in Deutschland und Europa. Vortrag Fachverband Biogas e.V., am 03. Februar 2009.

Weiland [2008, mdl.] Interview mit Prof. Dr. Peter Weiland, Institutsleiter am vTI, am 19.02.2008.

5 Innovationsbedingungen der solaren Stromerzeugung

5.1 Vorbemerkungen

Die Sonnenenergie kann neben der passiven Nutzung aktiv über drei unterschiedliche Technikpfade genutzt werden:

1. Bei der solarthermischen Nutzung wird über Kollektoren nur Wärme erzeugt.
2. Die Photovoltaik (PV) nutzt die Lichtenergie direkt zur Stromerzeugung mit Hilfe von Halbleitern. Halbleiter sind Stoffe, deren Leitfähigkeit durch Energiezufuhr in Form von Wärme oder Licht erhöht werden kann, z. B. Silizium (Si), Germanium (Ge) oder auch organische Kunststoffe und Farbstoffe. Halbleiter wandeln die Lichtenergie in elektrische Spannung um.
3. In solarthermischen Kraftwerken[470] wird im ersten Schritt zunächst Wärme erzeugt, die dann über einen Dampfkraftprozess in Strom umgewandelt wird.

Eine ausführlichere Darstellung der Funktionsweisen der Technologiepfade zur Stromerzeugung erfolgt im Technikglossar (siehe Anhang). Die Biographie der solarthermischen Nutzung zur Stromerzeugung wird nicht ausführlicher dargestellt, da sie für die solare Stromerzeugung[471] in Deutschland nicht relevant ist. Für die Stromerzeugung kommt in Deutschland aufgrund der relativ geringen Globalstrahlung nur die Photovoltaik[472] zum Einsatz. Solarthermische Kraftwerke sind nur in Ländern mit hoher Globalstrahlung sinnvoll einsetzbar (z. B. im Mittelmeerraum oder in der Äquatorzone mit 2.000 bis 3.000 kWh/m² im Jahr). Trotzdem hat Deutschland die Forschung an dieser Technologie seit den 1980er Jahren intensiv gefördert.

Entwicklung der Photovoltaik

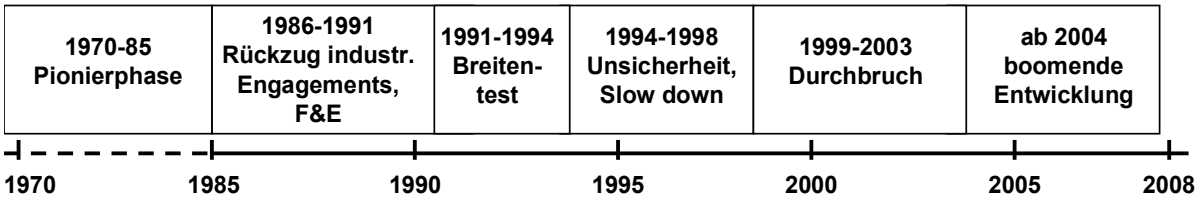


Abbildung 5-1: Entwicklung der Photovoltaik

Der Prozess der Photovoltaik-Entwicklung in Deutschland wurde im interdisziplinären Projektteam in Phasen eingeteilt (vgl. Abbildung 5-1) die in Kapitel 5.3 näher erläutert werden. Hier folgt zunächst ein kurzer Rückblick auf die Entwicklungsgeschichte der Photovoltaik vor dem eigentlichen Untersuchungszeitraum, der mit dem Jahr 1970 beginnt.

---

[470] Vgl. Technikglossar

[471] Vgl. Technikglossar

[472] Vgl. Technikglossar

5.2 Historischer Rückblick (vor 1970)

Der photo- oder lichtelektrische Effekt wurde erstmals 1839 von Alexandre Edmond Becquerel beobachtet. Die Geschichte der photovoltaischen Stromerzeugung begann 1873 mit Willoughby Smith, der damals entdeckte, dass Selen unter Lichteinstrahlung seine Leitfähigkeit um das tausendfache erhöhte. 1876 zeigte dann William Grylls Adams zusammen mit Richard Evans Day, dass Selen Elektrizität produziert, wenn man es Licht aussetzt. In den nächsten Jahrzehnten wurde der fotoelektrische Effekt intensiv untersucht und seine theoretische Basis geklärt. 1905 lieferte Albert Einstein die Erklärung des photoelektrischen Effekts und erhielt dafür 1921 den Nobelpreis.

Ein weiterer wichtiger Schritt für die Grundlagen der Halbleitertechnik und der Photovoltaik war das 1916 von Jan Czochralski entdeckte und nach ihm benannte Kristallziehverfahren (Czochralski-Verfahren)[473]. In den 1940er Jahren wurde es weiterentwickelt und kam in den 1950er Jahren mit dem steigenden Bedarf nach Halbleiterbauteilen in größerem Maßstab zur praktischen Anwendung.

1954 präsentierten die Bell Laboratories (USA) der Öffentlichkeit die erste Silizium-Solarzelle – daher werden die USA als das Ursprungsland der Photovoltaik bezeichnet. Ihre erste Anwendung fand die neue Technologie in den 1950er und 1960er Jahren kostenbedingt primär in der Raumfahrt. 1958 wurde der erste Satellit (Vanguard I) mit Solarzellen zur Stromversorgung in den Weltraum geschickt. In Deutschland stieg AEG-Telefunken in den 1960er Jahren in die Herstellung von Weltraumzellen ein. Der erste Satellit mit AEG-Solarzellen war 1968 AZUR 1 [Räuber 2005, 154]. AEG-Telefunken und Wacker Chemie forschten und produzierten im Bereich der kristallinen Solarzellen[474]. Mitte der 1960er Jahre begann auch Siemens mit Aktivitäten in diesem Bereich.

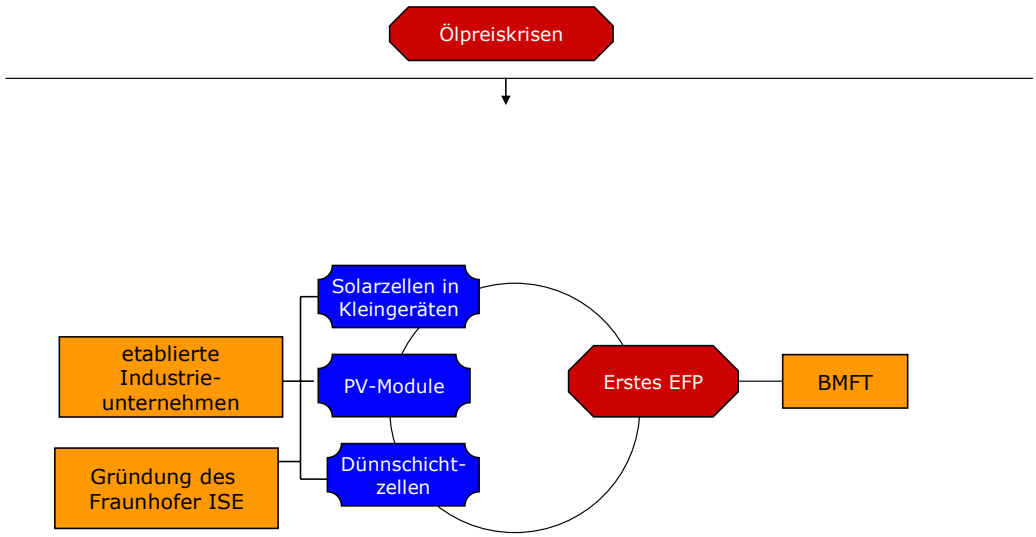
In dieser Zeit wurden die Photovoltaik-Zellen für Weltraumanwendungen ausschließlich aus monokristallinem Silizium hergestellt. Die Herstellung des monokristallinen Siliziums erfolgte nach dem aufwändigen und teuren Czochralski-Verfahren. Der hohe Preis spielte jedoch in der Anwendung für die Raumfahrt und Weltraumforschung eine nur untergeordnete Rolle.

[473] Vgl. Technikglossar

[474] Vgl. Technikglossar

5.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs

5.3.1 Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1985



EFP = Energieforschungsprogramm
BMFT = Bundesministerium für Forschung und Technologie

Abbildung 5-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase 1970 bis 1985

5.3.1.1 Charakteristika der Konstellation

Ausgelöst durch die Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren (vgl. Kapitel 3.1.1) stand diese Phase im Zeichen der Suche nach energiewirtschaftlichen Alternativen und im Zeichen der Grenzen des Wachstums. Das Einsetzen einer staatlichen Forschungsförderung der Photovoltaik für die terrestrische Stromerzeugung markierte den Beginn staatlichen Interesses an dieser Energieerzeugungstechnologie. Den Kern der Konstellation bildete die Forschung an unterschiedlichen Anwendungen der noch jungen Photovoltaik-Technologie, unterstützt durch das erste vom Forschungsministerium aufgelegte Energieforschungsprogramm. Die Forschung konzentrierte sich insbesondere auf eine Verbesserung der Basismaterialien. Geforscht wurde an allen Komponenten der Fertigungskette, an Demonstrationsvorhaben sowie an der Anwendung der Photovoltaik in Kleingeräten. Die Forschungsaktivitäten wurden zum einen durch etablierte Industriekonzerne, zum anderen durch Forschungseinrichtungen durchgeführt. Aktivitäten im Ausland (USA, Australien) hatten eine Vorreiterfunktion für die deutschen Aktivitäten. Die Komplexität der Konstellation ist in dieser Phase jedoch noch vergleichsweise gering. Die Konstellation weist eine nur geringe Anzahl relevanter Akteure und Einflussfaktoren auf.

5.3.1.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Für die Photovoltaik-Entwicklung in Deutschland waren in dieser Phase die Ölpreisschocks 1973/74 und 1979/80, die Verminderung der Abhängigkeit von Rohstoffimporten, die Wahrnehmung einer Endlichkeit der fossilen Ressourcen, Umweltauswirkungen der herkömmlichen Energieträger sowie die mangelnde Akzeptanz der Kernenergie wesentliche Faktoren. Hinzu kam die Faszination für eine Technologie auf der Basis einer unerschöpflichen Energiequelle.

Vor diesem Hintergrund wurden in dieser Phase mutige Visionen und optimistische Ziele zur Nutzung der Photovoltaik entwickelt. Eine schnelle Transformation des Energiesystems hin zu einer „solar powered world“ wurde für möglich gehalten [Macomer 1980, zitiert in Jacobsson et al. 2002]. In den 1970er Jahren wurden für terrestrische Zwecke erstmals mehr Solarzellen benötigt als für die Raumfahrt.

Ereignisse im Ausland, die in dieser Phase auch Impulse für die Entwicklung in Deutschland setzten, waren die Cherry Hill Conference des U.S. Department of Energy 1973 und das Inkrafttreten des ersten Stromeinspeisungsgesetzes für erneuerbare Energie der Welt, der Public Utility Regulatory Act (PURPA) in den USA[475], im Jahr 1978. Ein wichtiger praktischer Schritt war auch die Entscheidung der australischen Regierung im Jahr 1976, das gesamte Telekommunikationsnetz im Outback mit photovoltaisch gestützten Batteriestationen zu betreiben. Einrichtung und Betrieb waren so erfolgreich, dass das Interesse an der Photovoltaik global deutlich anstieg.

5.3.1.3 Staatliche Steuerungsimpulse: Forschungs- und Entwicklungsförderung

In Deutschland nahm das Interesse der Politik an der neuen Technologie deutlich zu. Bereits im Jahr 1982 stiegen die Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Photovoltaik-Bereich sprunghaft an. Nicht nur die Industrie, auch Forschungseinrichtungen erhielten Zuwendungen. Der Umfang der Projektförderung stieg ab 1982 sprunghaft an (vgl. Abbildung 5-3). Das Bundesforschungsministerium finanzierte in den Jahren 1975 bis 1985 mit insgesamt 160 Mio. DM Forschungs- und Entwicklungsprojekte [Lundszien 1997, 36], darunter das Programm Technologien zur Nutzung der Sonnenenergie als Teil des ersten Energieforschungsprogramms der Bundesregierung (1977 bis 1980) unter Bundesforschungsminister Volker Hauff. Schwerpunkte des ersten Energieforschungsprogramms waren die Entwicklung neuer Basismaterialien, kostensparende Produktionsverfahren und die Erfassung und Auswertung relevanter meteorologischer und technischer Daten.

Angesiedelt waren die Forschungsvorhaben in der Abteilung des Forschungsministeriums, die die Mikroelektronik (Halbleitertechnologie und Informationstechnik) betreute. Im Forschungsministerium war man überzeugt, dass Photovoltaik am sinnvollsten dezentral und

---

[475] Das PURPA wurde vom amerikanischen Kongress als Bundesgesetz verabschiedet. Seine Umsetzung war den Bundesstaaten überlassen, die davon unterschiedlich Gebrauch machten. Das PURPA schaffte einen Markt für Stromerzeuger, indem die Energieversorgungsunternehmen gezwungen wurden, Strom von anderen „non-utility-Produzenten“ zu kaufen. Das Entgelt orientierte sich an den „vermiedenen Stromerzeugungskosten“.

in kleinen Größen einzusetzen ist. Für die Photovoltaik-Forschungsprojekte wurde die staatliche Förderquote von zunächst 80 % später auf 50 % herabgesenkt.

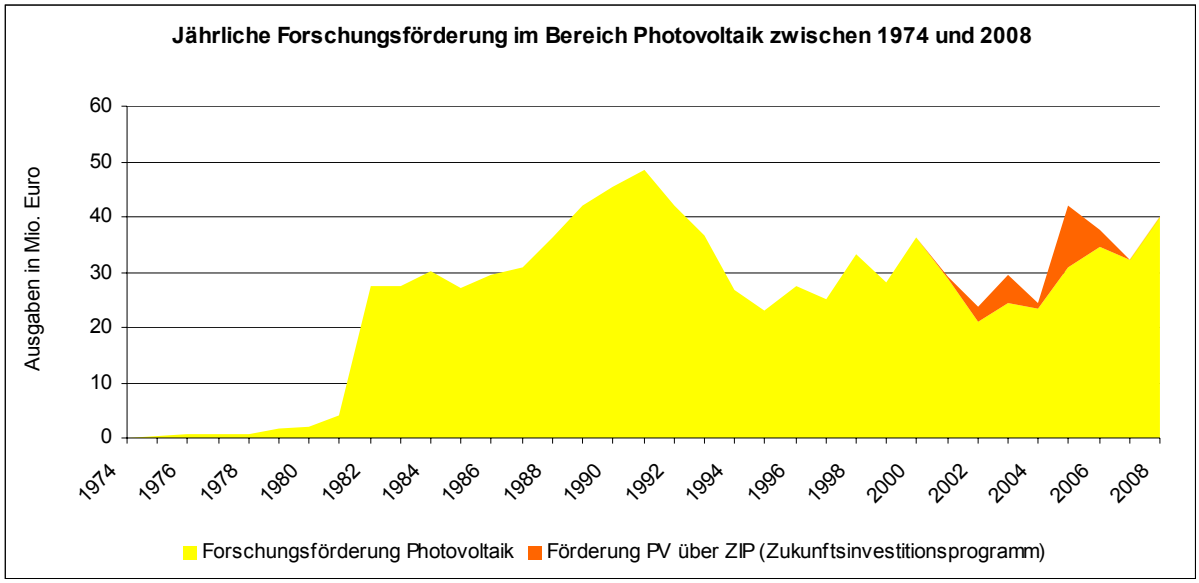


Abbildung 5-3: Projektförderung des Bundes für Photovoltaik seit 1974 [BMU 2009a, 16]

5.3.1.4 Akteure der Konstellation

Wichtige Akteure waren in der Pionierphase diejenigen, die die Forschung an der Stromerzeugung durch Photovoltaik voranbrachten. Dazu gehörten neben dem Bundesforschungsministerium als Fördermittelgeber[476] vor allem etablierte große Konzerne wie z. B. AEG und Siemens, Universitäten sowie ein erstes außeruniversitäres Forschungsinstitut für solare Energiesysteme, das Fraunhofer ISE.

Industrielle Photovoltaik-Forschung

In dieser Phase nahmen Aktivitäten in der industriellen Photovoltaik-Forschung gegenüber den vorangehenden Jahren deutlich zu. Wacker (Silizium, Silikon) und AEG-Telefunken (Zellen und Systemtechnik), später auch Siemens (Ausgangsstoffe, Dünnschicht) und die Siemens-Tochter Interatom (Systeme und Systemkomponenten) erhielten in den Jahren zwischen 1975 und 1985 Forschungsaufträge [Räuber 2005, 155]. Die RWE-Tochter NUKEM versuchte ab 1979 Dünnschichtsolarzellen[477] auf Basis von Kupfersulfiden (Cu_2S/CdS) in die industrielle Produktion zu überführen. 1980 startete bei MBB ein Forschungsprojekt zur Herstellung von amorphen Silizium-Dünnschichtzellen (a-Si). Ähnliche Forschungsaktivitäten wurden auch bei Siemens und AEG durchgeführt [Räuber 2005, 155]. Auch Energieversorger zeigten ein gewisses Interesse an der Photovoltaik, sofern sie

[476] In der Amtszeit des Forschungsministers Heinz Riesenhuber (1982 bis 1993) war Referatsleiter Gerd Eisenbeiß von 1982 bis 1985 zuständig für Forschung zur rationellen, effizienten und sparsamen Energieverwendung und ab 1985 für die erneuerbaren Energien, darunter auch die Photovoltaik-Förderung. Die Referatsleiter Helmut Klein, Uwe Thomas, Wolf-Dieter Dudenhausen und Gerd Eisenbeiß waren zentrale Akteure im Forschungsministerium [Eisenbeiß 2007, mdl.].

[477] Vgl. Technikglossar

ansehnliche Größenordnungen erreichte: das Photovoltaik-Kraftwerk auf Pellworm wurde von RWE betrieben (vgl. Kapitel 5.3.1.5).

Gründung des Fraunhofer ISE

Im Jahr 1981 wurde das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg gegründet. Es war das erste außeruniversitäre Solarforschungsinstitut in Europa.[478] Unternehmen der Großindustrie betrachteten ein solches Institut damals als überflüssig [Räuber 2005, 155]. Heute finanziert sich das ISE jedoch zu etwa einem Drittel durch Aufträge aus der Industrie und kooperiert eng mit vielen Unternehmen der Photovoltaik-Branche.

5.3.1.5 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

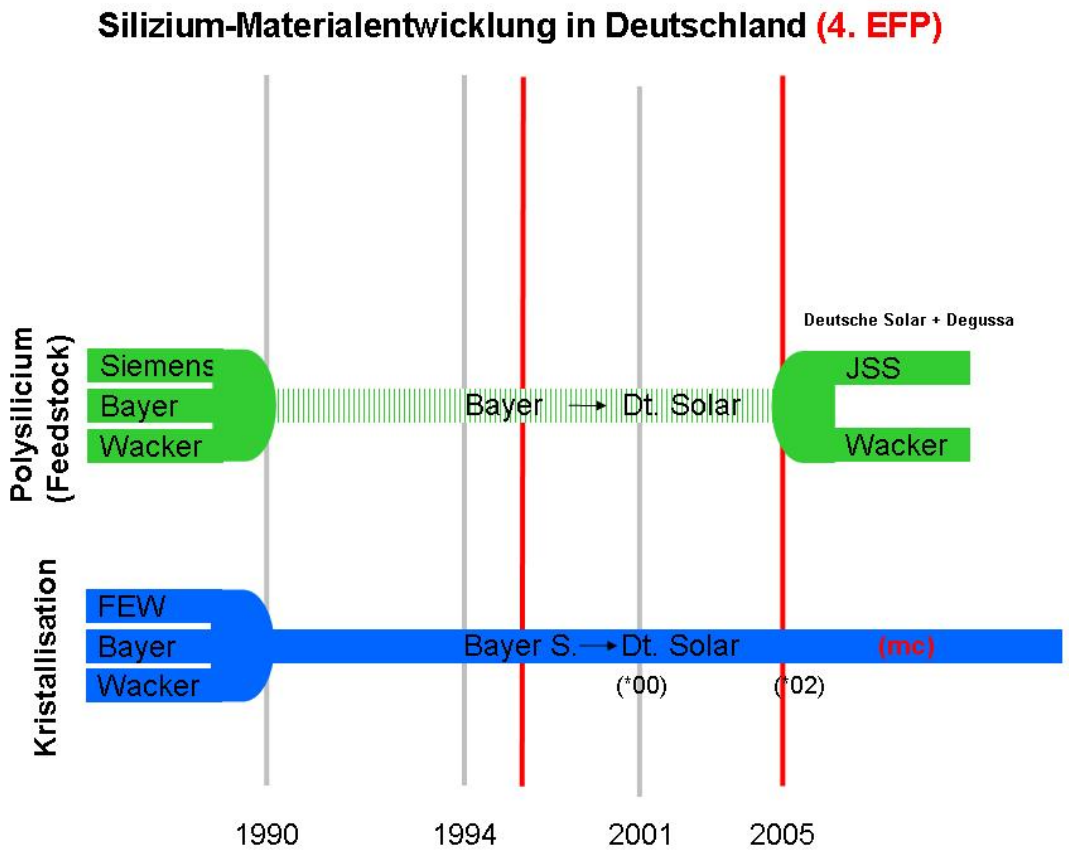


Abbildung 5-4: Industrieentwicklung Silizium-Materialproduktion [Prognos AG et al. 2007b, 406]

In der Erwartung, dass eine schnelle Senkung der Kosten, Steigerung der Wirkungsgrade und damit Erreichung der Marktreife von Solarzellen möglich ist, nahmen Ende der 1970er Jahre neben AEG, Siemens und Wacker Chemie auch NUKEM und MBB Aktivitäten in der Forschung und Produktion kristalliner Solarzellen auf. Das 1914 in Burghausen gegründete Unternehmen Wacker Chemie hatte bereits 1947 mit der Forschung im Bereich

[478] Gründer war Prof. Adolf Goetzberger, vgl. http://www.ise.fhg.de/ueber-uns/geschichte (Abruf 30.06.2009).

Reinstsilizium begonnen, 1953 nahm man die Herstellung von polykristallinem Reinstsilizium auf.[479] Zusammen mit AEG-Telefunken wurde 1978 eine Solarzelle erstmals aus Polysilizium entwickelt, wodurch die Herstellung um ein Vielfaches preiswerter wurde als bei Einkristall-Silizium. Das multikristalline Silizium war von Wacker eigentlich für den optischen Bereich entwickelt worden. 1983 begann man bei Wacker Chemie auch mit der Herstellung von Wafern, aus der man 1988 wegen zu geringer Nachfrage wieder ausstieg. Das Know-how von Wacker hierzu wurde an Bayer transferiert (vgl. Abbildung 5-4).

Auch in der ehemaligen DDR wurde Reinstsilizium hergestellt. Der 1957 gegründete VEB Spurenmetalle in Freiberg – der nach der Wende von Bayer Solar und später von SolarWorld übernommen wurde – begann 1966 mit der Herstellung von Silizium und Wafern für die Halbleiter-Industrie der DDR.[480]

1975 wurde mit Dünnschichtsolarzellen auf Basis von Kupferindiumselenit im Labor ein Wirkungsgrad von über 12 % erzielt. Wacker Heliotronic und AEG-Telefunken (B. Authier und H. Fischer) entwickelten 1978 ein neues Herstellungsverfahren für polykristallines Silizium. Nun konnte als quadratischer Block gegossenes polykristallines Silizium mit den Verfahrensschritten der Massenproduktion (Siebdrucken der stromabgreifenden Elektroden, der Antireflektionsschichten sowie Einsintern der Dotierstoffe, d. h. Einbringen von Fremdstoffen in das Silizium bei 800 bis 900°C im Durchlaufofen, um die elektrische Leitfähigkeit zu erhöhen) und mit Wirkungsgraden von anfangs 13 % zu einem Bruchteil der Kosten der monokristallinen Weltraumzellen hergestellt werden [Wagemann 2004, 21].

Das erste PV-Kraftwerk Deutschlands wurde 1983 auf der Insel Pellworm als Demonstrationsanlage mit Zellen von AEG errichtet. Die Anlage, die komplett aus Forschungsmitteln des Bundes finanziert wurde [Jacobsson et al. 2002, 18], war mit 300 kW zu diesem Zeitpunkt die größte Anlage Europas.

Bis 1984 waren im Prinzip alle heute bedeutsamen Aspekte der Photovoltaik erfunden und bekannt [Räuber 2005, 156]. Dazu gehören monokristalline Silizium-Solarzellen mit einem Labor-Wirkungsgrad von 18 %, die in drei Labors erfolgreich hergestellt wurden. Parallel wurden drei Dünnschichttechnologien mit industriellem Potenzial identifiziert (amorphes Silizium (a-Si), Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupferindiumselenit (CIS)). Auch das noch heute vorherrschende Bauprinzip von Photovoltaik-Modulen war bereits erarbeitet worden. Die Technologieentwicklung der solaren Stromerzeugung wird seither insbesondere auf vier Gebieten vorangetrieben: Weiterentwicklung von Solarzellen aus mono- oder polykristallinem Silizium sowie Dünnschicht, Verbesserung der Wechselrichter[481] und Entwicklung einer Fertigungstechnik im industriellen Maßstab.

---

[479] http://www.wacker.com/cms/de/wacker_group/wacker_facts/history/history.jsp (Abruf 30.06.2009).

[480] Nach der Wende firmierte das Unternehmen ab 1990 zunächst unter dem Namen Freiberger Elektronikwerkstoffe GmbH und wurde 1994 durch Bayer Solar übernommen. 2000 erfolgte die mehrheitliche Übernahme von Bayer Solar durch SolarWorld, die das Unternehmen in Deutsche Solar umbenannte. Vgl. http://www.deutschesolar.de/Chronik.236.0.html (Abruf 30.06.2009); vgl. (Abbildung 5-13).

[481] Vgl. Technikglossar

Die Herstellung eines Photovoltaik-Moduls findet in einer komplexen Wertschöpfungskette vom Ausgangsmaterial bis hin zum fertigen Modul statt. Dabei werden verschiedene, weitgehend eigenständige Produktionsbereiche zusammengeführt [Räuber 2005, 166]:

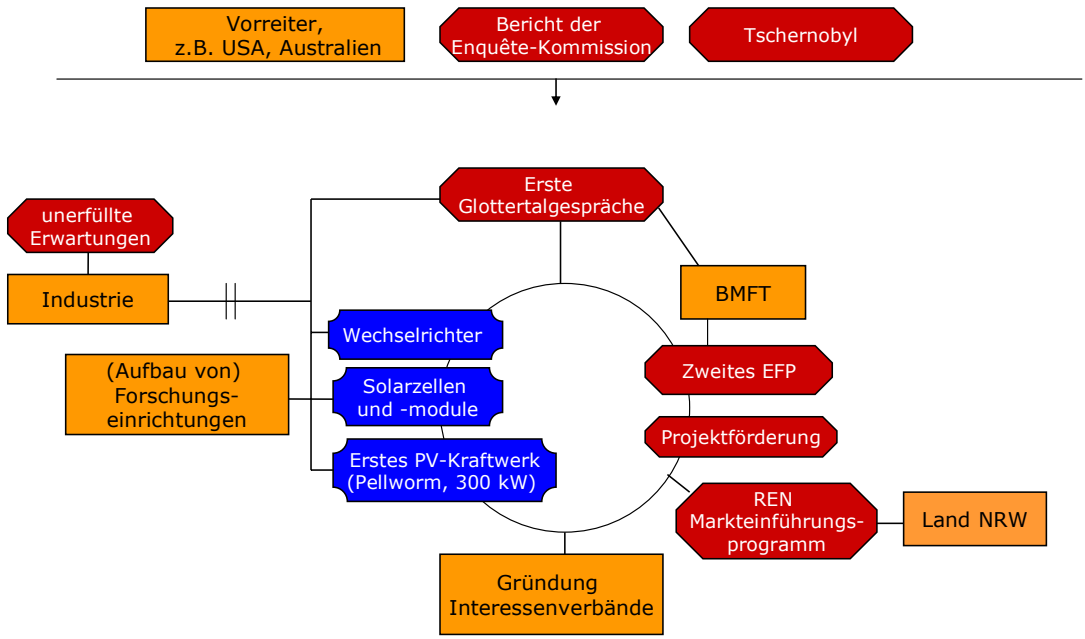
- Chemie/Metallurgie für die Waferproduktion,
- Halbleiter-Technologie zur Zellenfertigung (Adaption der Halbleiter-Elektronik),
- Glastechnologie und -veredelung für die Modultechnik (Adaption der Verbundglas-Technik),
- Kunststoff-Technik ebenfalls für die Modultechnik,
- Mikroprozessortechnik und Leistungselektronik bei Wechselrichtern.So konnte in vielen Bereichen auf bereits vorhandene Technologien aufgesetzt werden, nicht jedoch ohne eine Fülle von kleinen und größeren Entwicklungsschritten zu vollziehen, um von der Laborsituation über die Werkstattfertigung bis zur heute weitgehend automatisierten industriellen Produktion zu gelangen.

Wegen der geringen Stückzahlen und Wirkungsgrade lagen die Kosten für Photovoltaik-Zellen in dieser Phase noch sehr hoch und die Anwendung war nur in bestimmten Nischen und bei Insellösungen zur Stromversorgung wirtschaftlich, wo bislang Batterieanwendungen erste Wahl waren (z. B. Bojen, Telekommunikationseinrichtungen oder auch Armbanduhren) [Grober 2004]. Durch die Kombination der Batterieversorgung mit Solarzellen konnten die Betriebskosten dieser Insellösungen deutlich gesenkt werden, so dass sich der hohe Anschaffungspreis der Solarzellen trotzdem schnell amortisierte. Einer Massenanwendung stand jedoch der vergleichsweise hohe Anschaffungspreis im Weg. Aufgrund der geringen Nachfrage wurden nur sehr kleine Produktionsmengen in aufwändiger Werkstattfertigung hergestellt. Nennenswerte Kostensenkungen ohne Skaleneffekte waren so aber nicht zu erreichen.

5.3.1.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die Phase ist als eine euphorische Pionierphase zu charakterisieren. Sie ist geprägt durch einen im Vergleich zu den vorangehenden Jahren hohen Mitteleinsatz sowohl seitens des Staates (vgl. Abbildung 5-3) als auch seitens der Industrie. Der zentrale Begründungskontext war – angesichts der Ölpreiskrisen der 1970er Jahre – die Sicherung der Energieversorgung in Deutschland. Allerdings hatten vor allem die Akteure aus der Industrie sehr hohe Erwartungen an die kurzfristigen Nutzungsmöglichkeiten der Photovoltaik – man wähnte die Industrialisierung der neuen Technologie schon in Reichweite. Unter Inkaufnahme niedriger Wirkungsgrade setzten die Unternehmen auf preiswerte Produkte [Räuber 2005, 153-155]. Jedoch existierten nur wenige zuverlässige Photovoltaik-Produkte auf dem Markt. Insgesamt war in dieser Phase eine bessere Kostensituation der Photovoltaik noch nicht absehbar, dennoch wurde aus Kostenentwicklungskurven die Hoffnung gezogen, dass sich die Photovoltaik langfristig selbst trägt.

5.3.2 Phase 2: Stagnation industriellen Engagements, F & E 1986 bis 1991



EFP = Energieforschungsprogramm
REN = Programm "Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen" in NRW
NRW = Nordrhein-Westfalen
BMFT = Bundesministerium für Forschung und Technologie
kW = Kilowatt

Abbildung 5-5: Konstellation Phase 2: Stagnation industriellen Engagements, F & E 1986 bis 1991

5.3.2.1 Charakteristika der Konstellation

In dieser Phase ergaben sich Veränderungen gegenüber der vorangehenden Phase zum einen durch den veränderten Kontext. Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl und auch der Bericht der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ verstärkten die in die Technologie gesetzten Hoffnungen. Das erste Photovoltaik-Kraftwerk konnte die Potenziale[482] der Photovoltaik-Nutzung für die Stromerzeugung demonstrierten. Allerdings wurden die Erwartungen der Industrie in eine schnelle Leistungssteigerung der Technologie enttäuscht und das industrielle Engagement stagnierte.

Vor dem Hintergrund des wachsenden Handlungsdrucks sollte der Forschungsmitteleinsatz optimiert werden. Ziel war es, mit dem zweiten Energieforschungsprogramm des Bundes dezidiert Technologien zur Nutzung der Sonnenenergie zu fördern. Das Land Nordrhein-Westfalen leistete mit dem REN-Programm[483] einen Beitrag zum vermehrten Einsatz von

[482] Vgl. Technikglossar

[483] Das Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“ stellte Investitionshilfen für EE-Anlagen zur Verfügung. Es wurde im Oktober 1989 durch die nordrhein-westfälische Landesregierung beschlossen und seither jährlich fortgeschrieben (vgl. Kapitel 3.6.3 und 5.3.2.3).

Photovoltaikanlagen. Verstärkte und institutionalisierte Kooperationen zwischen Politik, Unternehmen und Forschungseinrichtungen, z. B. die als *Glottertalgespräche* bekannt gewordenen Beratungen, sowie der Aufbau neuer und die verbesserte Ausstattung bestehender Forschungseinrichtungen stabilisierten die Konstellation trotz des nachlassenden industriellen Interesses. Die Interessen der für die Photovoltaik engagierten Akteure erfuhren eine Institutionalisierung in Form von Verbandsgründungen – auch dies verschaffte der Konstellation eine zusätzliche Basis.

5.3.2.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Tschernobyl, Ressourcen- und Klimaschutz

Die zweite Phase des Innovationsverlaufs wird durch den Schock der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl eingeleitet, der starken Einfluss auch auf die Photovoltaik-Entwicklung hatte. Die ökologischen Folgen und Risiken der Energiewirtschaft wurden zu einem Thema öffentlicher Diskussionen, die von der Energiepolitik nicht mehr ignoriert werden konnten. Auch die Einsetzung und Berichterstattung der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ war eine Reaktion auf die Erkenntnisse über globale ökologische Risiken (vgl. Ausführungen in Kapitel 3.1.1). Für die im Bereich der erneuerbaren Energien Engagierten zeichnete sich am Horizont ein motivierendes Energiewendeszenario ab, das als Vision eine vollständige Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien und insbesondere aus Solarenergie beinhaltete. Die Sonne wurde zum Symbol der Bewegung gegen die Atomenergie und für die Energiewende.

Europäische Gemeinschaft: Problemerkennung und Zielsetzung

Auf internationaler Ebene und auf der Ebene der EU gelangte in dieser Phase das Klimaschutzproblem auf die politische Agenda. Erste Ziele zum Klimaschutz wurden vorgegeben, was den Prozess der Maßnahmenentwicklung auf bundesdeutscher Ebene beschleunigte. 1988 wurde das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) von der World Meteorological Organisation (WMO) und dem United Nations Environment Programme (UNEP) eingesetzt. Bereits im ersten IPCC-Klimaschutzbericht von 1990 wurden Ziele zum Klimaschutz und zur Reduktion der CO_2-Emissionen formuliert, die allerdings noch nicht rechtsverbindlich waren (vgl. Kapitel 3.2).

In dieselbe Zeit fielen die verstärkten Bestrebungen der EU zur Liberalisierung des Energiemarktes (vgl. Kap. 3.9.3). 1988 sprach sich die EU-Kommission gegen bestehende Monopolstrukturen und Ausschließlichkeitsrechte auf dem Elektrizitätsmarkt aus [KOM 1988]. Es folgten zwei Richtlinienentwürfe, in denen die Kommission weitere Liberalisierungsschritte ankündigte [Matthes 2000, 178 f.]. Damit wurde die deutsche Bundesregierung veranlasst, die Bundestarifordnung für Elektrizität zu novellieren, womit erstmals auch kleine Stromerzeuger die Möglichkeit der Vergütung erhielten. Durch die Gleichzeitigkeit von Liberalisierungs- und Klimaschutzbestrebungen ergab sich ein für die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland sehr förderlicher Kontext.

Einflüsse aus dem Ausland

Etwa ab 1980 wurden Solarmodule in den USA als Standardanwendung zum Betrieb von Signalanlagen und Ölbohrinseln, später in den 1980er Jahren auch für Signalanlagen an der Küste und für Navigationslichter eingesetzt. Sie ersetzten als kostengünstigere und wartungsärmere Variante die vorher verwendeten Batterien. Erste größere kommerzielle Aktivitäten führten dazu, dass die USA 1983 einen Anteil von 21 % der Photovoltaik am Weltmarkt erzielten. Auch in der Forschung, insbesondere zu amorphem Silizium, waren die USA weltweit führend. Die amerikanischen und die im vorangehenden Kapitel beschriebenen australischen Aktivitäten (vgl. Kapitel 5.3.1.3) hatten eine Vorreiterwirkung auf die Aktivitäten der Photovoltaik-Entwicklung in Deutschland.

5.3.2.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Forschungsförderung ab Mitte der 1980er Jahre

In der öffentlichen Forschungsförderung hatte erstmals das erste Energieforschungsprogramm der Bundesregierung (1977 bis 1980) ein eigenes Teilprogramm „Technologien zur Nutzung der Sonnenenergie“ vorgesehen. Dieser Teil wurde im zweiten Energieforschungsprogramm (Laufzeit von 1981 bis 1989) noch deutlich ausgebaut.[484] Schwerpunkte des zweiten Energieforschungsprogramms im Bereich der Photovoltaik waren:

- Grundlagenforschung,
- kostenoptimierte Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen,
- Forschung an neuen Materialien sowie
- Kostensenkungen bei Produktionsverfahren und Siliziumherstellung bei Erhöhung des Wirkungsgrades.

In dieser Zeit waren die Wirkungsgrade von Photovoltaik-Zellen noch immer sehr niedrig. Die Zellen waren so dick und hatten einen entsprechen hohen Materialaufwand, dass sie sich erst nach fünf Jahren energetisch amortisiert hatten. Wichtige Ziele der Forschungsförderung waren es daher, dünnere und damit kostengünstigere Wafer zu entwickeln, Sägeverluste zu verringern, Wirkungsgrade zu heben und Prozesse zu vereinfachen.

Unmittelbar nach dem Reaktorunfall in Tschernobyl wurde der Forschungshaushalt für die Erforschung der erneuerbaren Energien stark aufgestockt. Die erste Aufstockung von jährlich 50 Mio. DM erfolgte im Mai 1986. Die Mittel wurden später auf etwa 300 Mio. DM aufgestockt (vgl. Abbildung 5-3).[485] Die Forschung an den erneuerbaren Energien galt plötzlich nicht mehr als Alibiforschung. Somit konnte die Förderung insbesondere der Dünnschicht-

[484] Forschungsminister in dieser Phase war Heinz Riesenhuber.

[485] Die Fördermittel standen auch den fortbestehenden Förderprojekten zur rationellen Energieanwendung sowie der Wasserstoff- und Speicherforschung zur Verfügung.

zellenforschung (Siemens und MBB) mit einer Förderquote von 70 % fortgesetzt werden [Eisenbeiß 2007, mdl.].[486]

1985 legte das Forschungsministerium ein Demonstrationsprogramm auf, im Zuge dessen der Einsatz der Photovoltaik in dezentralen Sensoren, Meeresbojen, Straßenlampen, Hinweisschildern etc. erprobt wurde. Ziel des Programms war es, mehr über die Photovoltaik zu lernen und die Photovoltaik-Zelle daraufhin zu evaluieren, ob sie als Zukunftstechnologie geeignet ist. Das Programm wurde in Kooperation mit dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) sowie dem Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE) durchgeführt und durch ein zweijähriges Monitoring-Programm begleitet. Die Experimente führten aus der bisherigen Konzentration auf den Photovoltaik-Einsatz in kleinem Maßstab heraus [Eisenbeiß 2007, mdl.]. Größere Demonstrationsprojekte wurden nun auch von RWE und den Bayernwerken finanziert.

Bis 1990 waren zwar erst 1,5 MW an photovoltaischer Stromerzeugungskapazität installiert, das Demonstrationsprogramm hat jedoch bis Mitte der 1990er Jahre dazu beigetragen, dass mehr als 70 größere Anlagen für unterschiedliche Anwendungen errichtet wurden. Es hat somit vor allem neues Anwendungswissen erzeugt.

Glottertalgespräche

1987 wurden erstmals die bis heute zweijährlich stattfindenden Strategiegespräche zur Forschungsförderung, die so genannten Glottertalgespräche[487], zwischen Politik, Forschung und Industrie durchgeführt. Vertreter des Bundesumwelt- und des Bundesforschungsministeriums diskutierten mit Führungskräften aus Forschungseinrichtungen und Unternehmen sowie mit Projektträgern über mögliche Schwerpunkte der Forschungsförderung. Die Forschergemeinde hatte die Möglichkeit, eigene Vorstellungen und Vorschläge für die weitere Ausgestaltung der Forschungsförderung zu formulieren. Im Rahmen der weiteren Forschungsförderung wurden die Anregungen berücksichtigt. Die Gespräche wurden regelmäßig in vertraulichem Rahmen geführt, Ergebnisprotokolle sind nicht verfügbar [Prognos AG et al. 2007a, 24, 148, 292; Dürrschmidt 2007, mdl.].

Auch die Photovoltaik-Forschung war Gegenstand der Strategiegespräche. In dieser Phase, in der das industrielle Engagement für die Photovoltaik nachließ, kam der den Fachgesprächen über die Forschungsförderung eine besondere Bedeutung zu. Bei den Glottertalgesprächen ging es darum, die Photovoltaikforschung gezielt auf den weiteren Bedarf auszurichten.

Länderförderung in Nordrhein-Westfalen (REN)

In Nordrhein-Westfalen wurde 1987 das Programm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“ (REN) aufgelegt, das bis heute fortgeführt wird. Im

---

[486] Bestimmte Bereiche (z. B. Solartechnik für Entwicklungsländer) wurden mit einer Förderquote von 100 % gefördert.

[487] Die Glottertalgespräche stehen hier stellvertretend für die Strategiedebatten insgesamt. Darüber hinaus fanden auch Bad Zwischenahner Gespräche und andere Fachdiskussionen mit Forschen, Branchenvertretern und Projektträgern zur Ausrichtung der Forschungs- und Entwicklungspolitik statt.

Rahmen der REN-Breitenförderung wurden bauliche Maßnahmen zur Einsparung von Energie bzw. zur Nutzung nachwachsender oder unerschöpflicher Energiequellen gefördert. Die Vergabe von Zuschüssen zu entsprechenden Investitionen zielte auf eine beschleunigte Markteinführung umweltschonender Techniken. Gefördert wurden in erster Linie Solarkollektoren (bis 2007 ca. 26.000 Solarkollektoranlagen mit einer Kollektorfläche von rund 225.000 m^2) und Photovoltaik-Anlagen (bis 2007 ca. 11.000 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von ca. 65.000 kW).

Das REN-Programm hing jedoch von den jährlichen Haushaltsberatungen ab – es konnte somit keine Sicherheit für Investoren schaffen, sondern wirkte je nach Mittelausstattung abwechselnd fördernd und bremsend. Es erreichte aber eine gewisse Breitenwirkung für die Photovoltaik. Von 1987 bis 2007 wurden mit Hilfe des REN-Breitenprogramms insgesamt rund 51.000 Projekte mit ca. 260 Mio. Euro gefördert. Die Zuschüsse aktivierten private Folgeinvestitionen in Höhe von knapp 1,5 Mrd. Euro, es wurden ca. 15.000 Arbeitsplätze geschaffen.[488]

5.3.2.4 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

Mitte der 1980er Jahre kam es zu einer Stagnation und Ernüchterung in der industriellen Photovoltaikentwicklung. Man erkannte, dass 10 % Zellenwirkungsgrad auch bei kostengünstiger Fertigung nicht ausreichend waren. Die Hoffnung, hohe Investitionen in Forschung und Entwicklung könnten sehr schnell zu kostengünstigen Lösungen führen, wurde enttäuscht. In den USA und Japan zeichnete sich ein Trend zu höheren Wirkungsgraden ab, auf den die deutsche Photovoltaik-Industrie – trotz vieler Mahnungen aus der Forschungsszene – schlecht vorbereitet war. So kam es ab Mitte der 1980er bis in die Mitte der 1990er Jahre zu einer völligen Umorientierung und – bedingt durch strategische Unternehmensentscheidungen – zu mehreren Firmenzusammenschlüssen bzw. -übernahmen. Die Haltung der Industrieunternehmen variierte zwischen dem Ausstieg aus dem Geschäftsfeld Photovoltaik und einer Konsolidierung auf relativ niedrigem Niveau [Räuber 2005, 156 f.].

Kristallines Silizium

In der kristallinen Photovoltaik herrschten bis Ende der 1990er Jahre zwei Hauptlinien industrieller Aktivitäten vor: Die eine geht auf AEG-Telefunken[489] und NUKEM zurück. Die andere Hauptlinie begann 1965 mit Photovoltaik-Aktivitäten bei Siemens, wo kristallines Silizium (im Bänderverfahren) sowie amorphes Silizium (a-Si) für Dünnschichtzellen hergestellt wurden. Diese Tätigkeiten wurden jedoch in Deutschland nach dem Kauf von ARCO Solar (USA) im Jahr 1990 weitgehend eingestellt. Mit der Übernahme von ARCO hatte die Siemens Solar Industries (ein Joint-Venture von Siemens und E.ON) sowohl eine Solarzellen-Technologie für monokristallines Silizium als auch für die CIS-Technologie

[488] Quelle dieser Angaben sind Internetinformationen, die zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Untersuchung nicht mehr abrufbar sind (www.ren-breitenfoerderung.nrw.de/evaluation/index.html).

[489] 1989 gingen die Photovoltaik-Aktivitäten von AEG-Telefunken in dem von Daimler-Benz gegründeten DASA-Konzern auf.

gekauft, die beide als vielversprechender eingeschätzt wurden als die eigenen Entwicklungen.

Dünnschicht-Technologien

Sowohl die vorangehende als auch diese Phase waren für die Dünnschicht-Technologie eine Zeit großer Erwartungen. Man war optimistisch, durch die Dünnschichtanwendung die Photovoltaik bald in eine profitable Technologie zu verwandeln. In den 1990er Jahren sollten bereits Herstellungskosten im Bereich von 30 Cent pro Watt möglich sein.

Seit den Anfängen ab 1980 hatten sich die auch heute noch verfolgten Dünnschicht-Technologielinien

- Kupferindiumselenit (CIS),
- amorphes Silizium (a-Si) und
- Cadmium-Tellurid (CdTe)

als besonders geeignet herauskristallisiert (vgl. Abbildung 5-6).

Innerhalb der Linie Kupferindiumselenit wurden über längere Zeit zwei Entwicklungslinien verfolgt. Die eine Linie hat ihren Ursprung in einem an der Universität Stuttgart und dem Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW) entwickelten Verfahren, welches später von der Firma Würth übernommen wurde. Die zweite Linie hat ihren Ursprung bei den Dünnschicht-Aktivitäten von Siemens und wurde später von Shell Solar übernommen.

Der Technologiepfad des amorphen Siliziums (a-Si) begann 1980 bei MBB (Putzbrunn), woraus 1988 das Unternehmen Phototronics Solartechnik (PST) ausgegründet wurde. Auch bei Siemens wurde zum amorphen Silizium geforscht.

Der verbleibende dritte Technologiepfad auf Basis von Cadmium-Tellurid (CdTe) hat seinen Ursprung in Deutschland beim Battelle-Institut in Frankfurt. Dort wurde 1977 zunächst auf Basis von Cadmiumselenit mit der Entwicklung von Dünnschichtzellen begonnen.

Bei NUKEM, einem Hersteller von Kernenergie-Brennelementen, begann man 1979 mit der Entwicklung von Dünnschichtzellen auf der Basis von Cadmium-Sulfit. Nachdem ein Mitte der 1980er Jahre geplantes Joint-Venture mit dem Luft- und Raumfahrtkonzern MBB nicht zustande kam, konzentrierte man sich dort auf das kristalline Silizium [Iken 2005].

Insgesamt verlief die technologische Entwicklung bis Anfang der 1990er Jahre ohne bedeutende Technologiesprünge. Photovoltaik-Anlagen aus dieser Zeit bis Mitte der 1990er Jahre wiesen auch gegenüber späteren Jahrgängen signifikant häufiger Betriebsunterbrechungen wegen fehlerhafter Wechselrichter oder anderer elektrischer Defekte auf. Die so genannte Performance-Ratio (PR) lag bei diesen Anlagen mit 60-70 % gegenüber heute (Stand 2009) deutlich niedriger und sank im Laufe der Jahre aufgrund von Alterungseffekten auch leicht ab [BINE 2003, 4].

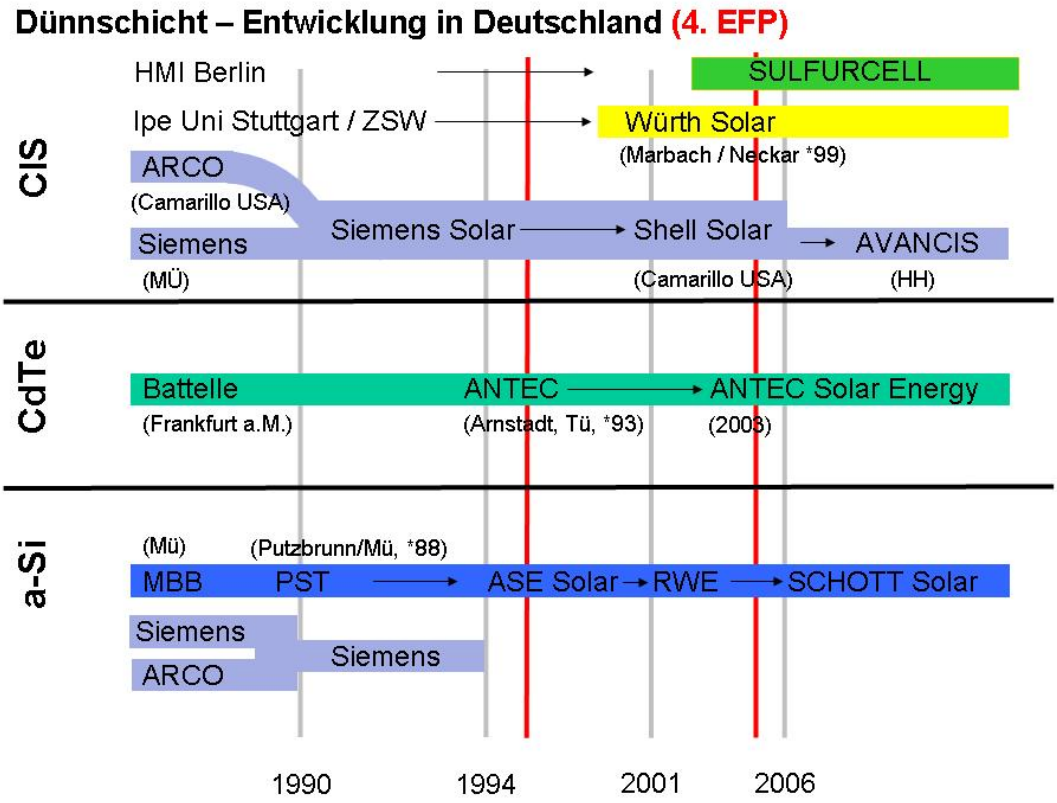


Abbildung 5-6: Industrieentwicklung Dünnschicht-Solarzellen [Prognos AG et al. 2007b, 410]

Erste Photovoltaik-Anlagen am Netz

Die ersten netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen wurden in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre vor allem auf privaten Wohnhäusern installiert [Stryi-Hipp 2005, 183]. Üblich war eine Vergütung des Solarstroms in Höhe von 6 bis 10 Pfg/kWh. Diese niedrige Vergütung wurde mit dem Argument begründet, dass im Winter Reserveleistung vorgehalten werden müsse. Zum Teil akzeptierten die Energieversorgungsunternehmen jedoch auch die Einspeisung über einen rückwärts laufenden Stromzähler (net-metering) [ebda.]. Einige Stadtwerke legten sogar Förderprogramme für die Photovoltaik auf. Die Stadtwerke Gießen zahlten Ende der 1980er Jahre für maximal 100 Anlagen einen Zuschuss von 1 DM pro Watt, maximal 1.000 DM sowie eine Vergütung von 10 Pfg/kWh. Auch die Stadtwerke Saarbrücken boten eine erhöhte Vergütung für Strom aus Sonne und Wind an: 25 Pfg/kWh Einspeisevergütung über 20 Jahre. Dies war damals die bundesweit höchste Vergütung. Die Vereinigte Saar-Elektrizitäts-AG führte erstmals offiziell die 1:1-Vergütung mit rückwärts laufendem Stromzähler ein [Stryi-Hipp 2005, 183]. Ende der 1980er Jahre wurde deutlich, dass eine Netzkopplung der Anlagen Voraussetzung für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland war.

5.3.2.5 Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit

Anfang der 1980er Jahre wuchs die Bedeutung der Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit. Nicht nur die Modul-Hersteller, sondern vor allem deutsche Photovoltaik-Großhändler lieferten mit ihrer Systemkompetenz Anlagen zur Stromversorgung in Entwicklungsländer. Von besonderer Bedeutung waren neben Haussystemen zur Elektrifizierung auch photovoltaisch betriebene Wasserpumpen [Eisenbeiß 2007, mdl.].

Neben dem Forschungsministerium förderte in geringerem Umfang auch das Entwicklungsministerium die Photovoltaik. Es begann 1982 eine deutsch-philippinische Kooperation und sammelte damit erste Erfahrungen im Bereich der ländlichen Elektrifizierung mit Photovoltaik [Stryi-Hipp 2005, 183; Eisenbeiß 2007, mdl.]. Mitte der 1980er Jahre wurden auf den Philippinen, in Jordanien, in Indonesien, im Senegal und in Peru Photovoltaik-Anlagen vor allem zur Stromversorgung von Dörfern und Häusern installiert. Das Potenzial der Photovoltaik wurde vor allem in Ländern mit hoher Sonneinstrahlung, weniger aber in Deutschland gesehen. Die Förderung der Demonstrationsanlagen im Ausland verbesserte den Absatzmarkt für die deutschen Photovoltaik-Entwicklungen und wirkte sich so begünstigend auf das Innovationsgeschehen aus.

5.3.2.6 Akteure der Konstellation

Wichtige Akteure waren in dieser Phase neben den Akteuren auf internationaler Ebene (vgl. Kapitel 5.3.2.2), dem Forschungsministerium (vgl. Kapitel 5.3.2.3) und den Industrieunternehmen (vgl. Kapitel 5.3.2.4) eine Reihe neu gegründeter Forschungseinrichtungen sowie einige Bundesländer. Unter den Bundesländern zeigte vor allem Nordrhein-Westfalen mit dem REN-Programm (Investitionszuschüsse für Photovoltaik-Anlagen) großes Engagement für die Photovoltaik – es schaffte zwar keine Investitionssicherheit für Investoren, trug jedoch zur Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen bei (vgl. Kapitel 5.3.2.3). Darüber hinaus stärkten neu gegründete Interessenverbände den Prozess.

Gründung von Solar-Forschungseinrichtungen

Vor dem Hintergrund des zunehmenden Forschungsbedarfs entstanden in den 1980er Jahren viele der noch heute führenden Solar-Forschungsinstitute, wie das Fraunhofer ISE in Freiburg (gegründet im Jahr 1981, vgl. Kapitel 5.3.1.4), das Institut für Solarenergieforschung Hameln in Hameln (ISFH, 1987), das ZSW in Stuttgart (1988) und das ISET in Kassel (1988). In der Forschungsszene herrschte in dieser Phase Aufbruchsstimmung. Viele erfolgreiche Projekte wurden in enger Kooperation mit der Industrie (z. B. Wacker, Siemens, NUKEM) durchgeführt [Räuber 2005, 158].

Gründung von Solarvereinen und -verbänden

Außerparlamentarische Verbände, Vereinigungen und Gruppen haben ein Stück der Geschichte der Photovoltaik-Entwicklung mitgeschrieben. Sie wiesen immer wieder nachdrücklich auf die Potenziale der Photovoltaik hin und forderten beharrlich deren verstärkte Unterstützung. Es gab drei Typen von Organisationen, die die Photovoltaik voranbrachten:

- Verbände und Fördervereine: Zu den ersten Verbänden zählte die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)[490], die 1975 in München gegründet wurde, sie hat 3600 Mitglieder. Wichtige Lobbyisten und maßgeblich an der Verbreitung der Solarenergie beteiligt waren (und sind) die Solarvereine. Durch intensive und langjährige Informationsarbeit trugen sie zu einem positiven Image und

[490] Seit 1989 ist sie gleichzeitig die deutsche Sektion der International Solar Energy Society (ISES).

einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Solarenergie bei. Unter dem Eindruck der Tschernobyl-Katastrophe und auf der Suche nach einer Alternative zum Atomstrom wurde aufgrund der Initiative eines Solarpioniers 1986 in Aachen der Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV) gegründet, der wichtige Vorarbeiten für die Verbreitung der Photovoltaiknutzung sowie für die Durchsetzung ihrer institutionalisierten Förderung in der Bundesrepublik leistete. Er entwickelte z. B. das Konzept der kostendeckenden Vergütung (vgl. Kapitel 5.3.4.4).

- Industrieverband: 1979 gründete sich der Verband mittelständischer Solarindustrie e.V. (VSI), der 1986 in Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (DFS) umbenannt wurde. Der Verband leistet vor allem Lobbyarbeit für die Photovoltaikindustrie.
- Internationaler Verband: Im August 1988 wurde EUROSOLAR gegründet. Diese gemeinnützige europäische Vereinigung für erneuerbare Energien setzt sich für das Ziel ein, atomare und fossile Energie vollständig durch erneuerbare Energie zu ersetzen. Darin sieht der Verband die zentrale Voraussetzung für die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen und für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem. Die Aktivitäten zielen insbesondere auf die Entwicklung politischer und wirtschaftlicher Konzeptionen zur Einführung erneuerbarer Energien. Zu den Mitgliedern von EUROSOLAR zählen Parlamentarier (aus dem Europäischen Parlament oder aus regionalen Parlamenten), Wissenschaftler, Unternehmen, Vereine und Bürger aus unterschiedlichsten Berufsgruppen.[491] Prominentestes Gründungsmitglied ist der Bundestagsabgeordnete Hermann Scheer.

Die drei Organisationstypen verdeutlichen, dass die Technologie der Photovoltaik auf mehreren Ebenen Fürsprecher fand, die sich zunehmend ausdifferenzierten und vernetzten. In der Pionierphase und in der Phase der Stagnation des industriellen Engagements haben insbesondere Verbände und Fördervereine die Photovoltaikentwicklung durch ihre Pionierarbeit stark gestützt.

Die Organisationen setzten sich vor allem dafür ein, institutionelle Veränderungen herbeizuführen: Sie vernetzten sich untereinander sowie mit politischen Entscheidungsträgern. Darüber hinaus wirkten sie an der Gestaltung politischer Maßnahmen auf Bundes-, Länder- und lokaler Ebene mit und haben maßgeblich zur Klärung der Potenziale von Photovoltaik beigetragen [Mautz & Byzio 2005, 31; Jacobsson et al. 2002, 20].

5.3.2.7 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

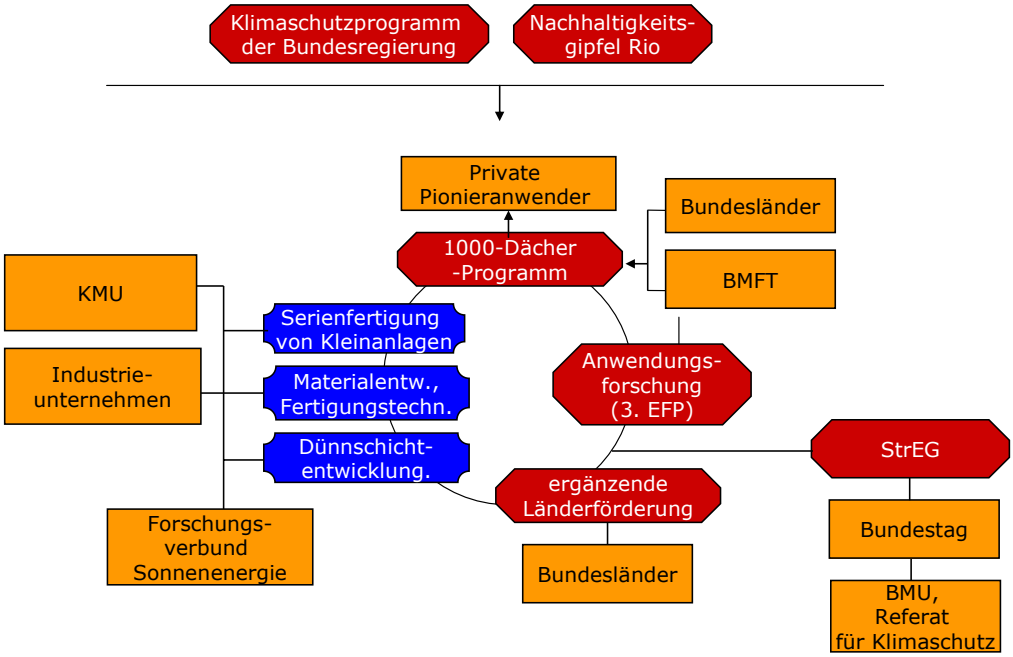
Der durch den Reaktorunfall von Tschernobyl und den Bericht der Enquête-Kommission stark veränderte Kontext der Photovoltaik-Konstellation in Deutschland eröffnete Handlungschancen, zugleich bremste jedoch ein Rückgang des industriellen Engagements die Entwicklung. Die Konstellation ist in dieser Phase durch eine Ernüchterung seitens der Industrie gekennzeichnet. Die hochgesteckten Erwartungen erwiesen sich als realitätsfern, die Phase des unbegrenzten „Solar-Power-Optimismus“ war vorüber. Die Entwicklung stagnierte ab

[491] vgl. www.eurosolar.de (Abruf 06.07.2009)

Mitte der 1980er Jahre, weil die Unternehmen an der potenziellen Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik zweifelten. In dieser Phase stiegen einige Unternehmen aus der Photovoltaik-Entwicklung aus. Somit ist die Phase durch geringes industrielles Wachstum geprägt.

Die Nische der Photovoltaik-Entwicklung wurde jedoch durch Bundes- und Landesforschungsmittel geschützt. Der Reaktorunfall von Tschernobyl hatte eine deutliche Aufstockung der Forschungsmittel zur Folge. Die Forschungsszene, die Wissen über die Anwendungsmöglichkeiten von Solarzellen generierte, erstarkte und gedieh durch die staatliche Forschungs- und Entwicklungsförderung. Es fand eine solide Produktentwicklung für viele Anwendungen der Photovoltaik statt. Begründungskontexte für die Förderung waren zum einen, dass die Photovoltaik als umwelt- und klimaschonende Energieerzeugungstechnologie galt. Zum anderen wuchsen die durch den Reaktorunfall in Tschernobyl ausgelösten Zweifel an der Nutzung der Atomenergie und die Frage nach Alternativen wurde drängender. In dieser Phase gewannen erstmals netzgekoppelte Anlagen an Bedeutung.

5.3.3 Phase 3: Breitentest 1991 bis 1994



KMU = Kleine und mittlere Unternehmen
BMFT = Bundesministerium für Forschung und Technologie
StrEG = Stromeinspeisungsgesetz
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
EFP = Energieforschungsprogramm

Abbildung 5-7: Konstellation Phase 3: Breitentest 1991 bis 1994

5.3.3.1 Charakteristika der Konstellation

In dieser Phase waren das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung sowie der Nachhaltigkeitsgipfel in Rio wichtige, die Entwicklung befördernde Kontextfaktoren. Im Zentrum der Konstellation der Phase von 1991 bis 1994 steht zum einen das 1.000-Dächer-Programm. Das Programm entsprach einem Breitentest, wurde aber vielfach als die beginnende Markteinführung in Deutschland betrachtet. Mit dem 1.000-Dächer-Programm wurden Privathaushalte in die Energieerzeugung einbezogen und es belebte neben der industriellen auch die außerindustrielle Forschung, die in dieser Phase ein breites Feld von Forschungsgegenständen untersuchte. Vernetzungs- und Institutionalisierungsbestrebungen in der Forschungsszene führten zum Zusammenschluss aller relevanten Forschungseinrichtungen im Forschungsverbund Sonnenenergie.

Neben dem 1.000-Dächer-Programm beflügelten Erfolge in der inkrementellen Technikentwicklung sowie weitere Steuerungsimpulse das Fortschreiten des Innovationsprozesses. Dazu gehörten die vom BMFT geförderte Anwendungsforschung sowie ergänzende Förderprogramme einiger Bundesländer. Die im 1991 in Kraft getretenen Stromeinspeisungsgesetz

(StrEG[492]) festgelegten Vergütungen für die Photovoltaik waren angesichts der noch immer sehr hohen Kosten zu niedrig. Das Gesetz war jedoch von Bedeutung, weil durch den garantierten Netzanschluss eine wichtige Rahmenbedingung für die Weiterentwicklung geschaffen wurde.

5.3.3.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Die Phase ist geprägt durch die internationale Klimaschutzdiskussion und das Leitbild der nachhaltigen Entwicklung, das an Bedeutung gewann. Die Vereinten Nationen bekannten sich 1992 zu diesem Leitbild und verabschiedeten in Rio de Janeiro bei der UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung ein globales Aktionsprogramm, die Agenda 21. Die Klimarahmenkonvention, die 1992 in Rio unterzeichnet wurde und im April 1994 in Kraft trat, schuf völkerrechtlich verbindliche Grundlagen für die internationale Zusammenarbeit zur Verhinderung einer weltweiten Klimaerwärmung und unterstrich damit die Notwendigkeit einer Energiewende (vgl. Kapitel 3.2.2). Sie war der erste internationale Vertrag, der die Staatengemeinschaft[493] zum Handeln verpflichtete, insbesondere zu einer Senkung der CO_2-Emissionen. Die Ziele der Energiepolitik für das vereinte Deutschland wurden nun neu gewichtet. Neben ökologischen Aspekten gewann auch die Einbindung der nationalen Energiepolitik in den europäischen Binnenmarkt an Bedeutung.

Die Entwicklung des Ölpreises wirkte diesen Kontextbedingungen jedoch in dieser Phase entgegen. Anfang der 1990er Jahre sank der Ölpreis auf knapp zehn Dollar pro Barrel, in der Folge nahm das globale Interesse an erneuerbaren Energien ab (vgl. Kapitel 3.1.2).

5.3.3.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

1.000-Dächer-Programm

Im September 1990 wurde das 1.000-Dächer-Programm veröffentlicht, das einen deutlichen Anschubeffekt für die Photovoltaik erzeugen sollte (Laufzeit 1991 bis 1994). Das von Bund und Ländern finanzierte Programm wurde vom Bundesforschungsministerium initiiert.[494] Es basierte auf der Forderung des Parlaments, vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl mehr Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien zu fördern. In der Konzeption wurde das Programm sowohl durch das 250-MW-Windenergie-Programm inspiriert als auch durch ein Projekt in der Schweiz. Dort wurden zwischen 1989

---

[492] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[493] 186 Staaten haben die Klimarahmenkonvention ratifiziert.

[494] Das 1.000-Dächer-Programm wurde von Referatsleiter Sandtner (1989 bis 1996) im Forschungsministerium konzipiert und betreut [vgl. Sandtner et al. 1997]. Staatssekretär Ziller (CDU) hatte die Einführung des Programms stark befürwortet. Das Programm war dem 250-MW-Windenergieprogramm nachempfunden, musste aber aufgrund der sehr viel höheren Kosten des PV-Stroms deutlich höhere Zuschüsse pro kWh bereitstellen [Eisenbeiß 2007, mdl.]. Es ist vergleichbar mit dem 100-MW-Programm zur Windenergieförderung, denn mit beiden Programmen wurde seitens des Forschungsressorts eine erste Markteinführung unterstützt, indem eine höhere Nachfrage geschaffen wurde. Beide Programme wurden durch ein Messprogramm begleitet und aufgrund der hohen Nachfrage aufgestockt.

und 1990 insgesamt 333 Dachanlagen mit jeweils 3 kW, also in der Summe 1 MW Photovoltaik-Leistung, installiert (vgl. Kapitel 5.3.5.2).[495]

Ab 01. Januar 1991 konnten Anträge auf eine Förderung gestellt werden. Das Demonstrationsprogramm, mit dem netzgekoppelte Kleinanlagen gefördert wurden, stellte einen ersten Versuch der Markteinführung der Photovoltaik dar. Es sollte zeigen, dass die dezentrale Netzeinspeisung von Photovoltaik-Anlagen technisch unproblematisch ist. Bund und Länder gewährten Investitionskostenzuschüsse von maximal 70 % der Investitionskosten.[496] Aufgrund des großen Interesses und der Ausweitung auf die neuen Bundesländer wurde das Programm auf 2.250 Anlagen aufgestockt [IEA 1999; Stryi-Hipp 2005, 183]. Gefördert wurden netzgekoppelte, dachmontierte Anlagen mit einer Leistung von 1 bis 5 kW. Insgesamt wurden ca. 4 MW gefördert [Staiß 2003, I-93f.; Reiche 2004, 161][497] und Zuschüsse von ca. 50 Mio. Euro gewährt [Langniß & Ziesing 2005, 214].

Mit dem Programm waren ein wissenschaftliches Messprogramm sowie eine sozialwissenschaftliche Begleitforschung verbunden [Langniß & Ziesing 2005, 214]. Fünf Jahre lang wurde bei allen Anlagen der monatliche Ertrag erfasst, 100 Anlagen wurden im Rahmen eines erweiterten Messprogramms vermessen.

Ende 1995 wurde die letzte Anlage installiert, die im Rahmen dieses Programms gefördert wurde. Das 1.000-Dächer-Programm war zu dieser Zeit das umfangreichste Förderprogramm bzw. der umfangreichste Test von Photovoltaik-Systemen der Welt, es wurde international als sehr fortschrittlich betrachtet [Jacobsson et al. 2002, 22]. Es führte zur Entwicklung neuer Wechselrichter und zur Weiterentwicklung technischer Bedingungen für die Installation und Netzintegration von Photovoltaik.

Trotz des großen Erfolgs dieses Förderprogramms wurde zunächst kein neues, bundesweites Förderprogramm aufgelegt. Das Programm war als Forschungs- und Entwicklungsprogramm vom Forschungsministerium konzipiert, von hier aus konnte aufgrund der Zweckbestimmung des Forschungstitels kein daran anschließendes Markteinführungsprogramm finanziert werden.

Förderprogramme der Bundesländer

Aufgrund der hohen Nachfrage legten einzelne Bundesländer ergänzende Zusatzprogramme auf. So wurden von 1991 bis 1993 in Baden-Württemberg 220 Anlagen mit 35 % Zuschuss gefördert, Berlin vergab Zuschüsse in Höhe von 70 %, Hessen und das Saarland von 50 %. Hamburg bezahlte einen Festbetrag von 11.000 DM pro kW – alle Länderprogramme waren

---

[495] Der Schweizer Ingenieur Markus Real hielt eine dezentrale Bestückung von Hausdächern mit PV-Anlagen für ökonomisch sinnvoller als zentralisierte Lösungen. Die 333 auf einzelnen Gebäuden installierten 3-kW-Dachanlagen in Zürich waren der Anfang einer Bewegung, in deren Zuge auch das 1000-Dächer-Programm der Bundesrepublik Deutschland aufgelegt wurde [Perlin 2002, 149].

[496] In den alten Bundesländern wurden 50 %, in den neuen Bundesländern 60 % Zuschuss zu den Investitionskosten gewährt. Dieser Zuschuss wurde von vielen Bundesländern um weitere 10 % (neue Bundesländer) bzw. 20 % (alte Bundesländer) aufgestockt [Langniß & Ziesing 2005: 213].

[497] Hier gibt es unterschiedliche Angaben: Langniß und Ziesing [2005, 214] sprechen von insgesamt 5,8 MWp, Stryi-Hipp spricht von 5,5 MWp, die gefördert wurden [Stryi-Hipp 2005, 183].

limitiert und hatten dementsprechend keine zentrale, aber eine unterstützende Wirkung auf den Innovationsverlauf.

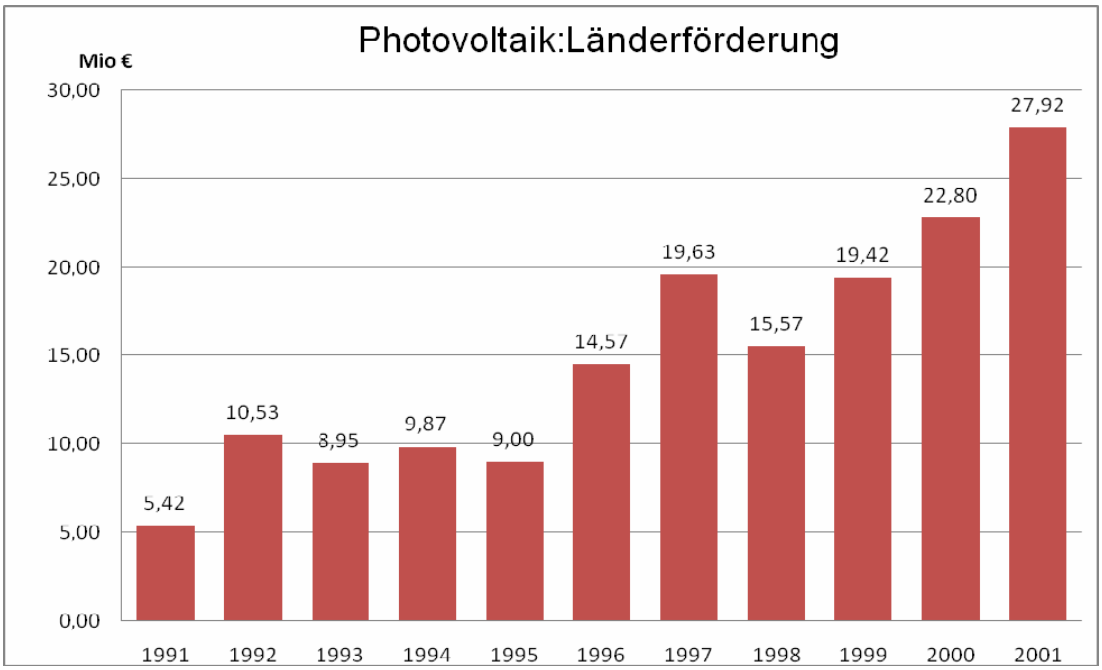


Abbildung 5-8: Länderförderung für Photovoltaik 1991 bis 2001 [Staiß 2003]

Stromeinspeisungsgesetz

Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) wurde im Jahr 1990 verabschiedet und trat 1991 in Kraft, hatte aber sehr wenig Auswirkung auf die Entwicklung der Photovoltaik, weil die vorgesehene Vergütung in diesem Bereich – anders als im Bereich der Windenergie – in Relation zu den sehr hohen Herstellungskosten zu niedrig war um eine schnelle Diffusion der Photovoltaik zu erreichen. Im Stromeinspeisungsgesetz war somit für die Photovoltaik keine kostendeckende Vergütung vorgesehen. Die Vergütung betrug für Strom aus Sonnenenergie zwar mindestens 90 % des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Damit wurden in den 1990er Jahren aber nur weniger als 10 Cent/kWh Vergütung erzielt, die Stromgestehungskosten lagen in dieser Zeit jedoch noch um ca. 1 Euro/kWh. Das Betreiben einer Photovoltaik-Anlage zur Stromeinspeisung auf der Basis der im StrEG vorgesehenen Vergütung war ein Verlustgeschäft. Für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigte man eine kumulierte Unterstützung – zusätzlich zu der Vergütung nach dem StrEG waren eine Förderung über das 1.000-Dächer-Programm und weitere Förderungen, z. B. durch Kommunen, Länder oder die DBU notwendig [Dürrschmidt 2007, mdl.; Gutermuth 1997]. Allerdings wirkte das Stromeinspeisungsgesetz in zweierlei Hinsicht positiv auf die Entwicklung ein: Zum einen wurde durch das StrEG der Netzanschluss dezentraler Stromerzeugungsanlagen gesichert. Zum anderen übte das Gesetz eine positive Signalwirkung auch auf die Photovoltaikbranche aus.

Forschungsförderung

Auch diese Phase ist von einem hohen Forschungsmitteleinsatz für die Photovoltaik gekennzeichnet (vgl. Abbildung 5-3), die Förderung durch das Bundesforschungsministerium Anfang der 1990er Jahre übertraf diejenige der USA und Japans [Räuber 2005, 161]. Schwerpunkte des dritten Energieforschungsprogramms der Bundesregierung (1990 bis

1995, vgl. Kapitel 3.6.2) waren die Reduktion der Produktionskosten von Photovoltaik-Zellen, die Erhöhung der Wirkungsgrade, die Fortentwicklung der Dünnschichttechniken, die Optimierung der System- und Anwendungstechnik sowie die Förderung von Demonstrationsanlagen.

5.3.3.4 Technologie- und Marktentwicklung

Die insgesamt bis Mitte der 1990er Jahre in Deutschland installierte Gesamtleistung betrug Ende 1994 knapp 12 MW (vgl. Tabelle 5-1). Das Wachstum zwischen 1991 und 1994 von rund 9 MW installierter Leistung ist überwiegend auf das 1.000-Dächer-Programm zurückzuführen. Die spezifischen Stromerzeugungskosten waren noch sehr hoch, deutlich über 1 Euro/kWh. Die Anlagenpreise pro kW lagen im Bereich von 10.000 bis 12.000 Euro.

Erst das 1.000-Dächer-Programm ließ auch eine Serienfertigung von auf Transistoren aufbauenden Wechselrichtern sinnvoll werden. Diese konnten wiederum auf der in den 1980er Jahren aufkommenden Mikroprozessortechnik und Leistungselektronik aufbauen und so die Netzkopplung bei stochastischer Erzeugung gewährleisten. Als erster Hersteller in Deutschland begann damit 1991 die Firma SMA Solar Technology in Niestetal bei Kassel.[498] Die spezifischen Kosten des so genannten Photovoltaik-WR waren hoch und lagen bei rund 1 Euro pro Watt und einem Wirkungsgrad von 90 %, d.h. für eine 3 kW-Anlage kostete allein der Wechselrichter bereits 3.000 Euro, 10 % des produzierten Stroms ging aber noch bei der Frequenz-Umwandlung verloren (im Jahr 2009 sind es nur noch 1-2 %). Aus dem 1.000-Dächer-Programm lernte man im Bereich der Wechselrichter, dass es neben dem Einsatz großer Zentralwechselrichter sinnvoll ist, die Photovoltaik-Anlagen elektrisch in mehrere Stränge aufzuteilen und diese jeweils mit eigenen Wechselrichtern zu versehen. Damit reduzierte sich das Ausfallrisiko deutlich.

Tabelle 5-1: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 1994 [BMU 2009b]

	1990	1991	1992	1993	1994
installierte Leistung [MWp]	1	2	3	5	6
Neuanlagen [MWp]		1	1	2	1
Wachstum ggü. Vorjahr		100%	50%	67%	20%
Marktimpuls durch:		1000-Dächer Programm			

Unternehmensentwicklung

Vor allem Tochtergesellschaften großer Energie- oder Industriekonzerne (z. B. RWE, Siemens, ARCO, DASA) errichteten Ende der 1980er bzw. Anfang der 1990er Jahre Pilotanlagen zur Anwendung der Dünnschichttechnik, stiegen in Solarunternehmen ein oder kauften solche auf [Lundszien 1997, 37 f.].

Die 1979 bei NUKEM in Alzenau begonnenen Solaraktivitäten wurden 1994 mit den vom Luft- und Raumfahrtkonzern DASA kommenden Solaraktivitäten (ehemals von AEG und

[498] In der Zeit zwischen 1991 und 1994 wurden etwa 2.200 netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen mit Leistungen von zwischen 1 und 5 kWp in Betrieb genommen, fast alle waren mit Wechselrichtern von SMA ausgestattet.

MBB) in dem neuen Unternehmen Angewandte Solarenergie (ASE) zusammengefasst. ASE kaufte im gleichen Jahr auch die Solaraktivitäten der Mobil Tyco Solar Energy Corporation aus den USA und bekam damit Zugang zu deren so genannter EFG-Technologie.[499] Durch den Zusammenschluss zu ASE kamen die früheren Aktivitäten beim kristallinen Silizium von AEG, NUKEM und Mobil Solar zusammen. Die Dünnschichtaktivitäten der ASE gehen auf MBB zurück. Letztlich kam so das Mitte der 1980er Jahre gescheiterte Joint-Venture zwischen MBB und NUKEM in anderer Form nun doch zustande, da MBB 1989 in den DASA-Konzern eingliedert wurde (vgl. Abbildung 5-9). Siemens konzentrierte sich ab 1994 auf die CIS-Technologie und verfolgte die Entwicklung amorphen Siliziums nicht mehr weiter.

1993 gründeten Wissenschaftler des aufgelösten Battelle-Instituts die Firma ANTEC Solar Energy GmbH (Arnstadt) und planten die Produktion von Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von Cadmiumtellurid.

Silizium-Solarzellen – Unternehmensentwicklung in Deutschland von 1990 bis 1994

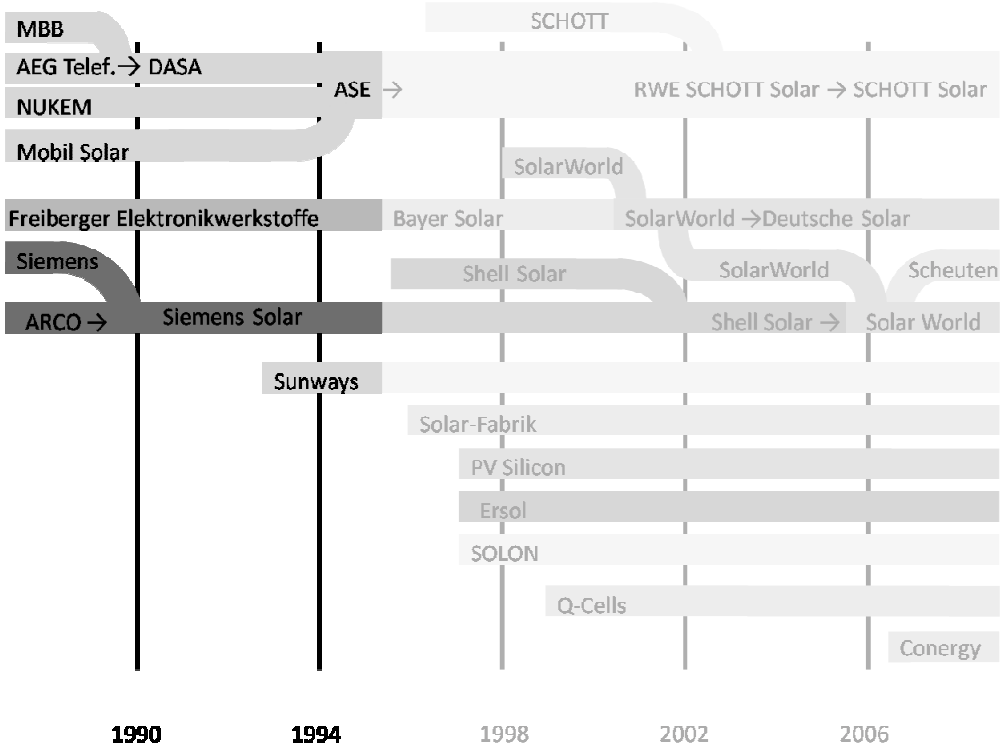


Abbildung 5-9: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen von 1990 bis 1994 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408]

Der Energieversorger Bayernwerk ließ 1990 in Neuenburg vorm Wald im Rahmen des Solar-

[499] Das EFG (Edge-defined Film-fed Growth)-Verfahren wurde von Mobil Tyco Solar Energy ab 1973 entwickelt: Hierbei schwimmt ein Graphitkörper mit einem dünnen Spalt (Kantenlänge 10-12 cm) auf der Schmelze. Setzt man eine Si-Scheibe auf die Schmelze und zieht sie hoch, entsteht ein Band. In der Praxis werden achteckige Röhren von bis zu 8 m Länge gezogen, die dann an den Kanten mit Lasern zerschnitten werden.

Wasserstoff-Bayern-Projektes in Zusammenarbeit mit den Partnern Siemens, Linde und BMW seine erste Photovoltaik-Anlage errichten (insgesamt 368 kW)[500]. Ziel war es, Strom aus Solarzellen zur Wasserstofferzeugung zu nutzen und diesen in Brennstoffzellen[501] einzusetzen. Das Projekt wurde zu 50 % aus öffentlichen Mitteln gefördert und 1999/2000 beendet. Das Bayernwerk und Siemens gründeten aus dieser Kooperation heraus die Siemens Solar, die eine der größten Firmen der Welt für Photovoltaik wurde. Siemens Solar kaufte 1990 die US-Firma ARCO, um in den größeren US-Markt einzutreten und Zugang zur a-Si und zur CIS-Technologie zu erhalten.

5.3.3.5 Akteure der Konstellation

Neben dem Bundesforschungsministerium und den Bundesländern, die das 1.000-Dächer-Programm auf den Weg brachten, setzten der Bundestag und das Bundesumweltministerium positive Signale für die Photovoltaik-Branche. Sie sicherten mit dem Stromeinspeisungsgesetz den Netzzugang von Photovoltaik-Anlagen (vgl. Kapitel 5.3.3.3).

Private Pionieranwender

Für die erste breitere Erprobung von Photovoltaik-Anlagen spielten private Anwender eine wichtige Rolle. Das 1.000-Dächer-Programm richtete sich aufgrund der Förderung von Kleinanlagen gezielt an private Eigenheimbesitzer. Diese wurden nun zum ersten Mal in größerer Zahl zu Produzenten von regenerativ erzeugtem Strom. Die Nutzung der Photovoltaik war nicht nur aufgrund des Investitionszuschusses von 70 % aus dem Förderprogramm attraktiv. Auch das ökologische Image der Photovoltaik, das dem Bild einer „sanften Technologie“ entsprach, machte es reizvoll, diese Anlagen gut sichtbar auf dem Dach des eigenen Hauses zu installieren. Zudem konvergierte die Langfristperspektive des Eigenheimbauers oder -besitzers mit der erwarteten langen Lebensdauer von Photovoltaikanlagen (20 und mehr Jahre). Somit konnten Privathaushalte in die Stromproduktion auf regenerativer Basis einbezogen werden [Mautz & Byzio 2005, 42 f.].

Rückgängiges Engagement der Industrie

Bislang waren es vor allem große Industrieunternehmen, die sich im Bereich der Photovoltaik tummelten. In der Regel hatte die Photovoltaik als eine Unternehmenssparte nur eine relativ geringe Bedeutung in den Unternehmen. Aus strategischen Überlegungen und der Erkenntnis heraus, dass der Markt der Photovoltaik sich viel langsamer entwickelte, als in früheren Überlegungen unterstellt, sind in dieser Phase mehrere Industrieunternehmen aus der Photovoltaik ausgestiegen und haben ihr Geschäft an andere Akteure verkauft (vgl. Abbildung 5-11).

---

[500] In der Anlage wurden zunächst zwei Zellentypen verwendet: Monokristallin (Siemens) 135 kWp und Polykristallin (AEG/ASE) 131 kWp. 1993/94 kamen amorphe Dünnschichtzellen und weitere kristalline Zellen mit insgesamt 105 MWp hinzu [Dietsch 1996, 3 f].

[501] Vgl. Technikglossar

Zusammenschluss der Forschungsinstitute

Die außeruniversitären Forschungsinstitute gründeten 1990 mit dem ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS) einen eigenen Verband. Ziel war es, die Interessenvertretung der dezentralen Photovoltaikforschung gegenüber Industrie und Politik zu bündeln. Der Verband sollte zentraler Ansprechpartner für Forschung, Wirtschaft und Politik sein und auf diese Weise ein ähnliches Gewicht erhalten wie Großforschungseinrichtungen anderer Forschungszweige.

Die Initiative für die Gründung des FVS kam vom Forschungsministerium, der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren und der Fraunhofer-Gesellschaft. Die Gründungsinstitute des Forschungsverbundes waren das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., das Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme in Freiburg, das Hahn-Meitner-Institut Berlin sowie das Forschungszentrum Jülich. 1992 traten das Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart hinzu. Im Jahr 1995 wurden das Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) und im Jahr 2000 das GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ) Mitglieder, 2006 trat auch das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) und 2007 das Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) dem FVS bei.[502]

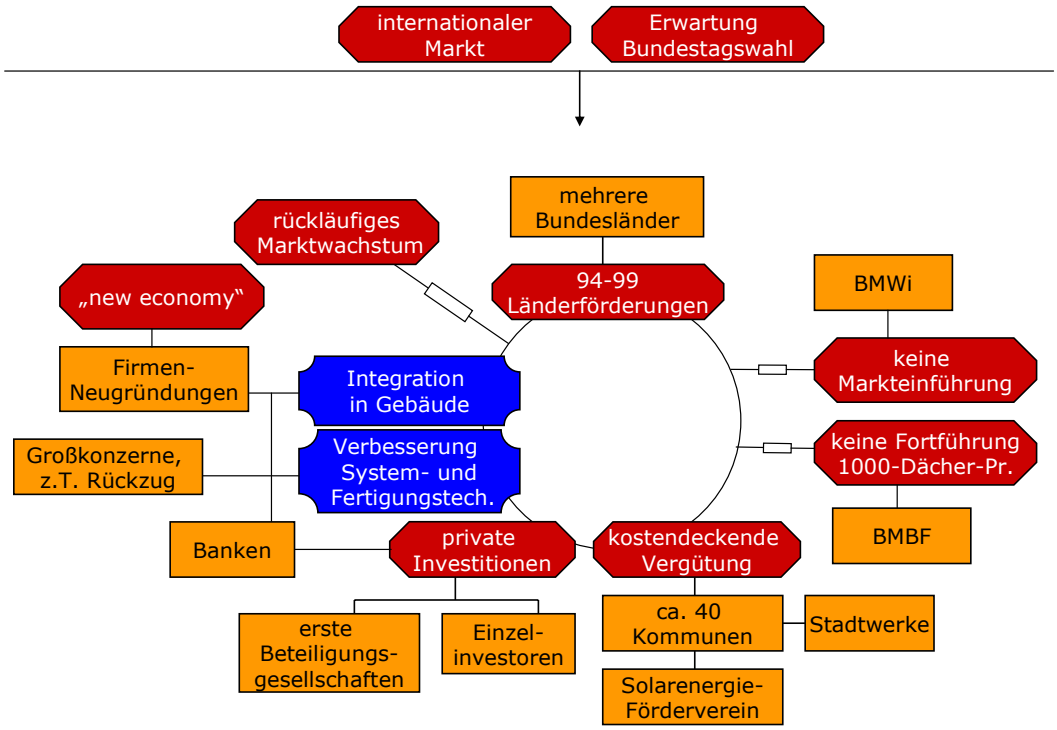
5.3.3.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

In dieser Phase konnte ein erster deutlicher Aufschwung in der Entwicklung und Diffusion von Photovoltaik-Anlagen verzeichnet werden. Das 1.000-Dächer-Programm als Breitentestprogramm hatte – gekoppelt mit dem Stromeinspeisungsgesetz – eine wichtige Schlüsselfunktion sowohl für die technologische als auch für die politische Entwicklung. Es versetzte Hersteller, Systemanbieter und das Installationsgewerbe in die Lage, verlässliche Systeme und Komponenten anbieten zu können. Das Programm stellte die unverzichtbare Basis der anschließenden Förderprogramme in Deutschland dar und wurde vielfach im Ausland kopiert. Das Bund-Länder-Programm bezog Privathaushalte in die Energieerzeugung ein und belebte die außerindustriellen Forschungsaktivitäten, die in dieser Phase ein breites Feld von Forschungsgegenständen untersuchte: Materialentwicklung, Systemtechnik, Fertigungstechniken sowie die parallele Erforschung unterschiedlicher Technologievariationen. Vernetzungs- und Institutionalisierungsbestrebungen in der Forschungsszene führten 1990 zum Zusammenschluss aller relevanten Forschungseinrichtungen im ForschungsVerbund Sonnenenergie – ein bedeutsamer Meilenstein der Entwicklung.

---

[502] Im Jahr 2009 wurde der FVS umbenannt in ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) und repräsentiert etwa 80 % der Forschungskapazität für erneuerbare Energien in Deutschland. Die Mitgliedsinstitute forschen sowohl im Bereich der Photovoltaik und Solarthermie als auch in den Bereichen Geothermie, Biomasse, erneuerbare Kraftstoffe und Windkraft sowie Systemtechnik, Netzmanagement, Speicherung und Energieeffizienz. Der neue Name bringt die wissenschaftlichen Kompetenzen des Verbunds auf allen Gebieten der erneuerbaren Energietechnologien zum Ausdruck.

5.3.4 Phase 4: Unsicherheit und Slow down 1994 bis 1998



BMBFT = Bundesministerium für Bildung, Forschung und Technologie
BMBF = Bundesministerium für Bildung und Forschung (Ressortbezeichnung ab 1998)
BMWi = Bundesministerium für Wirtschaft

Abbildung 5-10: Konstellation Phase 4: Unsicherheit und Slow down 1994 bis 1998

5.3.4.1 Charakteristika der Konstellation

Nach der hoffnungsvollen Phase Anfang der 1990er Jahre wurde das 1.000-Dächer-Programm nicht fortgeführt, ein Anschluss an dieses Programm in Form eines Markteinführungsprogramms blieb aus. Die Folge war ein eher schwaches, stark schwankendes Wachstum der Photovoltaik in den Jahren von 1994 bis 1998.

Größere Unternehmen schränkten ihr Engagement stark ein oder gaben es ganz auf, während neu gegründete Firmen die Zukunftsfähigkeit der Technologie erkannten und als First mover in den Markt einstiegen, die aufkommende New economy[503] erleichterte den Markteinstieg. Initiativen auf kommunaler Ebene und auf Ebene der Bundesländer in Verknüpfung mit privaten Investitionen stützten die von Widerständen geprägte Konstellation und überbrückten so die kritische Phase.

[503] Der Begriff New economy (engl.: neue Ökonomie) beschreibt eine Wirtschaftsform, die in besonderem Maße durch die Globalisierung, die Vernetzung durch neue Kommunikationsmedien und neue Formen der Unternehmensfinanzierung geprägt ist.

5.3.4.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Der internationale Markt entwickelte sich unabhängig von der Situation in Deutschland weiter. Die weltweite Solarbranche verzeichnete Zuwächse, während sich die Entwicklung in Deutschland in einer kritischen Phase befand. Die Dynamik der vorangehenden Phase verebbte, weil auf das 1000-Dächer-Programm keine Anschlussförderung folgte. Die Branche hoffte auf eine Verbesserung der Rahmenbedingungen mit der Ablösung der Bundesregierung im Wahljahr 1998 durch eine neue Regierungskoalition.

5.3.4.3 Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Entwurf des 100.000-Dächer-Programms

1996 brachte die SPD einen Gesetzentwurf für die Förderung der industriellen Solarzellentechnologie (das 100.000-Dächer-Programm) in den Bundestag ein. Das zunächst auf fünf Jahre begrenzte Programm sollte den Übergang in die Massenproduktion von Solarzellen unterstützen. Als Investitionszuschussprogramm richtete es sich an private Kleinanbieter, Energieversorgungsunternehmen waren hingegen ausgenommen. Die Vorlage scheiterte jedoch an der Ablehnung durch die CDU/CSU/FDP-Regierung.

Forschungs- und Förderpolitik der Bundesregierung

Die deutsche Forschungspolitik verhielt sich gegenüber der Photovoltaik in dieser Phase – verglichen mit der vorangehenden Phase – zurückhaltend. Forschungsminister Rüttgers lehnte eine Subventionierung der Photovoltaik und insbesondere das von der SPD geforderte 100.000-Dächer-Programm kategorisch ab. Da die Stromgestehungskosten einer Solaranlage nach Ansicht des Forschungsministers kaum unter 50 Cent/kWh sinken könnten, seien staatliche Subventionen ein falscher Ansatz [Kreutzmann 1997a, 3]. Rüttgers sprach sich gegen die Förderung von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen aus und beabsichtigte eine Förderung *netzunabhängiger* Anlagen: „Tatsache ist, dass trotz jahrzehntelanger Förderung in Milliardenhöhe sich bis heute nirgends solarer Strom (…) für 1 DM/kWh erzeugen lässt. (…) Die große Chance für die Photovoltaik-Industrie liegt heute im Bereich der netzunabhängigen Kleingeräte und Kleinsysteme, die daher auch einen Förderschwerpunkt des BMBF im Rahmen des 4. Förderprogramms Energieforschung und Energietechnologie darstellen“ [Rüttgers 1997].

Fehlendes Förderkonzept und Verunsicherung nach Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms

Nach dem Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms (in den alten Bundesländern 1994, in den neuen Bundesländern 1995) gab es keine adäquate Fortsetzung für die Unterstützung der Photovoltaik, obwohl das 1.000-Dächer-Programm – trotz anfänglicher technischer Probleme mit den Wechselrichtern – bestätigt hatte, dass ein Breiteneinsatz von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen möglich ist.

Für den Bereich der Photovoltaik gab es – ebenso wie für die anderen erneuerbaren Energietechnologien – zu diesem Zeitpunkt noch keine konsistente Ausbaustrategie der Bundesregierung.[504] Kein Ressort fühlte sich zu diesem Zeitpunkt umfassend zuständig oder nahm den Ausbau der erneuerbaren Energien systematisch in die Hand.

Nach der Förderung durch das Bundesforschungsministerium wäre es nun die Aufgabe des Bundeswirtschaftsministeriums gewesen, die Markteinführung zu unterstützen – es wurde jedoch nicht aktiv [Stryi-Hipp 2005, 184; Dürrschmidt 2007, mdl.]. Zwar gab es das 100-Millionen-Programm des Bundeswirtschaftsministeriums, das Fördergelder in Höhe von 10 Mio. Euro über vier Jahre für die Photovoltaik vorsah. Jedoch konnten weder dieses Programm noch die niedrigen Vergütungssätze des StrEG[505] eine ausreichende wirtschaftliche Perspektive für die Herstellung von Solarzellen in Deutschland bieten [Langniß & Ziesing 2005, 214]. Die existierenden staatlichen Programme in Verbindung mit dem StrEG waren nicht geeignet, um dezentralen Einspeisern oder Energieversorgungsunternehmen nennenswerte Anreize zu Investitionen in Photovoltaik-Anlagen zu bieten [Fischedick & Hennicke 1996, 7-22].

Die Photovoltaik-Branche beklagte das Fehlen eines wirksamen Markteinführungsprogramms, das dabei helfen würde, der Konkurrenz aus den USA die Stirn zu bieten. Jede fünfte der in den USA produzierten Anlagen wurde bereits nach Deutschland exportiert. Junge Unternehmen in Deutschland hatten es aufgrund der schwierigen Förder- und Vergütungsbedingungen schwer, auf dem Markt Fuß zu fassen [Kreutzmann 1997a, 3]. Auch Umweltverbände setzten sich für eine verbesserte Förderung der Photovoltaik ein. So forderte Greenpeace eine Förderung mit einem Investitionszuschuss und einer Einspeisevergütung von 0,33 Cent.

Die mit dem 1.000-Dächer-Programm begonnene Markteinführung geriet somit durch das Aussetzen der Förderung Mitte der 1990er Jahre ins Stocken. bevor ein sich selbst tragender Markt für Photovoltaik-Produkte außerhalb von Nischenanwendungen entstehen konnte. Es fehlten langfristig und dynamisch wirkende Anreize.

Auch förderte die Bundesregierung in dieser Phase kaum noch Solarprojekte in Entwicklungsländern. Damit fehlte der deutschen Photovoltaik-Industrie ein weiterer wichtiger Markt [Schmela 1997b, 40 ff.]. Darüber hinaus sollte Ende der 1990er Jahre die Forschungsförderung für Solarkraftwerke aufgegeben werden, die seit Anfang der 1980er Jahre mit großem Forschungsmitteleinsatz gefördert wurden. Mit der Versteigerung der UMTS-Lizenzen[506] flossen jedoch daraus gewonnene Zinserlöse in die Förderung der erneuerbaren Energien, die durch das Bundesumweltministerium vergeben werden konnten. Damit konnte

---

[504] Diese setzte erst ein, als im Herbst 2002 das Bundesumweltministerium die Federführung für die erneuerbaren Energien übernahm und dort ein eigenes Referat Erneuerbare Energien und Umwelt geschaffen wurde.

[505] Die Vergütung nach dem StrEG (9 Cent/kWh) konnte nur ca. ein Zehntel der kalkulatorisch anfallenden Kosten decken.

[506] In Deutschland wurden im Jahr 2000 UMTS-Lizenzen (Universal Mobile Telecommunications System) von Frequenzblöcken für die Nutzung durch das mobile Telekommunikationssystem versteigert. Der Erlös, der vor allem zur Tilgung von Staatsschulden eingesetzt wurde, betrug 50,8 Milliarden Euro.

auch der deutsche Beitrag zur Solarkraftwerkstechnik aufrechterhalten werden [Eisenbeiß 2007, mdl.]. Heute sind deutsche Unternehmen beim Kraftwerksbau in Spanien beteiligt.

5.3.4.4 Kommunale und regionale Initiativen – der rote Faden reißt nicht ab

Trotz des fehlenden Förderkonzeptes auf Bundesebene riss die Entwicklung nicht ab. Dies ist einer Vielzahl regionaler Initiativen, Programme und Projekte zu verdanken, die den Markt aufrechterhielten. In einigen Bundesländern konnte die geringe Bundesförderung durch eigene Programme, zum Teil sogar durch Programme der Stromversorger, aufgebessert werden. Eines dieser Programme war das Länder-Programm REN Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen in Nordrhein-Westfalen (vgl. Kapitel 5.3.2.3).

Konzept der kostendeckenden Vergütung

Von herausragender Bedeutung war die Einführung der kostendeckenden Vergütung (kV) und ähnlicher Fördermodelle in einigen Kommunen ab 1993. Durch diese Maßnahmen konnten bis Ende 1999 Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW errichtet werden [Staiß 2003, I-93 f.]. Die kostendeckende Vergütung in den Kommunen, die erfolgreicher war als das 1.000-Dächer-Programm [Welter 1997, 38; vgl. auch Tabelle 5-2], verhinderte, dass die Entwicklung des Innovationsprozesses nach dem Auslaufen des Breitentestprogramms abriss. Sie übte in Form einer dezentralen Politikstrategie Druck „von unten“ auf die nationale Ebene aus.

Neu an der kostendeckenden Vergütung war, dass nicht der Bau einer Solaranlage durch Zuschüsse unterstützt, sondern die Einspeisung von Solarstrom ins öffentliche Netz vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen vergütet wurde. Betreiber von Solaranlagen erhielten eine betriebswirtschaftlich voll kostendeckende Vergütung für einen vertraglich garantierten Zeitraum von 20 Jahren. Die Vergütung wurde an den Kosten einer baujahrgleichen technisch optimierten Solaranlage bemessen. Die Höhe der Vergütung pro kWh variierte von Kommune zu Kommune und wurde über Strompreiserhöhungen finanziert. Ein zustimmendes Rechtsgutachten erklärte eine Strompreiserhöhung von etwa 5 % für genehmigungsfähig [v. Fabeck 2008].

Maßgeblicher Initiator war der Aachener Solarenergie-Förderverein (SFV), der 1993 die kostendeckende Vergütung in Aachen erstritt.[507] Das Modell wurde dem Bundeswirtschaftsministerium vom Solarförderverein als bundesweites Fördermodell vorgeschlagen – dieses lehnte jedoch ab [Stryi-Hipp 2005, 184]. Einen ersten Vorstoß zur Einführung der kostendeckenden Vergütung gab es in Aachen, initiiert durch den SFV. Nach erheblichem Widerstand der Stadtwerke STAWAG und langwierigen Verhandlungen im Stadtrat wurde die kostendeckende Vergütung in Aachen eingeführt, ein erster Vertrag zwischen STAWAG

[507] Das Modell der kostendeckenden Vergütung wurde 1993 nach Stadtratsbeschlüssen erstmals in den Städten Aachen, Freising und Hammelburg eingeführt. Da das Land NRW die Genehmigung verzögerte, trat die kV in den beiden bayerischen Kommunen Freising und Hammelburg mit 2 DM/kWh zuerst in Kraft.

und einem Stromeinspeiser wurde 1995 abgeschlossen. Da die Idee zu diesem Fördermodell in Aachen entstand, wurde sie unter der Bezeichnung Aachener Modell bekannt.

Ca. 35 weitere Städte und Kommunen[508] (primär in Süddeutschland) führten dank der Initiative des SFV[509] sowie vieler engagierter Bürger in der Folgezeit das Vergütungsmodell ein, dazu gehörten Städte wie Bonn, Darmstadt und Nürnberg. Zum Teil konnte diese Regelung erst nach schwierigen Diskussionen mit den kommunalen Energieversorgern durch Ratsbeschluss eingeführt werden. Auch der damalige Stadtrat Hans-Josef Fell, heute Bundestagsabgeordneter von BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN, konnte 1993 in seiner Heimatstadt Hammelburg die kostendeckende Vergütung einführen, die später Pate stand für den von ihm maßgeblich mitgestalteten Entwurf des EEG: Abnahmepflicht, eine die Kosten abdeckende Vergütung und Anschlusspflicht waren zentrale Aspekte der kostendeckenden Vergütung der Kommunen, die im EEG aufgegriffen wurden.

Viele kommunale und regionale Energieversorger zahlten zwar keine kostendeckende, aber eine erhöhte Vergütung, was sich auch begünstigend auf die Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen auswirkte. So führten z. B. die Freiburger Stadtwerke 1994 eine Vergütung für Solarstrom von 46,6 Pfg/kWh in Spitzenlastzeiten und von 26,6 Pfg/kWh zu Normallastzeiten ein, zusätzlich zahlten sie in den ersten beiden Betriebsjahren 2 DM/kWh [Stryi-Hipp 2005, 184]. Auf Ablehnung gegenüber einer kostendeckenden oder erhöhten Vergütung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen stießen (und stoßen) die Initiatoren jedoch in der Regel bei Stadtwerken, die eng mit großen Energieversorgern kooperieren oder von ihnen anteilsmäßig dominiert werden.

Nach dem Modell der kostendeckenden Vergütung fassten die Kommunen als Eigentümer der Stadtwerke einen Beschluss, der ihr Stadtwerk zur Vergütung in Höhe der anfallenden Kosten verpflichtete. Nach dieser grundlegenden Entscheidung musste das Energieversorgungsunternehmen mit den Einspeisern Verträge über 20 Jahre abschließen und konnte mit dem Nachweis der entstehenden höheren Kosten entsprechend der § 11 Satz 4 BTO Elt[510] bei der Strompreisaufsicht einen Antrag auf Strompreiserhöhung stellen.

---

[508] Langniß und Ziesing [2005, 216] sprechen von 25 Kommunen. Stryi-Hipp gibt an, dass über 100 Städte die Zahlung einer kostendeckenden Vergütung beschlossen haben und diese von mehr als 35 Städten auch umgesetzt wurde [Stryi-Hipp 2005, 184]. Mußler [2008, 88, 111] nennt eine Anzahl von 96 Städten deutschlandweit, in denen eine kostendeckende Vergütung eingeführt wurde. Viele kommunale und regionale Energieversorger zahlten eine erhöhte, aber keine kostendeckende Vergütung [Stryi-Hipp 2005, 184].

[509] Ganz besonders engagierte sich Wolf von Fabeck, Mitbegründer und Geschäftsführer des Vereins, für das Modell der kostendeckenden Vergütung, aber auch darüber hinaus für die Verbreitung der Nutzung von Solarenergie.

[510] Die Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt) § 11 Satz 4 besagt, dass die Kosten aus Einspeise-Verträgen von der Preisaufsicht auch dann anzuerkennen sind, wenn sie über die beim aufnehmenden Energieversorgungsunternehmen auch längerfristig eingesparten Kosten hinausgehen [vgl. Rechtsquellenverzeichnis].

Auch die Bundesländer waren in das Modell der kostendeckenden Vergütung über die Tarifaufsicht involviert – sie mussten die Umlage der Kosten genehmigen.[511] So konnten die Zusatzkosten aus der kostendeckenden Vergütung in den allgemeinen Stromtarifen berücksichtigt werden und dem aufnehmenden Energieversorgungsunternehmen entstand kein zusätzlicher Aufwand.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes und dem Wegfall der Strompreisaufsicht verlor die kommunale Variante der kostendeckenden Vergütung ihre Bedeutung. Durch die Initiative der Kommunen konnte aber der Zuwachs an Photovoltaik-Anlagen fortgesetzt werden [v. Fabeck 2008]. Eine kostendeckende Vergütung wurde allerdings nie bundes- oder landesweit eingeführt. Das Konzept der Kommunen wurde später mit der Förderung durch das 100.000-Dächer-Programm zusammen mit der höheren Vergütung nach dem EEG obsolet [Langniß & Ziesing 2005, 216].

Schwerpunkt der kostendeckenden Vergütung in Bayern

Anfang/Mitte der 1990er Jahre wurde vor allem in Bayern durch die kostendeckende Vergütung in vielen Gemeinden ein kleiner Photovoltaik-Boom ausgelöst. So wurde zum Beispiel 1993 in Freising, gegen den Widerstand der regionalen Energieversorgungsunternehmen, eine kostendeckende Vergütung von Photovoltaik-Anlagen eingeführt. Die Maßnahme führte zu einem steilen Anstieg der Installationen von Photovoltaik-Anlagen in Freising. Das Konzept dieses Vorreiters war überzeugend, woraufhin auch andere Kommunen die kostendeckende Vergütung übernahmen [Mußler 2008, 88, 111; Fell 2008, 1 ff.]. Der Freistaat Bayern förderte jedoch nur Forschung und Entwicklung der Photovoltaiktechnik in geringem Umfang, ein Breitenförderprogramm für die Photovoltaik lehnte die bayerische Staatsregierung mit Hinweis auf die hohen Energieerzeugungskosten der Technologie ab [Schmela 1997a, 42 ff.; Mußler 2008, 81].

Vermarktungsinitiativen und Demonstrationsprojekte

Auch einige Energieversorger waren gewillt, sich im Bereich der Photovoltaik zu engagieren. So führte das Bayernwerk 1994 erstmals ein Modell des green pricing ein, das Investitionen in eine 50 kW-Anlage nach sich zog. An etwa 100 Personen wurden Anteile für ca. 20 Pfg/kWh verkauft. Es folgten weitere, ähnliche Modelle. Rund 15.000 Personen bezogen Strom aus Solarzellen, Windkraftanlagen und Wasserkraft zu einem Öko-Tarif, der etwa doppelt so teuer war wie der Normaltarif [Jacobsson et al. 2002, 24].

RWE stattete eine Reihenhaussiedlung in Essen mit 25 Photovoltaik-Anlagen mit je 2 kW Leistung aus mit dem Ziel, Erfahrungen zu Installation, Integration und Netzbetrieb zu sammeln. Das Bayernwerk förderte von 1994 bis 1996 im Programm „Sonne in der Schule“ 544 Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von je 1 kW, die Bausätze wurden von Schülern selbst montiert. Ebenfalls für Schuldächer finanzierte die PreussenElektra mit dem

[511] Auf Antrag des Landes Baden-Württemberg wurde am 18.12.1989 die Bundestarifordnung Elektrizität in § 11 durch folgenden Zusatz ergänzt: „Darüber hinausgehende vertragliche Vereinbarungen sind ebenfalls anzuerkennen (nämlich bei der Strompreisgenehmigung).“ Dieser Zusatz ebnete den Weg für die Einführung der kostendeckenden Vergütung in Kommunen [v. Fabeck 2008].

Programm „Sonne online“ im Norden Deutschlands 450 Anlagen gleicher Leistung. Eine weitere Absatzmöglichkeit für Photovoltaik-Anlagen waren Großprojekte, wie z. B. 1997 eine Anlage auf dem Dach der Messe München und 1999 in der Dachfläche der Fortbildungsakademie Herne mit je 1 MW installierter Leistung [Stryi-Hipp 2005, 184 f.].

Greenpeace versuchte 1996 mit dem Cyrus-Projekt das Marktvolumen zu vergrößern. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Stiftung hatte ergeben, dass durch den Neubau einer Solarfabrik mit einer Jahreskapazität von 5 MW die Kosten für Photovoltaik-Anlagen um ca. 40 % gesenkt werden könnten. Greenpeace sammelte daraufhin 4.000 Absichtserklärungen für den Kauf von 2 kW-Anlagen zu einem Preis, der ca. 40 % unter dem damaligen Marktpreis lag. Die Adressen der Kaufwilligen wurden an Hersteller weiter geleitet, die entsprechende Anlagen im Rahmen einer Ausschreibung zu diesem günstigen Preis angeboten hatten. Das Projekt stieß in der Branche jedoch auf wenig Begeisterung, denn die Senkung der Förderquote für Photovoltaikanlagen im Jahr 1997 wurde auf die Greenpeace-Initiative zurückgeführt. Zudem mangelte es an einer adäquaten Vertriebsstruktur [Stryi-Hipp 2005, 185; Drücke et al. 2004, 12].

Aufgrund dieser Initiativen wurde der Markt auch nach dem Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms aufrechterhalten. Zwar war das Wachstum in dieser Phase begrenzt, aber die große Anzahl von Städten mit lokalen Einspeisetarifen und die Verbreitung von Modellen des green pricing verdeutlichten ein breites Interesse an wachsenden Diffusionsraten.

5.3.4.5 Technologie- und Marktentwicklung

Die international wachsende Nachfrage nach Silizium machte den Zellenherstellern durch zunehmende Angebotsverknappung bei diesem Rohstoff in Form von Preissteigerungen zu schaffen. Die Produktionskapazitäten für Silizium orientierten sich bislang primär am Bedarf der Halbleiterindustrie. Die Nachfrage nach Solarsilizium wurde bislang überwiegend durch Silizium gedeckt, das für die Halbleiterindustrie keine ausreichende Qualität (Reinheit) aufwies. Die steigende Nachfrage nach Solarsilizium führte dann zeitverzögert zum Aufbau weiterer Produktionskapazitäten.

Zwar wurde in Deutschland die Branche durch das Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms verunsichert, dennoch ging die *Nachfrage* nach Photovoltaik-Anlagen nicht zurück. Durch den Einstieg vieler Kommunen in die kostendeckende Vergütung wurde ein Zusammenbruch des Marktes vermieden. Von 1995 bis 1998 konnten jährlich zwischen 4 und 12 MW errichtet werden, d. h. mehr als in der Laufzeit des 1.000-Dächer-Programms (vgl. Tabelle 5-2).

Der Preistrend nach unten bei fertig montierten Anlagen hielt an, so dass für 1 kW im Jahr 1998 durchschnittlich etwa 8.000 Euro zu investieren waren.

Tabelle 5-2: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 1998 [BMU 2009b]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
installierte Leistung [MWp]	1	2	3	5	6	8	11	18	23
Neuanlagen [MWp]		1	1	2	1	2	3	7	5
Wachstum ggü. Vorjahr		100%	50%	67%	20%	33%	38%	64%	28%
Marktimpuls durch:		1000-Dächer Programm				Kostendeck. Vergüt. Kommunen			

Insbesondere 1998 war für die Photovoltaik-Branche in Deutschland ein schwieriges Jahr. Waren 1997 noch 12 MW Photovoltaik-Leistung neu installiert worden, kam es 1998 erstmals zu einem Rückgang bei der inländischen Nachfrage um 25 % gegenüber dem Vorjahr. Als Grund wird die unzureichende Förderpolitik genannt. Der „Förder-Dschungel“ sei zunehmend undurchsichtig geworden und die kommunalen Förderquoten stagnierten oder gingen zurück, z. B. weil vorher festgelegte Obergrenzen (Deckelung) erreicht wurden. Zudem hatten viele Interessenten in Erwartung der Bundestagswahl und in der Hoffnung auf eine damit einhergehende Verbesserung der Förderkonditionen ihre Investitionen zurückgestellt. Auch international war das Jahr 1998 im Gegensatz zu dem starken Wachstum der vorangehenden Jahre durch eine Konsolidierung gekennzeichnet [Janzing 1999, 27].

Trotz der insgesamt unsicheren Situation stiegen Mitte bis Ende der 1990er Jahre einige neu gegründete Unternehmen in den Photovoltaik-Markt ein, weil erwartet wurde, dass sich die Förderbedingungen verbessern würden (vgl. Abbildung 5-11). Einen Anlass hierzu gab der Vorschlag der SPD zu einem 100.000-Dächer-Programm.

Silizium-Solarzellen – Unternehmensentwicklung in Deutschland von 1990 bis 1998

Antec Solar (Gründung 1993) baute auf der Forschung des Battelle-Instituts zu CdTe-Zellen auf und konstruierte eine erste 10 MW-Anlage (vgl. Abbildung 5-6). Sunways (Gründung 1993) produzierte semi-transparente Zellen, das Wissen dazu wurde vor allem an der Universität Konstanz generiert [Stryi-Hipp 2001]. Die Solar-Fabrik (Gründung 1996), Ersol (Gründung 1997) und SOLON (Gründung 1997) planten oder bauten Produktionslinien für Solarzellen und Module auf.

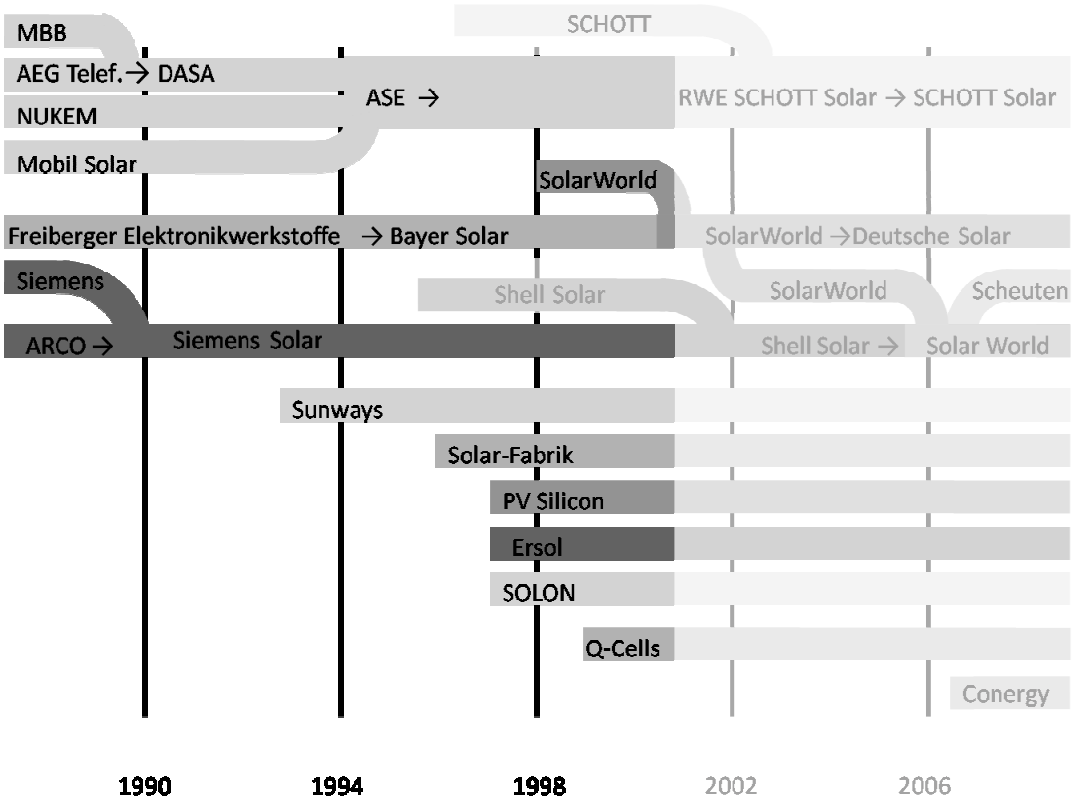


Abbildung 5-11: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen 1990 bis 1998 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408]

Zum Ende dieser Phase wurden die Unternehmen SolarWorld (Gründung 1998), Q-Cells (Gründung 1999) und Würth Solar[512] (Gründung 1999) gegründet. Die Gründung der Firma Würth Solar stand in engem Zusammenhang mit der Forschung zur CIS-Dünnschicht beim Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (vgl. Abbildung 5-6).[513] Auch traten erste Spezialanbieter, wie die PV Silicon aus Erfurt (Gründung 1997) in den Markt ein. Das Unternehmen hatte sich auf die Herstellung von Wafern durch das Sägen von

[512] Würth Solar wurde gegründet von einem Solarzellen-Händler, der seine Abhängigkeit von etablierten PV-Unternehmen reduzieren wollte. Der Markt für den Händler war nicht nur der deutsche, sondern der globale Markt inklusive der Entwicklungsländer [Jacobsson et al. 2002, 27].

[513] Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) der Universität Stuttgart ist heute das größte Forschungsinstitut in Deutschland für CIS-Zellen-Technologie.

Siliziumblöcken (Ingots) konzentriert. Als erstes Unternehmen setzte PV Silicon ein ölfreies Sägeverfahren ein, das die aufwändige Reinigung der Wafer überflüssig machte. Die noch junge deutsche PV-Industrie war von Beginn an auch auf den internationalen Markt ausgerichtet.

Dieser bemerkenswerte Gründungsboom, der trotz der noch relativ unsicheren Rahmenbedingungen stattfand, verdeutlichte, dass das 1.000-Dächer-Programm, aber auch die erwartete internationale Entwicklung (z. B. massenhafter Aufbau von Solar-Home-Systemen in Ländern ohne flächendeckende Elektrifizierung) bereits eine neue Entwicklung angestoßen hatte, die ein hohes unternehmerisches Engagement auslöste. Dieser Gründungsboom wäre andererseits vermutlich nicht möglich gewesen, wenn nicht zeitgleich eine neue Phase der Unternehmensfinanzierung begonnen hätte. Diese ist unter dem Begriff New economy bekannt geworden. In dieser Phase bestand bei Investoren eine große Bereitschaft Start-Up-Unternehmern hohe Summen an Risikokapital zur Verfügung zu stellen. Die Einsammlung des Kapitals erfolgte zumeist über die Rechtsform einer Aktiengesellschaft, die Aktien wurden am so genannten Neuen Markt der Börse gehandelt. In Bezug auf diesen Neuen Markt war die Euphorie so groß, dass oft nicht genau geprüft wurde, wie das Geld eingesetzt wurde. Diese Phase ging aufgrund der oft schlechten Erfahrungen durch das Scheitern vieler Unternehmen 2000/2001 zu Ende. Danach war es kaum noch möglich sich als Start-Up-Unternehmen an der Börse Kapital zu beschaffen.

Bei den etablierten Firmen mit Solaraktivitäten gab es in dieser Phase auch strategische Neuausrichtungen. Siemens Solar hatte in den 1990er Jahren nach dem Kauf von ARCO seine Solaraktivitäten in die USA verlegt und aus unternehmensstrategischen Gründen 1996 die Herstellung von Silizium (Wafer und Ingots) aufgegeben, brachte aber 1997 die ersten kommerziellen CIS-Dünnschichtzellen mit einem Wirkungsgrad von 10 % auf den Markt. Ende 1995 stellte ASE die Solarzellenproduktion im ehemaligen AEG-Werk Wedel ein. Shell Solar investierte 1998 in eine neue Anlage in Gelsenkirchen mit 9,5 MW Produktionskapazität [Stryi-Hipp 2001]. Auch hier gab der Dialog mit politischen Entscheidungsträgern Ausschlag für die Investition [Jacobsson et al. 2002, 26]. ASE bekam 1997 vom Forschungsministerium 25 Mio. DM. Daraufhin ging 1998 in Alzenau die erste vollautomatische Solarzellenproduktion in Betrieb, ein Jahr später eine weitere in Gelsenkirchen [Iken 2005].

Der Aufbau von Solarzellenproduktionen führte zu einer Expansion bei den wichtigen Ausrüstern, die bislang primär für die Ausrüstung der Halbleiterindustrie tätig waren. Zu nennen sind als deutsche Unternehmen M+W Zander, Roth & Rau, Centrotherm, Stangl und Manz.

Neben dem Solarmodul ist bei netzgekoppelten Anlagen auch die Weiterentwicklung der Wechselrichter von großer Bedeutung. Die Zuverlässigkeit der Wechselrichter nahm weiter zu und lag in der Tendenz höher, als dies bei Anlagen der 1980er bzw. frühen 1990er Jahre (1.000-Dächer-Programm) der Fall war. Die Auswertung von 400 Photovoltaik-Anlagen aus dem 1.000-Dächer-Programm hat gezeigt, dass es bei älteren Anlagen nach acht bis zehn Jahren erforderlich ist, den Wechselrichter zu ersetzen oder zu reparieren, weil sonst mit längeren Ausfallzeiten gerechnet werden musste [BINE 2003, 1 f.].

5.3.4.6 Akteure der Konstellation

Nachdem in dieser Phase die zuständigen Bundesministerien keine wirksame Förderstrategie für die Photovoltaik realisierten, trugen insbesondere die Kommunen und Stadt-

werke, die eine kostendeckende Vergütung für Strom aus Photovoltaik gewährten, dazu bei, einen Abbruch der Photovoltaik-Entwicklung zu verhindern (vgl. Kapitel 5.3.4.4). Sie übernahmen mit diesem Konzept eine maßgebliche Vorreiterfunktion auch für die spätere Gestaltung des EEG. Ein wichtiger Akteur war in diesem Zusammenhang der Solarenergieförderverein Aachen, der das Modell maßgeblich mit initiierte und unterstützte. Einige Bundesländer unterstützten die Entwicklung durch eigene Programme.

Private Investoren

Auch private Investitionen trieben den Ausbau der Photovoltaik voran.[514] Die Technik war aufgrund der für sie typischen modularen Bauweise als Kleinanlage die einzige Sparte der regenerativen Stromerzeugung, die für Einzelhaushalte eine praktikable Lösung darstellte.

Das ursprünglich stark idealistisch motivierte Handlungspotenzial der Solar-Pioniere, vor allem durch ökologische und moralische Motive gespeist, konnte sich erst später ausweiten und stabilisieren, als neue Rahmenbedingungen die ökonomischen Risiken begrenzten. Die frühen Betreiber von Photovoltaik-Anlagen hatten zwar nicht in erster Linie Gewinnerwartungen. Aber die institutionell gesicherte Möglichkeit, Verluste zu vermeiden, erhöhte die Bereitschaft, sich auf die Solarenergie einzulassen [Mautz & Byzio 2005, 40]. Daher gründeten sich für den gemeinsamen Bau und Betrieb von Photovoltaik-Anlagen in dieser Phase auch erste Betreibergemeinschaften und Beteiligungsgesellschaften (vgl. Kapitel 5.3.5.8).

Gründung neuer Unternehmen der Solarbranche

1996 produzierten faktisch nur noch zwei der größeren Modulhersteller in Deutschland (ASE und Siemens), die eine breite Palette technischer Anlagenkonzepte etablierten (kristallines Silizium, a-Si, CIS, CdTe). Jedoch trat eine Reihe neu gegründeter Unternehmen in den Markt ein (vgl. Kapitel 5.3.4.5 und Abbildung 5-11) und befeuerte damit die Entwicklung trotz fehlender Förderstrategie.

5.3.4.7 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

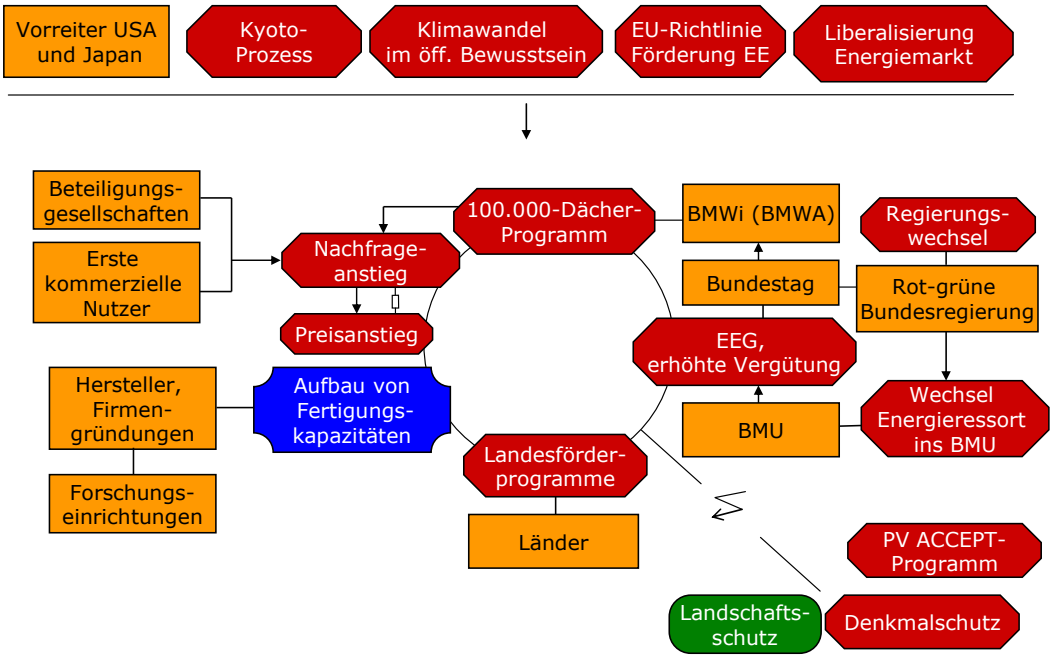
Der Entwicklungsknick ist durch Inkonsistenzen und Widerstände innerhalb der Konstellation geprägt. Nachdem das 1.000-Dächer-Programm Ende 1993 ausgelaufen war, war das Ausbleiben eines Anschlussprogramms ein Schock für viele Unternehmen der jungen Branche, insbesondere für die neu gegründeten Kleinfirmen des Installationsgewerbes. Das Know-how im Bereich der Photovoltaik war in Deutschland bereits weit fortgeschritten, deutsche Forschungseinrichtungen waren führend in der Photovoltaik-Forschung. Die noch sehr sensible Nische des Photovoltaikmarktes war jedoch bedroht. Es gab keine konsistente Strategie des Bundes zum Ausbau der Photovoltaik in Deutschland. Kein Ressort betrachtete sich als zuständig und nahm den Ausbau der Photovoltaik systematisch in die Hand. Die Akteure des Marktes hofften auf verbesserte Rahmenbedingungen.

---

[514] Insgesamt wurden ca. 300 Mio. DM pro Jahr an privaten Investitionen für erneuerbare Energien eingesetzt. Diese Mittel kamen insbesondere solaren Warmwasserbereitungsanlagen und privaten PV-Anlagen zugute [BMU & UBA 1999, 2].

Als rettend und richtungweisend erwies sich in erster Linie die Einführung einer kostendeckenden Vergütung und weitere Fördermodelle vieler Kommunen, bei der der Aachener Solarenergie-Förderverein eine treibende Rolle spielte. Die positiven und gut dokumentierten Erfahrungen aus dem 1.000-Dächer-Programm sowie der florierende internationale PV-Markt sorgten dafür, dass die Banken weiterhin Kredite an Investoren vergaben. Initiativen von Einzelpersonen und Gruppen sowie Aktivitäten von Verbänden und Bundesländern (insb. Nordrhein-Westfalen und Bayern) halfen die Situation zu entschärfen. Die Faszination und das sichtbare Potenzial der solaren Stromerzeugung – verstärkt durch steigende Strompreise und Märkte im Ausland – waren ebenfalls fördernde Faktoren, die dazu beitrugen, dass viele Hersteller- und Betreiberunternehmen sich neu gründeten, obwohl die ökonomischen Rahmenbedingungen in Deutschland eher ungünstig waren.

5.3.5 Phase 5: Durchbruch 1999 bis 2003



BMWi = Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Ressortbezeichnung 1998-2002, ab 2005)
BMWA = Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Ressortbezeichnung 2002-2005)
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Abbildung 5-12: Konstellation Phase 5: Durchbruch 1999 bis 2003

5.3.5.1 Charakteristika der Konstellation

Die Phase von 1999 bis 2003 wird als „Durchbruch“ charakterisiert, weil maßgebliche Steuerungsimpulse auf nationaler Ebene die kritische Periode beendeten und einen deutlichen Aufschwung in der Entwicklung der Photovoltaik bewirkten. Die Steuerungsimpulse wurden nach dem Regierungswechsel von einem neuen Akteursregime umgesetzt. Die Entwicklung wurde befeuert durch den internationalen und gesellschaftlichen Kontext sowie die Vorreiter USA und Japan.

Parallel zum Durchbruch der Photovoltaik setzten nun jedoch auch nicht intendierte Effekte ein. Aufgrund der hohen Nachfrage und nur begrenzter Fertigungskapazitäten stiegen die Preise für Photovoltaik-Module. Vertreter des Denkmalschutzes bewerteten insbesondere Photovoltaik-Anlagen, die auf denkmalgeschützten Gebäuden installiert wurden, kritisch. Natur- und Landschaftsschützer äußerten Bedenken gegenüber Freiflächenanlagen wegen möglicher negativer Umweltauswirkungen.

5.3.5.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Von hoher Bedeutung für die Entwicklung der solaren Stromerzeugung waren in dieser Phase der internationale und der gesellschaftliche Kontext. Die „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt“ (vgl. Kapitel 3.3.2.4) entfaltete eine Wirkung auf die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland, denn

sie stabilisierte den internationalen rechtlichen Rahmen. Ihr wichtigstes Ziel war die Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der EU von durchschnittlich 13,9 % im Jahr 1997 auf rund 22 % im Jahr 2010.

Die USA und Japan waren weiterhin Weltmarktführer und Vorreiter in der Entwicklung und Verbreitung der Photovoltaik. In den USA wurde 1997 die Auflage eines 1-Mio.-Photovoltaik-Dächer-Programms angekündigt. In Japan lief seit 1994 das „Residential Photovoltaik System Dissemination Program“, auch als 70.000-Dächer-Programm bezeichnet, welches die Markteinführung von Photovoltaik-Anlagen zum Ziel hatte [Kurokawa & Ikki 2001]. Dieses sehr erfolgreiche langfristige Programm fungierte als Ideengeber für das 100.000-Dächer-Programm, so wie das Schweizer Megawatt-Programm Vorbild für das 1.000-Dächer-Programm war (vgl. Kapitel 5.3.3.3) [Perlin 2002, 149].

5.3.5.3 Lobbying für ein Markteinführungsprogramm

Verschiedene Organisationen setzten sich für ein Förderprogramm ein, das einen Massenmarkt für Solarzellen entwickeln sollte. Zu den Verbänden, die aktive Lobbyarbeit betrieben, gehörten insbesondere EUROSOLAR und der Bundesverband für Solarindustrie [Jacobsson et al. 2002, 24 f.]. Das Lobbying dieser und anderer Organisationen stieß auf die Opposition der traditionellen Unternehmen des Energieversorgungssektors. Seit 1991 mussten diese für Windenergie fast 17 Pfg. pro eingespeister kWh zahlen. Mitte der 1990er Jahre versuchten diese Interessengruppen mit Vehemenz, den Bundestag zu überzeugen, das StrEG wieder abzuschaffen. Nachdem jedoch die Rechtmäßigkeit des Stromeinspeisungsgesetzes durch den Europäischen Gerichtshof im Jahr 2001 bestätigt wurde, intensivierte die deutsche Photovoltaik-Industrie ihr Lobbying (vgl. Kapitel 3.7.1). Aus Sicht der Unternehmen war es fragwürdig, eine Produktion in Deutschland ohne Aussicht auf einen größeren heimischen Markt fortzusetzen.

5.3.5.4 Regierungswechsel

1998 erfolgte der Regierungswechsel zu Rot-Grün, dies weckte Hoffnung für die Photovoltaik-Branche. Das 100.000-Dächer-Programm wurde „in letzter Minute“ in den Koalitionsvertrag aufgenommen [Rosenkranz 1998, 28]. Die energiepolitische Umorientierung der neuen Regierung kann als deutlicher Impuls für die Photovoltaik gewertet werden. Noch während der Koalitionsverhandlungen konstituierte sich auf Initiative der Abgeordneten Scheer (SPD) und Fell (BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN) eine fraktionsübergreifende Abgeordnetengruppe „Solare Parlamentarier“ aus beiden Regierungsparteien. Rund 50 Parlamentarier unterstützen die Gruppe [ebda.].

5.3.5.5 Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

100.000-Dächer-Programm

Nachdem der erste Anlauf 1996 gescheitert war, trat schließlich das 100.000-Dächer-Programm nach dem Regierungswechsel am 01. Januar 1999 unter Federführung des

Bundeswirtschaftsministeriums in Zusammenarbeit mit den beiden Koalitionsfraktionen der neuen Regierung in Kraft.[515] Die rot-grüne Regierung wollte damit den Start in das Solarzeitalter einläuten.

Die Laufzeit des Programms wurde auf den Zeitraum von 1999 bis 2003 begrenzt (fünf Jahre Programmlaufzeit und zehn Jahre Rückzahlung der Kredite). Es wurde als Investitionszuschussprogramm für private Kleinanbieter konzipiert (Degression der Zuschüsse). Kern des Programms waren zinsvergünstigte Darlehen durch die bundeseigene KfW-Bank an die Errichter von Photovoltaik-Anlagen, die Zinsen lagen um 4,5 Prozentpunkte unter dem Marktniveau. Darüber hinaus wurde die letzte Tilgungsrate in Höhe von 10 % des Kreditvolumens erlassen, die Förderung belief sich damit auf insgesamt ca. 35 % der Investitionssumme [Stryi-Hipp 2005, 185]. Damit wurde für viele Hausbesitzer die Hemmschwelle für die Investition gesenkt. Das 100.000-Dächer-Programm war kombinierbar mit anderen Förderprogrammen. Das maximale Kreditvolumen war auf 500.000 Euro begrenzt. Gefördert wurden die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaik-Anlagen auf baulichen Flächen ab einer neu installierten Spitzenleistung von ca. 1 kW (Nennleistung nach Herstellerangaben) im gesamten Bundesgebiet. Mitfinanziert wurden die gesamten Investitionskosten einschließlich der Wechselrichter, der Installationskosten, der Kosten für Messeinrichtungen sowie der Planungskosten.

Das 100.000-Dächer-Programm hatte jedoch ein Potenzial von lediglich ca. 4 % der Strommenge, die ein einziger Atomkraftwerksblock erzeugt. Die Solarenergieverbände und auch die deutsche Shell (Fritz Vahrenholdt) kritisierten das Programm, da es die Nachfrage nach Photovoltaik-Anlagen nicht maßgeblich stimuliere – was eine Voraussetzung dafür wäre, dass Solarstrom billiger würde.[516]

Die Wünsche der Initiatoren wurden anfangs nicht erfüllt, im ersten Jahr (1999) blieb die Bilanz hinter den Erwartungen zurück. Es wurden nur ca. 4.000 Anträge an Stelle der erhofften 6.000 gestellt. Auch die angestrebte installierte Leistung von 18 MW wurde nicht erreicht: Nur 8,46 MW wurden 1999 installiert. Die Kritik am Programm richtete sich hauptsächlich gegen die Hausbanken und ihre fehlende Kooperationsbereitschaft. Sie schienen nicht gewillt, ihren Kunden die Förderung adäquat anzubieten. Aber auch eine mangelhafte Vermarktung durch die KfW sowie eine zu geringe Nettoförderung wurden für die geringen Installationszahlen verantwortlich gemacht. Die Nachfrage nach den Investitionszuschüssen stieg jedoch in den Folgejahren stark an.

Die Markteinführung von Photovoltaik erhielt mit dem Programm einen entscheidenden Schub. Insgesamt wurden 55.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 346 MW durch Kredite mit einem Volumen von ca. 1,7 Mrd. Euro und einem Investitionsvolumen von 2,3 Mrd. Euro gefördert [Oppermann 2004, 40 ff.].[517] Es war damit neben dem japanischen

---

[515] Zuständig für das Markteinführungsprogramm war der Leiter des Referats Erneuerbare Energien im Bundeswirtschaftsministerium, Paul-Georg Gutermuth. Dieser hatte bei seiner Unterstützung der Photovoltaik vielfach Widerstände im eigenen Haus zu überwinden und wurde dabei aus dem Bundesumweltministerium nach Kräften unterstützt.

[516] Vgl. http://www.sfv.de/sob99228.htm (Abruf 07.07.2009)

[517] Vgl. auch [Langniß & Ziesing 2005, 217].

"Residential Photovoltaik System Dissemination Program“ das größte Förderprogramm für Photovoltaik weltweit.

Ungleiche Förderung durch die Bundesländer

Die Bundesländer förderten Ende der 1990er Jahre die Photovoltaik in unterschiedlichem Maße. Einige Bundesländer (z. B. in Baden-Württemberg) gewährten zinsgünstige Kredite, andere (z. B. im Saarland) zahlten pauschale Investitionszuschüsse [Welter 1998, 44 f.]. Ende der 1990er Jahre initiierten verschiedene Bundesländer Kampagnen zur Unterstützung der Nutzung der Solarenergie. So startete zum Beispiel 1999 das Land Niedersachsen die Solaroffensive, in Berlin startete im Juli 2000 die Berliner Solarkampagne.

In Reaktion auf die ab 1999 mit dem 100.000-Dächer-Programm verbesserte Bundesförderung zogen sich jedoch einige Landesregierungen, die bis dato gefördert hatten, nach und nach wieder aus der Photovoltaik-Förderung zurück. Somit verbesserte sich die Fördersituation für die Photovoltaik durch das 100.000-Dächer-Programm in diesen Bundesländern nicht wesentlich [Kreutzmann 1999, 27 ff.]. In vier Bundesländern[518] blieb jedoch auch nach 2000 eine Photovoltaik-Förderung zusätzlich zur Bundesförderung bestehen. In diesen Bundesländern stellte die Förderung einen wichtigen, allerdings nicht allein ausschlaggebenden Unterstützungsfaktor für die Photovoltaik-Entwicklung dar.

Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Mit Einführung des EEG änderte sich die Situation. Mit einer drastischen Erhöhung der Einspeisevergütung für Solarstrom von 8,25 Cent/kWh auf anfangs 50,6 Cent/kWh (für Dachanlagen < 30 kW) war in Verbindung mit dem 100.000-Dächer-Programm nun ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. Diese Vergütung wäre ohne die lokalen, kostendeckenden Vergütungsmodelle wahrscheinlich nicht erreicht worden.

Das EEG im Zusammenspiel mit dem 100.000-Dächer-Programm machte Solarstrom wirtschaftlich interessant. Der Photovoltaik-Markt wuchs von 12 MW in 1998 auf 65 MW in 2001. In der Solarwirtschaft herrschte eine euphorische Stimmung.

Die Verbesserungen des EEG gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetz waren:

- Vergütung mit 50,6 Cent/kWh und nicht wie bisher mit dem gleichen Satz wie die Windkraft,
- Aufhebung der 5 %-Deckelung[519] und
- Entkoppelung der Vergütung vom Strompreis.

Im EEG war eine jährliche Degression von 5 % der Mindestvergütungen zur Berück-

[518] Berlin, Thüringen, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen.

[519] Dies war insbesondere für die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg von Bedeutung, in denen sich die PV deutlich stärker verbreitete als im Norden Deutschlands – vor allem aufgrund der deutlich höheren Sonneneinstrahlung, aber vermutlich auch aufgrund regionaler Multiplikatoren und einer besseren wirtschaftlichen Situation.

sichtigung der Lernkurve vorgesehen, so dass Neuanlagen 2003 nur noch 45,7 Cent/kWh als Mindestvergütung erhielten. Das war nach Ansicht des Gesetzgebers zu wenig, so dass mit der Neufassung des EEG im Sommer 2004 die Mindestvergütung um fast 12 Cent/kWh auf 57,4 Cent/kWh angehoben wurde. Tabelle 5-3 zeigt die Entwicklung der Mindestvergütungen nominal und real in Preisen von 2009.

Tabelle 5-3: Mindestvergütungen für Solarstrom nach StrEG und EEG 2000

		1991	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Dachanlagen bis 30 kW		StrEG			EEG 2000			
Vergütungssatz nominale Preise	Cent / kWh	8,5	8,8	8,4	50,6	50,6	48,1	45,7
Vergütungssatz Preise von 2009		11,9	11,0	10,0	59,3	58,1	54,5	51,2

Förderung mit Hindernissen:
Verunsicherung der Antragsteller im 100.000-Dächer-Programm

Die hohe Nachfrage nach der Förderung aus dem 100.000-Dächer-Programm in der Zeit nach der Verabschiedung des EEG[520] führte zu Problemen bei der Vergabe der zinsfreien Kredite. Die große Zahl an Anfragen konnte nicht bearbeitet werden und die für das Jahr 2000 eingeplanten 90 Mio. Euro waren für den Ansturm an Anträgen zu knapp kalkuliert. Nachdem das 100.000-Dächer-Programm zusammen mit der erhöhten Einspeisevergütung zu einer Antragsflut von 15.000 Anträgen zu Beginn des Jahres 2000 geführt hatte, stoppte das Wirtschaftsministerium die Vergabe von zinslosen Krediten im April.[521] Der Stopp des 100.000-Dächer-Programms verunsicherte die Anleger. Abgeordnete von BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN hatten propagiert, die Förderung durch das 100.000-Dächer-Programm sei schnell, unbürokratisch und zuverlässig. Mit dem Antragstopp war dies jedoch nicht mehr der Fall [Kreutzmann 2000b, 20 ff.].

Am 10. Mai 2000 wurde die Antragssperre mit neuen Rahmenbedingungen wieder aufgehoben.[522] Nach den neuen Rahmenbedingungen des 100.000-Dächer-Programms

[520] Nach der Verabschiedung des EEG wurden allein im März 2000 bei der KfW 10.000 Anträge mit einem Volumen von 70 MWp gestellt [Stryi-Hipp 2005, 185].

[521] Aufgrund des großen Ansturms auf die Kredite des 100.000-Dächer-Programms und der nicht im ausreichenden Maß zur Verfügung stehenden Bundesmittel für die Kreditvergabe legte die KfW im Jahr 2000 ein eigenes Programm mit einem etwas höheren Zinssatz auf. Damit konnte noch im laufenden Jahr (2000) ein günstiger Kredit für die Photovoltaik-Anlagen erlangt werden. Antragsteller mit mehr Geduld konnten im nächsten Jahr einen neuen Antrag für das 100.000-Dächer-Programm stellen. Das von der KfW aufgelegte Sonderprogramm für Photovoltaik mit einem Zinssatz von 3,95 %, das für besonders Eilige vorgesehen war, stieß jedoch auf wenig Resonanz. Bis zum 06. Dezember 2000 vergab die KfW lediglich 78 Darlehen [Kreutzmann 2000d, 10-12].

[522] Eine wegen „Ungereimtheiten“ angesetzte Finanzprüfung bei der KfW führte jedoch zu weiteren Verzögerungen. Die KfW übermittelte am 25.04.2001 dem Bundeswirtschaftsministerium eine Stellungnahme zu den Vorwürfen des Bundesrechnungshofes. Darin wird der Verdacht entkräftet, es wären im 100.000-Dächer-Programm Solarstromanlagen in Einzelfällen „zu gut“ gefördert worden (Photon 6/2001).

- wurden nur noch Anlagen mit einer Größe von bis zu 5 kW mit einem zinsfreien Kredit gefördert,
- wurde der Zinssatz auf 1,9 % angehoben,
- konnten Unternehmen nur noch bis zu 50 % der Förderung in Anspruch nehmen (Kredit),
- wurden die förderfähigen Anlagekosten auf 6.750,- Euro begrenzt und
- entfiel der bisher mögliche Restschuldenerlass (des letzten Monats) [Kreutzmann 2000c, 20 ff.].

Die unterschiedliche Förderquote für private und gewerbliche Antragsteller wurde heftig diskutiert. Die Solarverbände befürchteten aufgrund der neuen Regelung einen starken Einbruch bei den Aufträgen und somit eine Schwächung der Solarbranche. Auf Seiten der Politik wurden die neuen Regelungen mit notwendigen Einsparungen begründet. Zudem sollte vermieden werden Gewinne bei den Anlagenbetreibern aus Steuermitteln zu finanzieren [Kreutzmann 2000c, 20]. Die Diskussion löste erneut Irritationen aus [Kreutzmann 2001a, 8 ff.]. Neue oder noch unbearbeitete Anträge hatten keine Aussicht mehr auf Bewilligung im selben Jahr.

Die Solarlobby setzte schließlich verbesserte Konditionen im 100.000-Dächer-Programm durch. Im März 2001 trat eine neue Richtlinie für das Programm in Kraft. Mit ihr wurde die Unterscheidung in private und gewerbliche Antragsteller wieder aufgehoben. Unterhalb einer Anlagenleistung von 5 kW erhielten Gewerbetreibende und Privatpersonen die gleichen Förderkonditionen[523] – beide Antragstellergruppen erhielten nun bis zu einer Anlagengröße von 5 kW die volle Kreditsumme.[524]

Die hohe Attraktivität des 100.000-Dächer-Prgramms zeigte sich jedoch insbesondere im Jahr 2003, dem letzten Jahr seiner Laufzeit. Da die Zukunft der Photovoltaik-Förderung bis Ende 2003 unklar blieb, wollten noch viele Interessenten von den Vorzügen des Programms profitieren. Mitte 2003 kam es abermals zu einem vorzeitigen Antragsstopp, bis dahin waren Anträge über 200 MW eingegangen. Das inzwischen zuständige Bundesumweltministerium[525] erhöhte aufgrund dieser hohen Nachfrage die Zielvorgabe für das Jahr 2003 von 95 MW auf 150 MW – und damit auch das Fördervolumen [Stryi-Hipp 2005, 186].

Dank der Kombination aus Kreditprogramm und Einspeisevergütung konnten bereits im ersten Halbjahr 2000 mehr als 8.000 Solarstromanlagen mit einer Gesamtleistung von über 42 MW installiert werden – etwa das Siebenfache der Leistung, die in der Laufzeit des 1.000-Dächer-Programms realisiert wurde. Auch der Bau von Großanlagen mit mehr als 50 kWp Leistung pro Anlage nahm seit Mitte 2000 zu [Gees 2002, 71].

---

[523] Möglich wurde dies durch den neuen Gemeinschaftsrahmen der Europäischen Union für Umweltbeihilfen.

[524] Vgl. Infodienst Regenerative Energie: www.boxer99.de/archiv_2001_03.htm (Abruf 07.07.2009)

[525] Mit dem neuen Koalitionsvertrag zwischen SPD und BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN vom Herbst 2002 wurde der Wechsel des Energieressorts ins Bundesumweltministerium beschlossen. Damit wechselte auch das auslaufende 100.000-Dächer-Programm in den Zuständigkeitsbereich des Bundesumweltministeriums.

Anhebung des 350-MW-Deckels

Im Jahr 2002 setzten sich Solarverbände und Bundestagsabgeordnete (insb. Hermann Scheer und Rainer Brinkmann) für eine sehr kurzfristige Streichung des 350-Megawatt-Deckels ein, der eine Förderung der Solarenergie durch das EEG auf 350 MW begrenzte. Auch der Bundesverband Erneuerbare Energien unterstützte diese Initiative, indem er die Wünsche der Vertreter anderer erneuerbarer Energien zurückstellte und sich für eine isolierte Streichung des 350-Megawatt-Deckels aussprach. Im Juni 2002 wurde im Bundestag darauf hin beschlossen, die im EEG vorgesehene Begrenzung der zu fördernden Photovoltaikleistung von 350 auf 1.000 MW anzuheben. Am EEG selbst wurde jedoch nichts geändert, der Beschluss wurde durch ein Artikelgesetz umgesetzt. Für die Solarverbände hatte dieses Gesetz eine hohe Bedeutung, galt es doch, Banken zu überzeugen, Kredite für Solarfabriken zu bewilligen [Kreutzmann 2002, 8 f.]. Die Änderung sorgte für mehr Investitionssicherheit.

Fehlende Kontinuität: Keine Nachfolge für das 100.000-Dächer-Programm

Nach dem Auslaufen des 100.000-Dächer-Programms zog die Branche eine positive Bilanz. Geschäftsführer Carsten Körnig von der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. (UVS)[526] bewertete das Programm als "schubstarke Raketenstufe für den Aufbruch ins Solarzeitalter." Gemeinsam mit dem EEG habe das Förderprogramm die Basis für eine "solare Gründerzeit" gelegt. In den vier Jahren der Programmlaufzeit (1999 bis 2003) hatte sich der deutsche Photovoltaikmarkt nach Angaben des UVS verzehnfacht. Die Produktionskapazitäten der über 30 deutschen Solarhersteller wurden entsprechend gesteigert, so dass Deutschland auf Platz zwei des Weltmarktes vorrücken konnte.[527]

Der Wegfall des Programms riss eine Lücke in das Fördergerüst für Solarstrom. Die Branche forderte eine Verlängerung der Solarförderung durch die Fortführung des 100.000-Dächer-Programms oder in Form einer alternativen Anschlussregelung. Eine im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums im Februar 2002 vorgelegte Evaluierungsstudie für das Programm kam zu dem Ergebnis, dass ein unflankierter Ausstieg aus der Photovoltaikförderung ähnlich der Situation nach Ende des 1.000-Dächer-Programms (vgl. Kapitel 5.3.4.3) die inzwischen aufgebauten Strukturen erheblich schädigen und insbesondere das der photovoltaischen Produktionskette nachgeordnete, kleine und mittelständische Unternehmertum (z. B. Handwerk, Handel) in akute Existenznöte führen würde.[528] Es ging „um das Überleben der Branche“ [Hinrichs-Rahlwes in ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005a, 11]. In der Folge wurde ein EEG-Vorschaltgesetz für die Photovoltaik verabschiedet (vgl. Kapitel 5.3.6.3).

---

[526] Die Solar-Verbände UVS (Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V.) und BSi (Bundesverband Solarindustrie e.V.) fusionierten erst Anfang 2006 zum BSW (Bundesverband Solarwirtschaft).

[527] 70 % der durch das 100.000-Dächer-Programm geförderten Anlagen wurden in Bayern und Baden-Württemberg errichtet, denn Süddeutschland hat deutlich bessere Sonneneinstrahlungsbedingungen.

[528] Vgl. www.1000daecher.de/index.php?id=3 (Abruf 07.07.2009)

Energiewirtschaftsgesetz und Netznutzung

Die Reform des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 trug zum vereinfachten Zugang von Photovoltaik-Anlagen ans Netz bei. Die Photovoltaik, die noch immer ca. 30 mal teurer war als konventioneller Strom, wurde vom Bundesforschungsministerium als zu teuer, zu sehr abhängig von der Sonneneinstrahlung und zu wenig leistungsfähig eingeschätzt, als dass sie sich auf einem liberalisierten Markt durchsetzen könnte [Kreutzmann 1998a, 31].

Neu gegründete Stromversorger litten unter Unsicherheiten bzgl. des Preises für die Netzdurchleitung. Daher forderten BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN, dass das Netz nicht im Besitz der Stromkonzerne verbleiben sollte. Gefordert wurden auch eine Nachbesserung des Energiewirtschaftsgesetzes, damit ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet werden konnte, sowie ein Qualitätssiegel für grünen Strom [Kreutzmann 1998b, 34 ff.].

5.3.5.6 Forschungsförderung

Schwerpunkte des vierten Energieforschungsprogramms der Bundesregierung (1996 bis 2004) waren die Erhöhung der Wirkungsgrade, die Verbesserung von System- und Fertigungstechniken (Kostenreduktion), die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen in verschiedenen Gebäudetypen sowie der Transfer netzunabhängiger, dezentraler Energieversorgungssysteme. Ein Teilprogramm des vierten Energieforschungsprogramms war das „Wegbereitungsprogramm Photovoltaik 2005“ (1996 bis 2005). Es zielte darauf ab, Lösungen für Schlüsselprobleme zu erarbeiten, die eine breitere Nutzung der Photovoltaik behinderten. Das Förderkonzept enthielt drei Schwerpunkte:

- Kostenreduktion bei Solarzellen durch Senkung der Fertigungskosten und Steigerung der Wirkungsgrade,
- Kostenreduktion, technische Optimierung und Abbau von weiteren Anwendungshemmnissen bei der Nutzung von Photovoltaikanlagen in unterschiedlichen Gebäudetypen sowie
- Photovoltaik für dezentrale, netzunabhängige Energieversorgung.

Ein weiteres Teilprogramm des vierten Energieforschungsprogramms war das Förderkonzept „Photovoltaik für Geräte und Kleinsysteme“.

5.3.5.7 Technologie- und Marktentwicklung

Die steigende Nachfrage beflügelte die Industrialisierung der Produktionsprozesse, so dass immer mehr Produktionsschritte automatisiert wurden. Dies war der Hauptgrund für die deutliche Kostenreduktion in der Herstellung und führte zu einem Preisverfall bei Solarmodulen. Technologische Fortschritte und damit Kostenreduktionen fanden auf allen Ebenen der Prozesskette von der Siliziumgewinnung bis zur Modulproduktion, bei den Wechselrichtern und der Installation statt. Viele im Labor schon lange bekannte und beherrschte Prozesse mussten nun auf einen großindustriellen Maßstab skaliert werden. Besonders dynamisch verlief die Entwicklung der Dünnschichttechnologie, die zum Teil auf in den 1990er Jahren entwickelten Fertigungstechnologien für Plasmabildschirme (Displays) aufsetzen konnte. Die kristalline Silizium-Solarzelle feierte im Jahr 2003 bereits ihren 50. Geburtstag.

Tabelle 5-4: Kostenentwicklung bei Anlagen von 3 bis4 kW (in Euro/kW) [nach Oppermann 2004, 48]

Jahr	Anzahl	kWp	Mittlere Anlagengröße (kWp)	Anlagekosten
1999	70	247	3,53	7.262
2000	150	507	3,38	6.817
2001	396	1.322	3,34	6.865
2002	427	1.448	3,39	6.416
2003	274	947	3,46	5.530

Die spezifischen Kosten (ohne Umsatzsteuer) für kleine Solarstromanlagen bis 4 kW waren nach Auswertung des 100.000-Dächer-Programms von 7.300 Euro/kW im Jahr 1999 auf rund 5.500 Euro im Jahr 2003 gefallen (vgl. Tabelle 5-4). Bei größeren Anlagen bis 10 kW lagen die Kosten rund 500 Euro/kW niedriger [Oppermann 2004, 48]. Die fallenden Kosten für Photovoltaik-Anlagen führten dazu, dass sich die spezifischen Stromerzeugungskosten pro Kilowattstunde Solarstrom von über 1 Euro Anfang der 1990er Jahre auf 50 bis 60 Cent verringerten (kristalline Siliziumzellen).[529] Der durchschnittliche Rückgang der spezifischen Investitionskosten in dieser Größenklasse betrug von Anfang der 1990er Jahre bis 2003 – also in rund zehn Jahren – fast 50 %.[530]

Tabelle 5-5: Kostenentwicklung für Anlagen bis 10 kW (in Euro/kW) nach Baugruppen im 100.000-Dächer-Programm [nach Oppermann 2004, 48]

Jahr	An-zahl	kWp	Mittlere Anlagen-größe (kWp)	Module	Wechsel-richter	Instal-lation	Sonstige Bauteile	Summe
1999	102	312	3,1	4.758	831	693	602	6.884
2000	147	553	3,8	4.499	641	484	509	6.133
2001	514	2.181	4,2	4.939	630	474	479	6.522
2002	752	3.695	4,9	4.413	564	373	429	5.779
2003	289	1.660	5,7	3.861	527	303	330	5.021

Gegenüber den Modulen (Generator) überproportionale Kostensenkungen zeigten im 100.000-Dächer-Programm die Bereiche Wechselrichter, Installation und Sonstige Bauteile. Dort kam es in den fünf Jahren der Programmlaufzeit zum Teil zu mehr als einer Halbierung der Kosten, während die Modulpreise nur um 20 % zurückgingen (vgl. Tabelle 5-5). Bei Wechselrichtern – in diesem Segment war wie im 1.000 Dächer-Programm wieder die Firma

---

529 Das ist verglichen mit den Stromerzeugungskosten von Windkraftanlagen immer noch sehr hoch. Denn diese erzeugen heute an guten Standorten schon für weniger als 5 Cent/kWh Strom und treten damit bereits zu fossiler Stromerzeugung in den Wettbewerb.

530 Dabei darf nicht außer Acht gelassen werden, dass in den 1990er Jahren nur ein Teil der PV-Module aus deutscher Produktion stammte und die Module auch nur etwa drei Viertel der Investitionskosten ausmachten. Die auf dem Weltmarkt führenden Länder waren in der Vergangenheit – gemessen an den installierten Kapazitäten – Japan und die USA, d. h. die Kostensenkungspotenziale können nicht für Deutschland isoliert betrachtet, sondern müssen im Kontext einer global wachsenden Nachfrage gesehen werden.

SMA mit nahezu 100 % Anteil der überragende Marktführer – ging der spezifische Preis von 0,83 Cent pro Watt auf 0,53 Cent pro Watt zurück.

Tabelle 5-6 Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 2003 [BMU 2009b]

	1990	1991	1992	1993	1994
installierte Leistung [MWp]	1	2	3	5	6
Neuanlagen [MWp]		1	1	2	1
Wachstum ggü. Vorjahr		100%	50%	67%	20%
Marktimpuls durch:		1000-Dächer Programm			

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
installierte Leistung [MWp]	8	11	18	23	32	76	186	296	439
Neuanlagen [MWp]	2	3	7	5	9	44	110	110	143
Wachstum ggü. Vorjahr	33%	38%	64%	28%	39%	138%	145%	59%	48%
Marktimpuls durch:	Kostendeck. Vergüt. Kommunen				100.000-Dächer Progr., EEG-Vorschalt.-G				

Die Kombination aus EEG und 100.000-Dächer-Programm hat zu einem gesteigerten Tempo bei der Anlageninstallation in Deutschland geführt. Zwischen 1999 und 2003 wurden insgesamt 363 MW errichtet (vgl. Tabelle 5-6). Die Umsatzzahlen der Branche stiegen nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) von rund 200 Mio. Euro (2000) bis auf rund 500 Mio. Euro (2003) stark an [BSW 2007].

Deutschland nahm zu Beginn des Jahrtausends auf dem Sektor der Photovoltaik eine führende Rolle auf dem Weltmarkt ein. Hinter Japan – traditionell sehr stark vertreten im Solarstrom-Segment – hat sich die deutsche Photovoltaik-Industrie im Jahr 2001 erstmals den zweiten Platz sichern können und damit die USA auf den dritten Rang verwiesen. Ein großer Teil der in Deutschland installierten Module (80 %) kam allerdings nicht aus deutscher Produktion, sondern stammte aus dem Ausland [Oppermann 2004, 49].

Silizium-Solarzellen – Unternehmensentwicklung in Deutschland von 1990 bis 2006

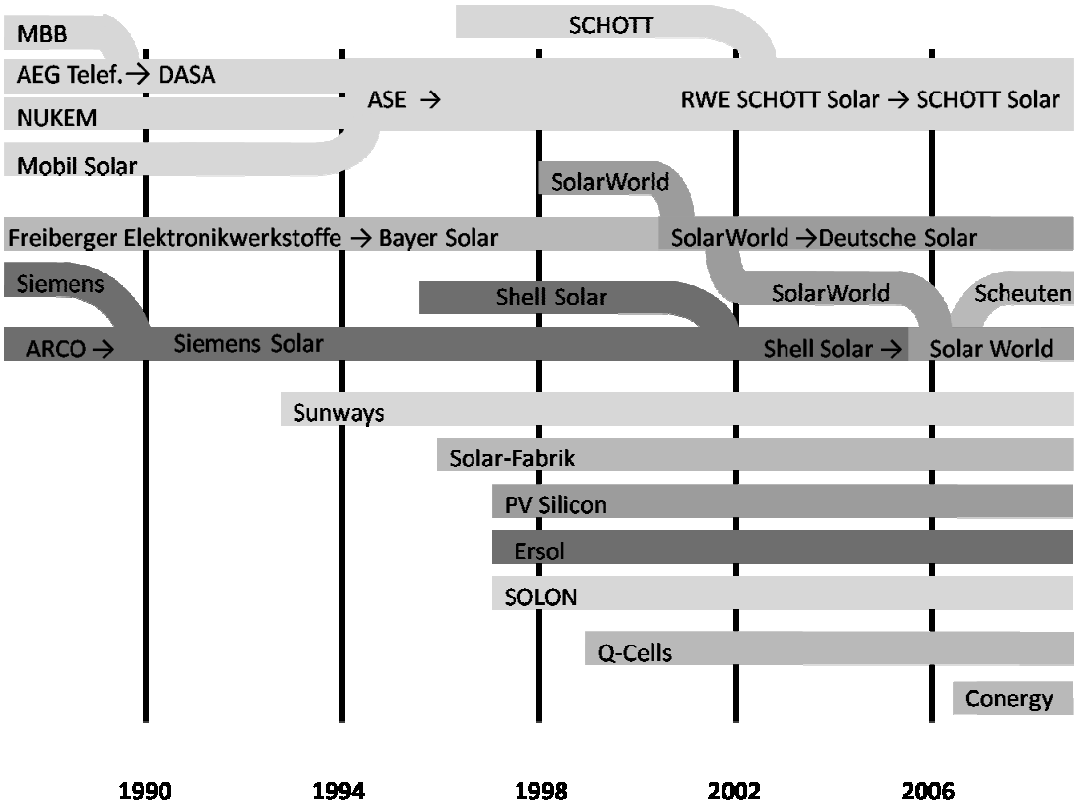


Abbildung 5-13: Unternehmensentwicklungen ausgewählter Unternehmen im Bereich Silizium-Solarzellen 1990 bis 2006 [Eigene Darstellung nach Prognos AG et al. 2007b, 408]

Auch in der Unternehmenslandschaft gab es weitere Veränderungen: Der Konzern SolarWorld übernahm 2000 zunächst 82 % der Anteile an der Waferproduktion von Bayer Solar in Freiberg/Sachsen, ab 2002 waren es 100 % und das Unternehmen wurde in Deutsche Solar umbenannt. Siemens Solar verkaufte seine 1990 von ARCO Solar übernommene kristalline Sparte 2002 an Shell Solar. DASA stieg 2002 aus dem gemeinsam mit NUKEM (RWE-Tochter) geführten Unternehmen ASE aus. Daraufhin wurden die Aktivitäten von RWE Solar in ein Joint-Venture mit SCHOTT eingebracht. Von SCHOTT kamen die Aktivitäten der SCHOTT Applied Power Corporation (Kalifornien, USA).[531] Das neue Unternehmen firmierte unter dem Namen RWE SCHOTT Solar GmbH. Noch vor dem Einstieg von SCHOTT wurde von RWE Solar 2002 die SmartSolarFab, eine integrierte Solarfabrik zur Wafer-, Zellen- und Modulherstellung in Betrieb genommen [Iken 2005]. Aus den Forschungsaktivitäten zur CIS-Dünnschicht am Hahn-Meitner-Institut in Berlin heraus wurde 2001 das Unternehmen Sulfurcell Solartechnik GmbH gegründet (vgl. Abbildung 5-6).

Die Zahl der Beschäftigten in der Solarbranche stieg in dieser Phase von 2.500 auf 6.500. Die Produktionsleistung stieg von etwa 6 auf knapp 100 MW [BSW 2007].

[531] http://www.schott.com/magazine/german/info103/si103_03_photovoltaic.html?highlighted_text=rwe (Abruf 13.07.2009)

5.3.5.8 Akteure der Konstellation

Eine wichtige treibende Kraft entwickelte in dieser Phase die neue rot-grüne Bundesregierung, die sich massiv für eine Unterstützung der erneuerbaren Energien einsetzte und – unter Beteiligung des Bundeswirtschaftsministeriums – eine Umsetzung des 100.000-Dächer-Programms realisierte. Das Bundesumweltministerium sowie mehrere Fraktionen im Bundestag trugen maßgeblich zum Durchbruch der Photovoltaik bei, indem sie sich für eine erhöhte Vergütung des Photovoltaik-Stroms im EEG einsetzten [Fell 2008, 1 ff]. Eigene Förderprogramme einzelner Bundesländer waren ein weiterer Bestandteil der Erfolgskonstellation.

Weitere Verbandsgründungen

Die Ministerien, die Bundesregierung und das Parlament wurden unterstützt und bekräftigt durch die Aktivitäten der bestehenden, neu gegründeten oder fusionierenden Verbände. Im April 1998 gründete sich der Unternehmensverband Solarwirtschaft (UVS). Der Bundesverband Solarenergie e.V. (BSE) und der Deutsche Fachverband Solarenergie e.V. (DFS) fusionierten im Jahr 2003 zum Bundesverband Solarindustrie e.V. (BSi). Der Bundesverband der Solarindustrie (BSi) war bis 2006 die Interessenvertretung der Hersteller und Großhändler von Solaranlagen und -komponenten mit Sitz in Deutschland. Er verschmolz im Jahr 2006 mit der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. (UVS) zum Bundesverband Solarwirtschaft (BSW). Dieser Verband vertritt seither über 600 Solarunternehmen. Darüber hinaus engagierten sich über 350 weitere kleine Vereine für die Sonnenenergie [Dilger 1997, 16 ff.].

Neue Betreibermodelle als Multiplikatoren für Photovoltaik-Anlagen

In dieser Phase wurde durch das politische Handeln eine stark erhöhte Nachfrage nach Solarzellen ausgelöst. Auf Seiten der Nachfrager spielten Beteiligungsgesellschaften und erste kommerzielle Nutzer eine besondere Rolle. Zur Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen suchten seit Anfang der 1990er Jahre Initiativen und Unternehmen nach Möglichkeiten, neue Investorenkreise zu erschließen. Betreibergemeinschaften erschienen als eine Möglichkeit, Kapital zu bündeln.[532] 1994 gründete Hans-Josef Fell eine der ersten Betreibergemeinschaften zum Betrieb einer Photovoltaik-Anlage in Hammelburg [Fell 2007, mdl.; Fell 2008, 1 ff]. Im selben Jahr entwickelte die Energie- und Solaragentur Regio Freiburg das Konzept einer Photovoltaik-Gemeinschaftsanlage und bot Beteiligungen an der Regiosolarstromanlage für 10.000 DM pro 500 Watt-Anteil an [Stryi-Hipp 2005, 184]. In den folgenden Jahren verbreitete sich das Konzept der Photovoltaik-Gemeinschaftsanlagen bundesweit. Das Betreibermodell der Bürgersolaranlagen, das auf Ehrenamtlichkeit beruht, ist inzwischen zu einer der tragenden Säulen bei der Erschließung neuer Nutzerkreise geworden. Die Ehrenamtlichkeit spielt daher eine nicht zu unterschätzende Rolle bei der Verbreitung der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen [Mautz & Byzio 2005, 35 ff.].

---

[532] In Form des Betreibermodells Bürgerwindpark waren Gemeinschaften zum Betrieb von Windkraftanlagen bereits Ende der 1980er Jahren entstanden und dienten möglicherweise als Vorbild für Betreibergemeinschaften im Bereich der Photovoltaik. Das Modell breitete sich im Bereich der Windenergie seit Ende der 1980er (bis etwa Ende der 1990er Jahre) explosionsartig aus [Byzio et al. 2002, 310 ff.].

Der Anteil der Beteiligungsgesellschaften für den Bau von Photovoltaik-Anlagen stieg mit der kostendeckenden Einspeisevergütung im EEG. Langsam wurde deutlich, dass nicht mehr nur „Idealisten“, sondern auch an der kommerziellen Nutzung interessierte Betreiber Photovoltaik-Anlagen auf ihren Dächern installierten. Das steuernde Instrumentarium beeinflusste das ökonomische Kalkül der Akteure, die als neue Energieproduzenten fungierten. Das Akteursspektrum im Erzeugerbereich erweiterte sich von Eigenheimbesitzern mit eigener Photovoltaikanlage über selbst organisierte Bürgergruppen (z. B. Bürgersolar-initiativen), Landwirte, die eigene Photovoltaikanlagen betrieben, bis hin zu Gründern von mittelständischen Betreiberfirmen [Mautz & Byzio 2005, 7].

5.3.5.9 Akzeptanz von Photovoltaik-Anlagen

Die EU startete 2001 das Forschungsprogramm PVACCEPT zur Untersuchung der Akzeptanz von Photovoltaik-Anlagen in sensiblen Bereichen wie Denkmal- und Landschaftsschutz.[533] Der Hintergrund war die Kritik an Photovoltaik-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden. Aus Sicht des Denkmalschutzes ist die Installation von PV-Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden oftmals nicht vereinbar mit den Zielen des Denkmalschutzes.[534] Photovoltaik-Anlagen werden als „Fremdkörper“ empfunden und befinden sich nach Auffassung der Kritiker im Widerspruch zum dörflichen Charakter oder beeinträchtigen die städtebauliche Gestalt.[535]

Landschaftsschützer nehmen vor allem Anstoß an Photovoltaik-Anlagen auf der „grünen Wiese“. Das EU-Forschungsprogramm sollte herausfinden, ob durch ein angepasstes Design die Akzeptanz gesteigert werden kann.[536]

Der Anfang des Jahres 2005 vorgelegte Abschlussbericht des Projektes enthält die Präsentation innovativ gestalteter Module und Demonstrationsobjekte, ausführliche Befragungen zur Akzeptanz sowie Ergebnisse der durchgeführten Lebenszyklusanalysen. Die Ergebnisse mehrerer Befragungen von Bürgern, Touristen, Architekten, Planern und Denkmalpflegern zeigten, dass Designaspekte als Akzeptanzfaktoren bisher unterschätzt wurden. In der Befragung äußerte jeder zehnte Befragte in Deutschland, dass er die auf dem Markt existierenden Photovoltaikmodule als "unästhetisch" empfinde, drei Viertel der Befragten waren jedoch der Auffassung, dass eine Installation von Photovoltaik selbst an oder auf

---

[533] http://www.pvaccept.de (Abruf 13.07.2009)

[534] Dies ist jedoch nicht immer der Fall. So wurde etwa auf der Bergkirche von Schönau im Schwarzwald von der Denkmalschutzbehörde eine PV-Anlage zugelassen. Die dortige Kirchengemeinde sieht in der großflächigen, weithin sichtbaren Photovoltaikanlage ("Schönauer Schöpfungsfenster") einen "modernen Fingerzeig Gottes" für das Mandat zur Bewahrung der Umwelt und darüber hinaus auch einen Beitrag zum Denkmalschutz: Indem die Solaranlage den Ausstoß von Schadstoffen vermeide, schütze sich die Kirche als Denkmal selbst vor den Schäden durch Emissionen, welche andere Denkmäler zur permanenten Baustelle machten. Vgl. http://www.solarserver.de/solarmagazin/artikeljanuar2002.html (Abruf 13.07.2009)

[535] Um Konflikte hinsichtlich der Ästhetik zu vermeiden bietet die Solar-Branche inzwischen spezielle Solarziegel oder -schiefern in der Farbe der restlichen Dacheindeckung an, die die Anlage weniger auffällig werden lassen [ebda.]

[536] Vgl. [Krampitz 2001, 36]; vgl. auch [Bernreuter 2001a, 28-32].

historischen Gebäuden möglich sei, wenn die technologischen Elemente entsprechend gestaltet wären.[537]

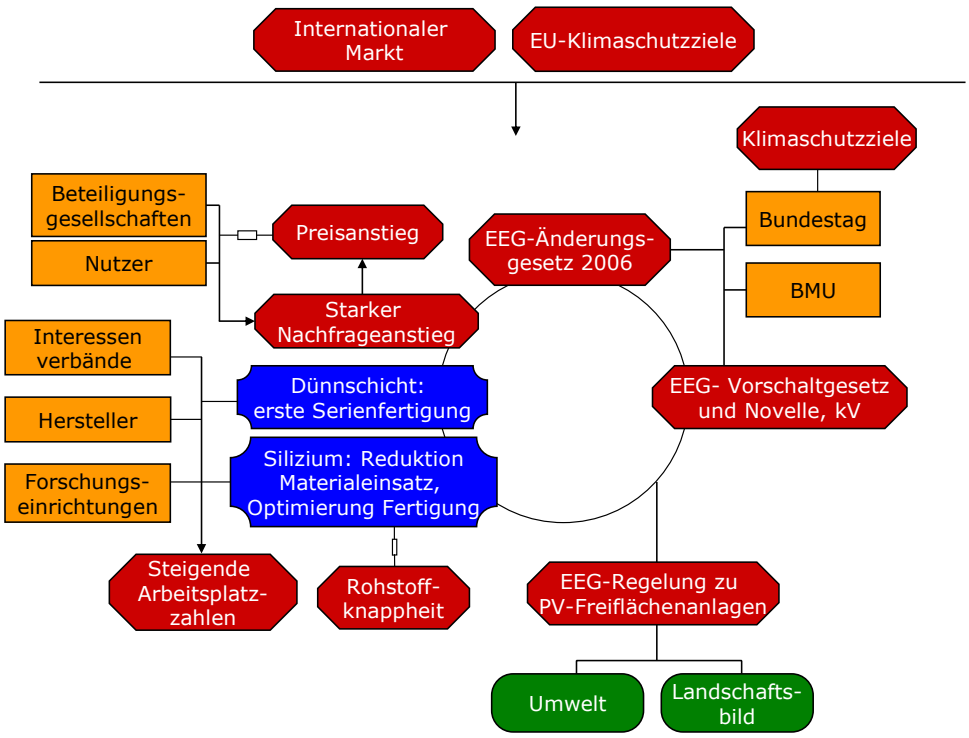
5.3.5.10 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die Konstellation dieser Phase wird gerahmt durch viele begünstigende Einflussfaktoren im Kontext der Photovoltaik-Entwicklung in Deutschland, dazu gehören der internationale Klimaschutzprozess, Vorreiter im Ausland, ein gesellschaftlicher Bewusstseinswandel sowie Bestrebungen auf EU-Ebene zur Marktliberalisierung und zur Förderung der erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3). Zentrale treibende Kraft war zum einen das vielfach geforderte und von der neuen rot-grünen Bundesregierung umgesetzte 100.000-Dächer-Programm, das dem japanischen Residential Program[538] nachempfunden war. Zum anderen wurden mit der Verabschiedung des EEG durch den Bundestag, unterstützt durch ein massives Engagement des Bundesumweltministeriums, langfristige, staatlich gesetzte Rahmenbedingungen geschaffen, die ein Wachstum von Markt und Photovoltaik-Industrie beförderten. Der Regierungswechsel sowie der Zuständigkeitswechsel in das Umweltministerium eröffneten somit ein Zeitfenster für eine Dynamisierung der Entwicklung. In dieser Phase fanden mit dem Aufbau einer Massenfertigung erste Industrialisierungsprozesse statt, gestützt durch Investitionen sowohl von Großkonzernen, jungen Unternehmen als auch von privaten Investoren. Neben umwelt- und klimapolitischen Zielen spielen industriepolitische Ziele eine wachsende Rolle als Begründungskontext für die Förderung. In der Konstellation bildete sich jedoch zugleich eine – allerdings nicht sehr starke – Subkonstellation aus Bedenkenträgern, die Belange des Landschafts- und Denkmalschutzes geltend machten.

[537] Vgl. www.pvaccept.de/akzeptanz.htm (Abruf 13.07.2009)

[538] Ausführlicher Programmtitel: „Residential Photovoltaik System Dissemination Program“.

5.3.6 Phase 6: Entwicklungsboom ab 2004



kV = kostendeckende Vergütung
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
EEG = Erneuerbare Energien Gesetz

Abbildung 5-14: Konstellation Phase 6: Entwicklungsboom ab 2004

5.3.6.1 Charakteristika der Konstellation

In der Konstellation für die Phase ab 2004 spielt das EEG eine zentrale Rolle, es löste nach dem Auslaufen des 100.000-Dächer-Programms einen Entwicklungsboom der Photovoltaik aus. Wie schon in der vorangehenden Phase wird die Entwicklung durch die Ereignisse im Kontext der Konstellation begünstigt. Die EU-Klimaschutzziele und ein dynamischer internationaler Photovoltaik-Markt, aber auch die nationalen Klimaschutzziele geben der Entwicklung in Deutschland neue Schubkraft. In der technologischen Entwicklung können Fortschritte insbesondere im Hinblick auf eine Optimierung der Fertigung erzielt werden.

Allerdings erfordert die fortschreitende Diffusion der Technologie auch Regelungen hinsichtlich nicht intendierter Folgen. Rohstoffknappheit sowie eine durch das EEG induzierte hohe Nachfrage haben ambivalente Wirkungen: einerseits steigt die Anzahl der Arbeitsplätze in der Branche und die Produktionskosten sinken. Andererseits jedoch steigen aufgrund der hohen Nachfrage sowie der Knappheit des Rohstoffs Silizium auch die Preise für die Module. Eine lebhafte Diskussion der im EEG festgelegten Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaik ist die Folge. Zudem werden Beeinträchtigungen der Umwelt und des Landschaftsbildes durch Freiflächenanlagen befürchtet. Diese Beeinträchtigungen sollen durch im EEG festgelegte Regelungen für Freiflächenanlagen begrenzt werden.

5.3.6.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Im Kontext der Konstellation war in dieser Phase die europäische Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitäts-Binnenmarkt von Bedeutung, die 2001 verabschiedet worden war. Die Richtlinie zielte auf eine maßgebliche Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien und die Etablierung eines geeigneten Fördersystems auf nationaler Ebene ab. In Deutschland stand im Kern der Instrumentierung das EEG, mit dem auch die Photovoltaik maßgeblich gefördert wurde. Im Jahr 2005 legte allerdings die EU-Kommission einen Bericht über die Erfolge unterschiedlicher Fördermodelle vor [KOM 2005]. Darin wurde das EEG als besonders wirksames Instrument zur Markteinführung erwähnt.

Nach der Novellierung des EEG setzte sich die Marktausweitung in Deutschland fort, Deutschland wurde jedoch aufgrund zu knapper Produktionskapazitäten zunehmend zum Importland für Hersteller aus der ganzen Welt [Räuber 2005, 164]. Dieser Umstand motivierte in dieser Phase die Branche dazu, die nationalen Produktionskapazitäten rasch auszubauen.

5.3.6.3 Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

EEG-Vorschaltgesetz für Photovoltaik und EEG-Novellierung

Durch das Auslaufen des 100.000-Dächer-Programms im Jahr 2003 (vgl. Kapitel 5.3.5.5) drohte der Photovoltaik-Branche eine Förderlücke bis zur Verabschiedung der für 2004 vorgesehenen EEG-Novellierung. Ein halbes Jahr ohne Förderung hätte die Photovoltaik-Industrie massiv zurückgeworfen. Diese Förderlücke wurde durch das so genannte Photovoltaik-Vorschaltgesetz[539] geschlossen. Es hatte die Vergütungsbedingungen der Photovoltaik im EEG zum Gegenstand und kompensierte den Wegfall der Zinsreduktion im 100.000-Dächer-Programm. Das PV-Vorschaltgesetz wurde am 22. Dezember 2003 verabschiedet und trat am 01. Januar 2004 – und damit ein gutes halbes Jahr vor der EEG-Novelle – in Kraft. Das Gesetz entstand auf der Basis eines Kompromisspapiers, das unter Beteiligung unterschiedlicher Interessenvertreter[540] erarbeitet wurde.

Mit dem Vorschaltgesetz galten neue Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen, die ab dem 01. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden. Solarstrom wurde mit 45,7 Cent/kWh vergütet (Grundvergütung). Diese Vergütung war so kalkuliert, dass sich in Süddeutschland bei mittlerer Einstrahlung und durchschnittlichen Anlagepreisen eine Rendite von jährlich 6,5 % ergab [Stryi-Hipp 2005, 186].

---

[539] PV-Vorschaltgesetz: Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[540] Beteiligt waren das Bundesamt für Naturschutz, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, das Bayrische Landesamt für Umweltschutz, Kommunen, das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft Schleswig-Holstein, Forschungseinrichtungen (ZSW), Umweltverbände (Deutscher Naturschutzring, Greenpeace, Deutsche Umwelthilfe, Naturschutzbund Deutschland), die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) und die Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS), Hersteller, Betreiber und Planungsgesellschaften von PV-Anlagen sowie die Umweltbank.

Ein zentraler Auslöser für die Erarbeitung des Vorschaltgesetzes waren Diskussionen um die Aufnahme von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in die Förderung. Nach § 8 EEG in der bis zum 31. Dezember 2003 geltenden Fassung war eine generelle Mindestvergütung des Einspeisestroms ohne Differenzierung nach Standort oder Art der Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie vorgesehen. Das Kompromisspapier trug mit den diesbezüglichen Änderungen zu einer umwelt- und naturverträglichen Umsetzung der Photovoltaik-Freiflächenanlagen bei und förderte damit die Akzeptanz der gesetzlichen Festlegungen.

Obwohl im Bundesumweltministerium vielfach die Ansicht vorherrschte, dass Freiflächen nicht benötigt werden, weil ausreichend Dachflächen zur Verfügung stehen, wurden sie in das EEG aufgenommen. Grund dafür waren Kostendegressionseffekte, die durch eine mit Freiflächenanlagen erzeugte Mengennachfrage erzielt werden können. Mit dem Photovoltaik-Vorschaltgesetz galt allerdings eine niedrigere Grundvergütung für große Freiflächenanlagen, soweit sie sich im Geltungsbereich eines Bebauungsplans befanden. Es wurde davon ausgegangen, dass Freiflächen üblicherweise als Megawattanlagen erstellt werden und damit deutlich kostengünstiger sind. Die Vergütung von Strom aus Freiflächenanlagen wurde bis 2015 begrenzt. Zudem wurde die Vergütungspflicht daran gekoppelt, dass es sich um versiegelte Flächen, Konversionsflächen oder Grünland in vorheriger Nutzung als Ackerland handelte. Diese Regelung sollte einen Ausgleich von industriellen Interessen mit Interessen des Umwelt- und Naturschutzes gewährleisten.

Für Solaranlagen auf Gebäuden erhöhte sich die Vergütung um 11,7 Cent/kWh bis 30 kW Leistung, für den darüber hinaus gehenden Anteil bis 100 kW um 8,9 Cent/kWh und für den 100 kW übersteigenden Anteil um 8,3 Cent/kWh. Zusätzlich wurde ein Bonus von 5 Cent/kWh für in Fassaden integrierte Anlagen eingeführt.[541] Insgesamt legte somit das Vorschaltgesetz im Vorgriff auf die diskutierte Novelle des EEG verbesserte Bedingungen für die Vergütung von Solarstrom fest. Die inhaltlichen Änderungen wurden mit der Änderung des EEG zum 01. August 2004 übernommen.[542]

---

[541] § 8 Abs. 3 EEG besagt, dass bei Anlagen, die nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht sind, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, der Netzbetreiber nur zur Vergütung verpflichtet ist, wenn die Anlage vor dem 01.01.2015 im Geltungsbereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches oder auf einer Fläche, für die eine Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist, in Betrieb genommen worden ist.
§ 8 Abs. 4 EEG besagt, dass für „Strom aus einer Anlage nach Absatz 3, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans errichtet wurde, der zumindest auch zu diesem Zweck nach dem 01.09.2003 aufgestellt oder geändert worden ist, der Netzbetreiber nur zur Vergütung verpflichtet ist, wenn sie sich auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung oder auf Grünflächen befindet, die zur Errichtung dieser Anlagen im Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt wurden“ [PV-Vorschaltgesetz; vgl. Rechtsquellenverzeichnis].

[542] Die Regelungen des § 8 aus dem PV-Vorschaltgesetz [vgl. Rechtsquellenverzeichnis] wurden in den neuen § 11 EEG 2004 überführt.

Nach der Gesetzesänderung stieg die Nachfrage nach Modulen signifikant an – der Absatz wurde nun durch die Lieferfähigkeit der Produzenten begrenzt. Die Anzahl der jährlich installierten Neuanlagen steigerte sich massiv verglichen mit der Zeit vor der Verabschiedung der EEG-Novellierung (vgl. Kapitel 5.3.6.7 und Tabelle 5-8).

Nach dem Regierungswechsel im November 2005 hielt die neue Regierungskoalition aus CDU/CSU und SPD am EEG und den dort verankerten Zielen fest. Entscheidungen über Anpassungen sollten aufgrund der Überprüfung des Gesetzes durch den EEG-Erfahrungsbericht vorgenommen werden. Der EEG-Erfahrungsbericht wurde im Herbst 2007 dem Bundestag vorgelegt. Der auf dieser Basis am 05. Dezember 2007 von der Bundesregierung verabschiedete EEG-Gesetzesentwurf sah eine deutliche Erhöhung der Degression vor. So sollte die Vergütung für Neuanlagen für kleine Dachanlagen bis 30 kW ab dem 01. Januar 2009 statt 44,41 Cent/kWh nur noch 42,48 Cent/kWh betragen.

Nach langen Verhandlungen (so forderte die CDU/CSU eine einmalige Absenkung der Vergütung um 30 %) und zum Teil kontroversen Veröffentlichungen zu den zu erwartenden Ausbaukosten [Frondel et al. 2008] wurde von der Regierungskoalition ab 2009 bei Dachanlagen eine Degression von 8 % (Anlagen über 100 kW 10 %), ab 2010 von generell 9 % beschlossen. Für Freiflächenanlagen betrug die Degression in 2009 zunächst 10 %, ab 2010 dann ebenfalls 9 %. Zusätzlich wurde ein Zubaukorridor vereinbart, bei dessen Über- oder Unterschreiten sich die Degression im Folgejahr um einen Prozentpunkt erhöhte bzw. absenkte. Der Bonus in Höhe von 5 Cent/kWh für die Fassadenintegration wurde gestrichen [BMU 2008b].

Tabelle 5-7: Vergütung für Photovoltaik-Dachanlagen bis 30 kW nach StrEG und EEG

		1991	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Dachanlagen bis 30 kW		StrEG			EEG 2000				EEG 2004					EEG 2009	
Vergütungssatz nominale Preise	Cent / kWh	8,5	8,8	8,4	50,6	50,6	48,1	45,7	57,4	54,5	51,8	49,2	46,8	43,0	39,6
Vergütungssatz Preise von 2009		11,9	11,0	10,0	59,3	58,1	54,5	51,2	63,3	59,2	55,4	51,4	47,7	43,0	38,9

Forschungsförderung

Das fünfte, im Jahr 2005 angelaufene Energieforschungsprogramm wurde erstmals gemeinsam vom Bundesforschungs- und Bundeswirtschaftsministerium finanziert. Die Förderung konzentrierte sich auf die Erhöhung der Wirkungsgrade, die Reduktion des Materialeinsatzes (neue Materialien und Kombinationen aus Materialien) und auf die Automatisierung und Optimierung der Fertigungstechnologien – sowohl der Silizium-Wafer-Technik als auch der Dünnschichtsolarzellentechnik.

Damit der Vorsprung Deutschlands in der Technologieentwicklung insbesondere in der Dünnschicht-Photovoltaik langfristig gehalten werden kann, wurden für einen Wissenstransfer und die zügige Überführung von Forschungserkenntnissen in die industrielle Anwendung Zusammenschlüsse von Forschung und Industrie zu so genannten „Clustern“ gegründet. Ein Beispiel ist das "Solar-Valley", einem Zusammenschluss mitteldeutscher Unternehmen in Thüringen, Sachsen und Sachsen-Anhalt, das eine außergewöhnliche Dichte an Firmenzentralen aufweist. Das Cluster bildet die gesamte Produktionskette von der Herstellung des Grundstoffes Silizium, über das Schneiden von Wafern bis hin zur Fertigung von Solarmodulen ab. Zu den regionalen Photovoltaik-Clustern, die sich insbesondere in

Ostdeutschland ansiedelten, gehören nicht nur Halbleiter- und Photovoltaik-Hersteller sowie deren Zulieferer, der Handel und entsprechende Dienstleister, sondern auch Forschungsinstitute. 2007 wurden in Ostdeutschland etwa 80 % der deutschen und rund 18 % der weltweit produzierten Solarzellen hergestellt. 2008 gab es in der ostdeutschen Photovoltaik-Industrie einschließlich Zulieferfirmen rund 14.000 Beschäftigte [Nölting 2009].

Zu den begünstigenden regionalen Voraussetzungen für die Cluster-Bildung gehörten im Fall des „Technologieparks Mitteldeutschland“ qualifizierte Fachkräfte vor Ort aus der ehemaligen Chemie- und Halbleiterindustrie der DDR, die Expertise mit Belichtungsvorgängen, Beschichtungen und dem Einsatz von Spezialstoffen vorweisen konnten. Zudem stand den Unternehmen eine Infrastruktur aus niedrigen Strompreisen, Investitionen aus Landes- und Strukturfondsmitteln sowie weiteren Ansiedlungshilfen wie ein betreutes Technologie- und Gründerzentrum zur Verfügung, das von örtlicher politischer Unterstützung und kurzen Entscheidungswegen bei Genehmigungsfragen profitierte. Neben den ökonomischen Verbindungen spielt der Technologie- und Wissenstransfer durch die Verknüpfung von industrieller Produktion mit dem wissenschaftlichem Know-how aus sieben Forschungseinrichtungen und vier Hochschulen eine zentrale Rolle (z. B. Lehrstuhl für Photovoltaik an der Universität Halle, Fraunhofer-Forschungszentrum für Silizium-Photovoltaik, Fachhochschule Köthen mit dualem Solar-Studien- und Ausbildungsgang). Das Bundesforschungsministerium fördert die Initiative als eines von fünf Spitzenclustern in Deutschland seit 2008 [Rech 2008, mdl.].

Aufgrund der engen Verflechtungen von Forschung und Industrie in den Clustern besteht allerdings die Befürchtung, dass im Falle von Einbrüchen in der Industrie (z. B. aufgrund fallender Preise und sinkender Nachfrage, aufgrund der Wirtschaftslage während der Finanzkrise oder durch aufstrebende Konkurrenz aus den Schwellenländern) auch die Forschungsinstitutionen von wirtschaftlichen Schwankungen betroffen und so der Forschungs- und Entwicklungsvorsprung in Gefahr geraten könnte.

5.3.6.4 Akzeptanz von Photovoltaikanlagen

Im Hinblick auf die Akzeptanz in der Öffentlichkeit genoss und genießt die Photovoltaik auf Dächern bislang hohe Sympathiewerte. Obwohl sie als teuerste der regenerativen Stromerzeugungstechnologien wegen ihrer Kostenbelastung über die EEG-Vergütung in der Kritik steht, wird sie in der Gesellschaft breiter befürwortet als alle anderen erneuerbaren Energien. Ihre „Bürgernähe“ basiert auch darauf, dass der größte Teil der Anlagen mit privatem Kapital auf privaten Dächern installiert wurde.

In Kombination mit dem Zubau von Solarthermieanlagen werden die visuellen Störungen durch dachinstallierte Anlagen verstärkt wahrgenommen. Photovoltaik-Module in unterschiedlichen Farben und Größen rufen in Teilen Süddeutschlands den Eindruck von Solar-Flickendächern hervor. Bislang ist die Installation von aufgeschraubten Solarmodulen im Vergleich jedoch kostengünstiger als ästhetisch ansprechendere dach- oder fassadenintegrierte Anlagen. Seit Januar 2009 war der so genannte Fassadenbonus von 5 Cent/kWh weggefallen. Aber auch mit dem Bonus war die Gebäudeintegration nicht kostendeckend für die Kunden [Heup 2009b, 51 f.]. Durch eine Gebäudeintegration könnten potenzielle Akzeptanzprobleme bei steigender Zahl installierter Dachanlagen jedoch vermieden werden.

5.3.6.5 Zielkonflikte um Freiflächenanlagen

Wirtschaftliche Zielsetzungen

Die Aufnahme von Freiflächenanlagen in die Vergütung nach dem EEG 2004[543] wurde vor allem aus industriepolitischen Erwägungen heraus befürwortet. Die Befürworter der neuen Regelung argumentierten, dass die Nutzung von Freiflächen zurzeit notwendig sei, um den Photovoltaik-Markt anzuschieben, zu professionalisieren und Planungssicherheit zu schaffen. Sie vertraten die Ansicht, dass Freiflächenanlagen in der Phase des Übergangs zur Massenproduktion für die Solarwirtschaft eine wichtige Rolle spielten, da sie die Nutzung von Skaleneffekten ermöglichten und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik voran trieben. Zudem zähle die überregionale (weltweite) Wahrnehmung deutscher Kompetenz auf dem Gebiet der Freiflächenanlagen zu den Schlüsselfunktionen der Errichtung solcher Anlagen in Deutschland. Es wurde als wichtig erachtet die Systemkompetenz für Freiflächenanlagen in Deutschland zu erhalten, vor allem im Hinblick auf den Export.[544] Die Akzeptanz der Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen bedürfe der Wertschöpfung im eigenen Land, so die Argumentation, denn die politische Zielsetzung der Stärkung des nationalen Industriesegments werde konterkariert, wenn der Import von Technik aus dem Ausland erforderlich werde.[545]

Konzentration in Solarparks

Seit der Aufnahme von Freiflächenanlagen in das Vergütungssystem des EEG stieg das Interesse an der Errichtung dieser Anlagen.[546] So wurde beispielsweise in Pocking (Niederbayern) von Shell-Solar im Jahr 2006 eine Freiflächensolaranlage mit 57.000 Modulen errichtet, die in 20 bis zu einem Kilometer langen Reihen aufgestellt wurden und über 10 MW erzeugen. Die Größe dieser Anlage wurde übertroffen von einer Photovoltaikanlage, die vom Betreiber juwi im Dezember 2008 auf einem ehemaligen Militärflughafen östlich von Leipzig eröffnet wurde. Dieser so genannte Solarpark[547] kann eine Leistung von 40 MW ins Stromnetz einspeisen. Er setzt sich zusammen aus rund 550.000 Dünnschichtmodulen auf einer Fläche, die der Größe von 200 Fußballfeldern entspricht (100 Hektar).[548] Die zu Redaktionsschluss dieser Untersuchung größte Anlage ist der Solarpark Lieberose in Brandenburg, der auf einem ehemaligen Truppenübungsplatz errichtet wurde. Die dort

---

[543] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[544] Stahf in ARGE Monitoring PV-Anlagen [2005a, 34].

[545] Stein in ARGE Monitoring PV-Anlagen [2005a, 36].

[546] Ca. 90 % der PV-Anlagen werden auf oder an Gebäuden errichtet bzw. in die Gebäudehülle integriert. Die übrigen ca. 10 % der neu installierten Solarstromleistung werden auf Freiflächen errichtet, dabei handelt es sich oft um Industriebrachen oder Konversionsflächen.

[547] Errichtet von der Unternehmensgruppe juwi.

[548] Die Anlage in Waldpolenz bei Leipzig deckt den Jahresbedarf an Strom von mehr als 10.000 Haushalten. Es wurden mehr als eine halbe Million Solarmodule mit Dünnschichttechnologie der Firma First Solar montiert. Ein zweites Großprojekt entstand in Köthen in Sachsen-Anhalt, ebenfalls auf einem ehemaligen Flughafen (mit 14,75 MWp die zweitgrößte PV-Anlage Deutschlands). Hier wurden 200.000 Dünnschicht-Module ebenfalls vom Hersteller First Solar aufgestellt [juwi Holding AG 2008].

errichteten 700.000 Dünnschicht-Solarmodule mit einer Gesamtleistung von 53 MW wurden 2009 in Betrieb genommen.

Planerische Steuerung und Akzeptanz von Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Ähnlich wie bei der Windenergie treten bei der Förderung von Photovoltaik Zielkonflikte zwischen Klima- und Biodiversitätsschutz zutage. Mit der Einbeziehung der Freiflächenanlagen in die Förderung wurden Befürchtungen geweckt, es könne im Bereich der PV zu ähnlichen Problemen boomhafter Entwicklungen im Außenbereich kommen, zumal die Branche großes Interesse an der Entwicklung von Solarparks zeigte [ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005a und, 2005b sowie 2006a und 2006b].

Durch die Differenzierung der vorgesehenen Vergütungen im Vorschaltgesetz zum EEG blieb der zunächst der eindeutige Vorrang der Installation von Photovoltaik-Anlagen auf Bauwerken bzw. bauwerksintegrierter Anlagen gegenüber Freiflächeninstallationen gewahrt [Dürr-Pucher in ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005a, 20].

Da keine verbindlichen planerischen Instrumente für die Steuerung der PV-Nutzungen im Außenbereich existieren[549], formulierten die Naturschutzverbände wie der NABU Kriterien für eine naturverträgliche PV-Nutzung, die unerwünschten Wildwuchs vermeiden sollten. Die Wahrung von Natur- und Landschaftsschutzinteressen sei Voraussetzung für die Akzeptanz von Solarparks.[550] Die Vermeidung von Konflikten sei außerdem im Interesse reibungsarmer Genehmigungsprozesse. PV-Freiflächenanlagen seien nur als ein „Zwischenschritt“ zu akzeptieren. Vorrang sollte weiterhin eine Errichtung auf Bauwerken bzw. eine bauwerksintegrierte Installation haben.[551] Notwendig erschien es auch, die aus naturschutzfachlicher Sicht besonders bedeutsamen und schutzwürdigen Freiflächen von der Freiflächenregelung des EEG auszunehmen“ [Ammermann in ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005a, 20].

Ein Ansatz, unerwünschte Effekte und Wirkungen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen frühzeitig zu erkennen und nach Möglichkeit abzuwenden, ist das Monitoring[552]. Es gibt Aufschluss über die Effekte der PV-Förderung und den Ausbau der Solarenergie. Zum Beispiel zeigte sich, dass die hohe Degression bei den Vergütungssätzen von Freiflächenanlagen die Projektentwickler zunehmend auf Grünlandstandorte zugreifen ließ, da dieses mit weniger Aufwand für die Aufstellung von Photovoltaik-Modulen hergerichtet werden kann. Hingegen erwies sich die Nutzung von Konversionsflächen aufgrund hoher Herrichtungs- bzw. Beräumungskosten als weniger wirtschaftlich. Zum Monitoring gehörte auch ein Dialogprozess mit den relevanten Akteuren in Kommunen, den Umwelt- und Natur-

---

549 Der Einsatz der Regional- und Flächennutzungsplanung bei der Standortauswahl (§ 7 Abs. 4 ROG; vgl. Rechtsquellenverzeichnis) wurde nicht als sinnvoll erachtet, denn die bisherige Entwicklung hatte noch nicht zu drängenden, nur auf Ebene der Regionalplanung sinnvoll zu lösenden Standortproblemen geführt [ARGE Monitoring PV-Anlagen 2005a, 42].

550 Vgl. http://www.nabu.de/themen/energie/erneuerbareenergien/solarenergie/04300.html (Abruf 14.07.2009)

551 Vgl. Ammermann in ARGE Monitoring PV-Anlagen [2005a, 20].

552 Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit beauftragte Ende 2004 die Arbeitsgemeinschaft Monitoring PV-Anlagen mit dem Vorhaben „Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der PV-Freiflächenanlagen“ [ARGE Monitoring PV-Anlagen 2007].

schutzverbänden sowie mit Vertretern der Solarwirtschaft. Die Zahlung der Einspeisevergütung wurde an das Vorliegen eines beschlossenen Bebauungsplans gebunden. Dies sollte gewährleisten, dass im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eine Öffentlichkeitsbeteiligung und damit eine frühzeitige Information und Einbeziehung der Bevölkerung erfolgt.[553]

5.3.6.6 Örtliche Genehmigungshemmnisse

Die Suche nach geeigneten Dächern für die Installation von PV-Anlagen gestaltet sich unterschiedlich und ist örtlich mit erheblichen Hemmnissen verbunden. So sind beispielsweise in Berlin trotz einer von der Umweltsenatorin initiierten Solardachbörse bisher nur wenige Gebäude mit Photovoltaik-Anlagen bestückt. In einem bundesweiten Ranking belegt Berlin von 40 Kommunen lediglich Platz 29. Grund ist die komplexe Konstellation vor Ort: Zuständig für die Genehmigung ist nicht die Senats-, sondern die Bezirksebene. Hier sind sowohl die Umweltverwaltung, das Hochbauamt als auch die Rechtsverwaltung des jeweiligen Bezirks in das Genehmigungsverfahren für eine Photovoltaik-Installation auf einem öffentlichen Dach involviert. Bei Schuldächern kommt die Schulverwaltung hinzu. Es gibt keine zentrale Anlaufstelle für Investoren, die eine Genehmigung beantragen wollen. Das Prozedere unterscheidet sich zudem von Stadtbezirk zu Stadtbezirk. Bei neuen, aus statischen Gründen oft für Photovoltaik-Anlagen geeigneten Dächern hat in Berlin der Dachdecker eine fünfjährige Gewährleistungspflicht – grundsätzlich geeignete Dächer dürfen somit für diesen Zeitraum nicht betreten werden [Pirch-Masloch 2008, mdl.]. Bei erfolgreicher Dachsuche und Genehmigungserteilung kommen die Aushandlung von Mietverträgen sowie die Miete hinzu, die der Investor für ein Dach zu zahlen hat. Der Berliner Senat hat keine Kapazitäten für eine systematische Datenerfassung – weder für potenziell geeignete Dächer noch für bereits errichtete Anlagen. Dieses Beispiel zeigt, dass trotz einer förderlichen rechtlich-ökonomischen Rahmensetzung auf internationaler und nationaler Ebene erhebliche Umsetzungsprobleme auf lokaler Ebene zum Tragen kommen, die ein massives Hemmnis für die Diffusion der dezentralen Dachanlagen darstellen können.

5.3.6.7 Technologie- und Marktentwicklung

Mit dem EEG-Vorschaltgesetz von 2003 und der EEG-Novelle von 2004 wurde die kostendeckende Vergütung für Solarstrom im EEG eingeführt, was einen starken Nachfrageanstieg nach sich zog. So wurden allein im Jahr 2004 über 600 MW installiert, mehr als bis dahin insgesamt installiert war. Dies war der bislang größte Zuwachs an Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. Auch danach sind die jährlichen Zubauzahlen bis 2008 weiter gestiegen. Für 2008 wird von einem Zubau in Höhe von rund 1.600 MW und einer installierten Gesamtleistung von 5.400 MW ausgegangen. Etwa 7 % der jährlich installierten Leistung entfiel dabei auf große Freiflächenanlagen mit Gesamtleistungen bis zu 40 MW.

[553] Vgl. Stein in ARGE Monitoring PV-Anlagen [2005b, 2].

Tabelle 5-8: Photovoltaik: Installierte Leistung in Deutschland 1990 bis 2008 [BMU 2009b]

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
installierte Leistung [MWp]		1	2	3	5	6	8	11	18	23
Neuanlagen [MWp]			1	1	2	1	2	3	7	5
Wachstum ggü. Vorjahr			100%	50%	67%	20%	33%	38%	64%	28%
Marktimpuls durch:			1000-Dächer Programm				Kostendeck. Vergüt. Kommunen			

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
installierte Leistung [MWp]	32	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5877
Neuanlagen [MWp]	9	44	110	110	143	635	906	832	1165	1900
Wachstum ggü. Vorjahr	39%	138%	145%	59%	48%	145%	84%	42%	41%	48%
Marktimpuls durch:	100.000-Dächer Progr., EEG-Vorschalt.-G					EEG 2004				

Allerdings ist die Neuinstallation kleinerer Hausdachanlagen stark zurückgegangen. Grund dafür war zum einen die Preisentwicklung, zum anderen stellte der hohe bürokratische Aufwand für die Genehmigung und Installation einer Hausdachanlage für viele Interessenten eine abschreckende Hürde dar (vgl. Kapitel 5.3.6.6). Eine große Rolle in dieser Boomphase spielten nun gewerbliche Investoren, wie Landwirte oder Unternehmen, die vergleichsweise große Anlagen bis zu einigen 100 kW auf Dächer installierten.

Trotz dieser Hemmnisse sehen viele Experten heute die solare Stromerzeugung als Schlüsseltechnologie an, die – nach langem Vorlauf – nun durchstartet, um die Elektrizitätserzeugung weltweit zu revolutionieren. Parallel zu den Entwicklungen in Deutschland stabilisieren ostasiatische Länder, die USA und Australien ihre Position auf dem Weltmarkt. Die Zubauzahlen entwickeln sich dynamisch, auf allen technologischen Pfaden wurden und werden beachtliche Fortschritte erzielt [Rentzing 2009, 62 ff.]. Der Markt wächst und mit ihm der Exportanteil deutscher Unternehmen (ca. 50 %).

Preisentwicklung bei PV-Anlagen

In Deutschland waren zwischen den Jahren 2004 und 2006 die Photovoltaik-Modulpreise entgegen der zu erwartenden Entwicklung um fast 30 % gestiegen (vgl. Abbildung 5-15). Dies lag nicht an gestiegenen Herstellungskosten, sondern am klassischen Markteffekt von Angebot und Nachfrage. Das 2004 neu aufgelegte EEG hat über hohe Vergütungssätze einen Nachfragermarkt geschaffen. Zwar sollte die vom EEG 2004 vorgegebene jährliche Degression in Höhe von 5 % einen Preisdruck auf die Anlagenanbieter (Hersteller und Handel) ausüben, Kostensenkungen auch an den Markt weiterzugeben. In der Praxis hatte sich dies in der Zeit aber nicht wie gewünscht eingestellt. Die Nachfrage nach PV-Modulen nicht nur in Deutschland überstieg die Produktionskapazitäten. Die Modulhersteller waren in der komfortablen Position, dass sie ihre Module nur verteilen brauchten, und dies zu Preisen, die den Investoren nur vergleichsweise geringe Renditen ermöglichten. In der Folge entkoppelten sich die Marktpreise für Photovoltaik-Module von den weiter sinkenden Herstellungskosten, d. h. hohe Renditen gab es vor allem bei den entlang der

Wertschöpfungskette hoch integrierten Unternehmen.[554] Dies war an hohen Gewinnen bei erfolgreichen Unternehmen wie Q-Cells oder SolarWorld gut erkennbar.

Das Wissen um tatsächlich erreichte Kostensenkungen von deutlich über 5 % pro Jahr führten bei der Neufassung des EEG 2009 dazu, dass gegen den Protest der Solarbranche eine Degression des Vergütungssatzes von 8 bis 10% festgelegt wurde – je nach Leistungsklasse und Standort der Anlage. Damit konnten die Betreiber von Solarstromanlagen weniger Gewinne abschöpfen.

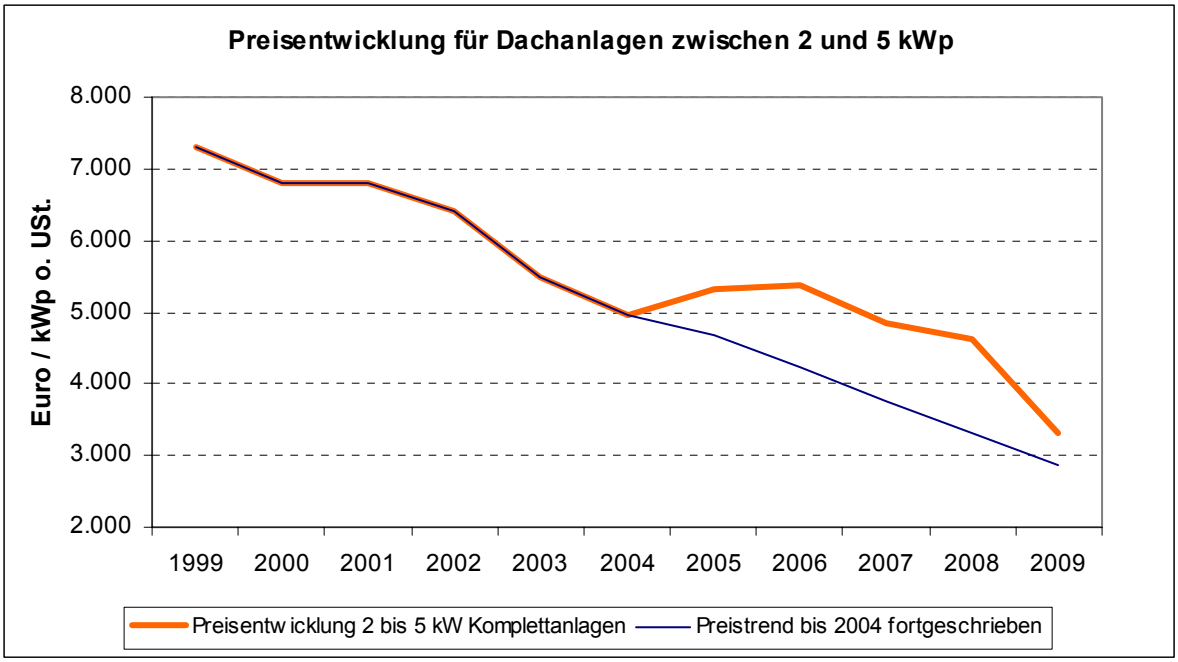


Abbildung 5-15: Preisentwicklung für schlüsselfertige Photovoltaik-Dachanlagen zwischen 2 und 5 kW [Oppermann 2004, 48; Photon (mehrere Ausgaben); IfnE-Berechnungen]

Im Jahr 2009 gab es erstmals nach längerer Zeit einen überdurchschnittlichen Preisverfall für Komplettanlagen, und zwar oberhalb der EEG-Degression. Ein wesentlicher Grund lag neben der im Jahr 2008 eingetretenen Finanz- und Weltwirtschaftskrise darin, dass der spanische Absatzmarkt durch Gesetzesänderungen weitgehend wegbrach und es durch Kapazitätserweiterungen es erstmals ein deutliches Überangebot auf dem Markt gab. Andererseits führte der Preisverfall die Anlagenpreisentwicklung wieder auf den langjährigen Trend zurück, wie er bis 2004 zu verzeichnen war (vgl. Abbildung 5-15). Im Umkehrschluss zeigt der Preisverlauf eine deutliche Überförderung ab dem Jahr 2004, wenn man unterstellt, dass die meisten Anlageninvestoren zumindest eine geringe Rendite erwarteten.

Allein 2008 hatte sich die gesamte weltweite Zellproduktion gegenüber dem Vorjahr erneut nahezu verdoppelt (vgl. Abbildung 5-16). Im Unternehmensranking konnte dabei das deutsche Unternehmen Q-Cells 2008 seinen Spitzenplatz beim Produktionsausstoß verteidigen, obwohl China bei der gesamten weltweiten Zellproduktion die Nummer 1 ist.

[554] Mit hoch-integrierten Unternehmen sind Unternehmen gemeint, die mehrere Fertigungsstufen integrieren (hohe Fertigungstiefe), um weniger Leistung zukaufen zu müssen.

Deutschland folgt mit einem Weltmarktanteil von rund 19 % an zweiter Stelle, anschließend Japan [Hirshman et al. 2009, 57].

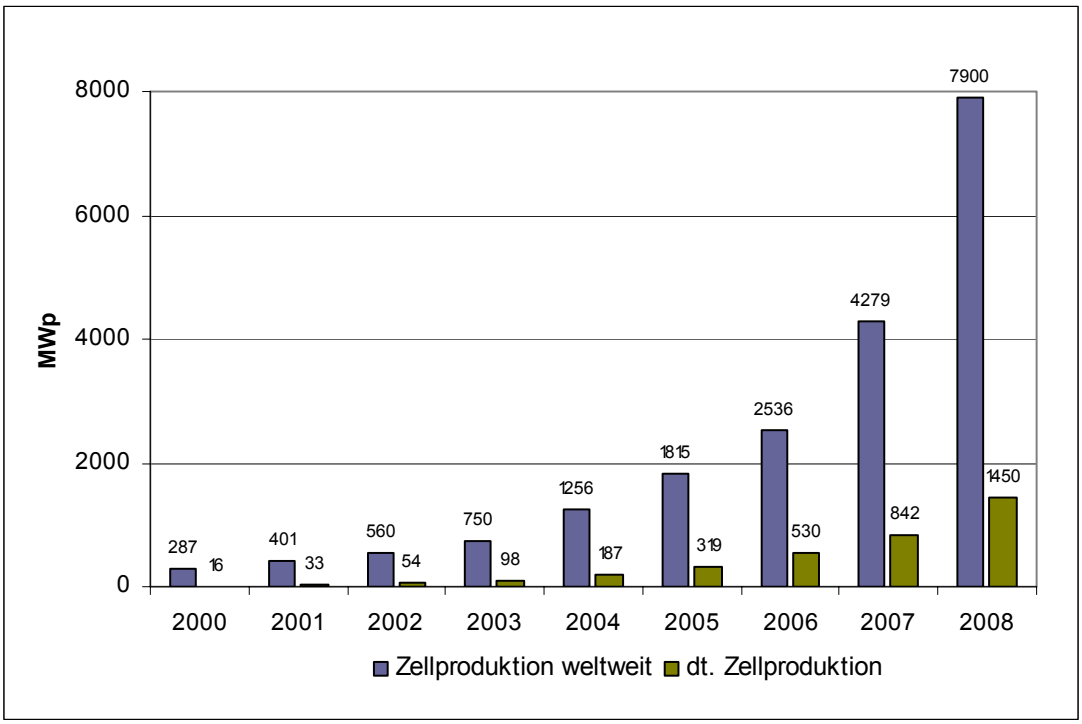


Abbildung 5-16: Entwicklung der weltweiten Zellproduktion 2000 bis 2008 [Photon 2009, 57; eigene Darstellung]

Zwar haben die deutschen Hersteller in der Zellproduktion in dieser Boom-Phase deutlich aufgeholt (vgl. Abbildung 5-16), dennoch hinkte die Produktion immer noch etwas hinter der deutschen Nachfrage von etwa 1.600 MW im Jahr 2008 her (vgl. Abbildung 5-17). Dies ist vor allem unter dem Gesichtspunkt der Technologieförderung und vor dem Hintergrund des Ziels einer inländischen Wertschöpfung im Bereich der erneuerbaren Energien relevant. Die Anlagen können im Inland produziert und müssen nicht im Ausland gekauft werden. Entsprechend kommt auch die EEG-Förderung dem Inland zugute. Weltweit kommen aber bereits sieben der zehn größten Zellenhersteller aus Asien, bei den Modulen sind es sogar acht von zehn Herstellern. Rund 65 % der Solarzellen stammen aus dem asiatischen Raum und werden überwiegend auf europäischen Märkten wie Deutschland und Spanien abgesetzt. Einen asiatischen Markt gibt es dagegen bisher kaum [Waldermann 2008].

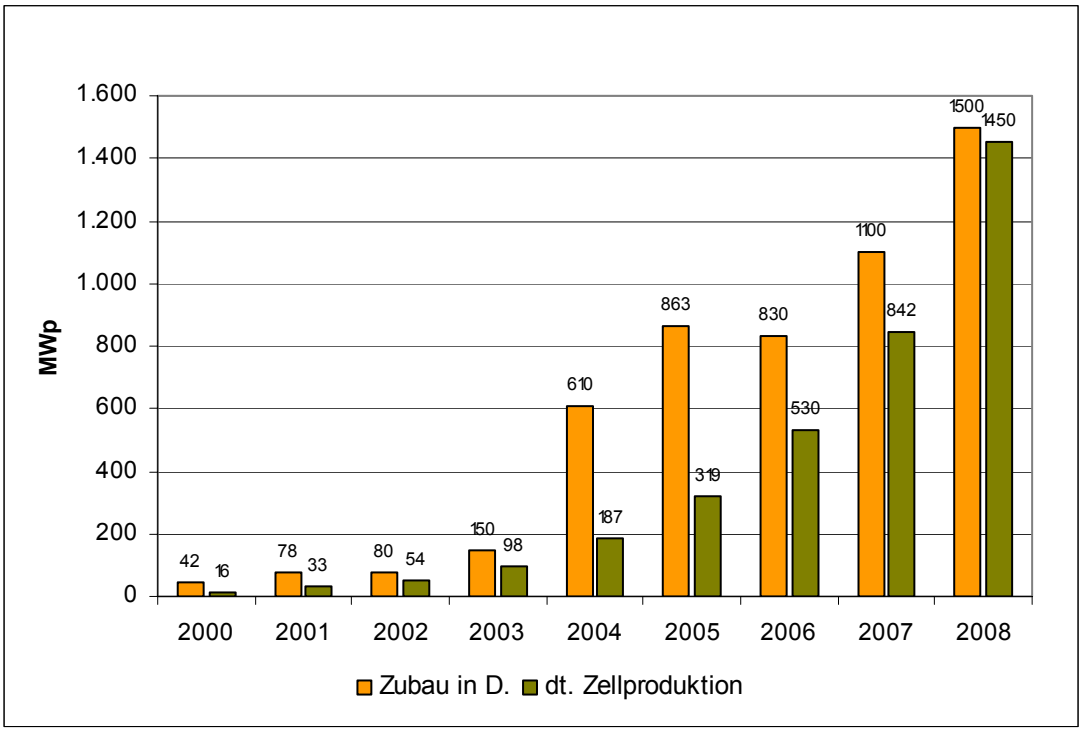


Abbildung 5-17: Anlagenzubau und Zellenproduktion in Deutschland im Vergleich [BSW 2009, BMU 2007, eigene Darstellung]

Entwicklungen in der Produktionstechnik

Bisher hatten die Photovoltaik-Anlagen Hersteller von der boomenden Chipindustrie profitiert, die ihnen „unreines“ Silizium zur Verfügung stellte, das bei der Verwertung von hochreinem Silizium entsteht. Durch den drastischen Anstieg der Photovoltaik-Anlagen-Produktion entstand jedoch eine größere Nachfrage nach unreinem Silizium, die nicht mehr erfüllt werden konnte. Hinzu kommt, dass die Chipindustrie das unreine Silizium zunehmend auch für die eigene Produktion wieder verwendet. Die Verwendung von hochreinem Silizium würde die Photovoltaik-Anlagen stark verteuern. Bereits seit 1996 war bekannt, dass bei einem weiteren Anstieg der Nachfrage nach unreinem Silizium dieser Rohstoff für die Herstellung von Solarzellen nicht ausreichen würde. Silizium-Engpässe sind im Entwicklungsverlauf der Photovoltaik mehrfach eingetreten, wenn kurzfristig die Nachfrage nach Modulen stieg und mit der Produktionsplanung der Siliziumhersteller nicht synchron verlief. Hintergrund für diese Ungleichgewichte waren die für die Akteure des Marktes nicht vorhersehbaren Veränderungen der (politisch-rechtlichen) Rahmenbedingungen.

Die Preise, zu denen die Photovoltaik-Industrie 2001 unreines Silizium einkaufte, bewegten sich zwischen 20 und 30 Dollar pro Kilogramm. Die Preise für hochreines Silizium lagen bei 40 bis 60 Dollar und damit signifikant darüber. Für das Jahr 2005 wurde ein Bedarf von ca. 5.850 Tonnen Silizium prognostiziert; ca. 2.300 Tonnen konnten durch die Abfälle aus der Chipproduktion gedeckt werden [Bernreuter 2001b, 10 ff.]. Die zeitweise aufgetretenen Kapazitätsengpässe beim Solarsilizium haben aber im Rückblick den Aufbau der Zellproduktionskapazitäten nicht prinzipiell behindert, denn die weltweite Zellproduktion (davon rund 90 % auf Siliziumbasis) hat sich seit 2003 bis zum Jahr 2008 auf rund 7.900 MW versechsfacht. Derzeit findet nicht nur in Deutschland, sondern weltweit eine rasante Ausweitung bei den Produktionskapazitäten statt. Auch in die Produktion von

Silizium wird gegenwärtig weltweit viel investiert[555], so dass sich das Silizium-Angebot für Photovoltaik-Module in den nächsten Jahren vervielfachen wird.

Produktionstechnisch ging die Entwicklung in dieser Boomphase deutlich in Richtung Vollautomatisierung der Fertigung. Hierfür wurden neue Fertigungsschritte entwickelt, wie z.B. das Plasma- und PVD-Verfahren (Beschichtung von Trägermaterial mit dünnen Schichtdicken Silizium < 0,05 mm) im Bereich der Dünnschichtfertigung oder man versuchte auf einzelne Prozessschritte zu verzichten. Der zunehmende Einsatz von Lasern und Robotern sowie die Beschleunigung des gesamten Herstellungsprozesses standen ganz oben auf der Innovationsliste in der Zellen- und Modulfertigung.

Der bestehende Technologiewettbewerb zwischen Dünnschicht-Technologien und der Silizium-Technologie war noch nicht entschieden, auch wenn es dem amerikanischen Unternehmen First Solar mit seiner Cadmiumtellurid-Dünnschichttechnologie im Jahr 2008 als erstem Unternehmen gelang, nach eigenen Angaben spezifische Produktionskosten unter 1.000 Euro pro kW zu erreichen.[556] Trotzdem ist es bisher nicht abschließend sicher, welches Material, welches technische Design und welches System für die diversen Anwendungen am effektivsten ist bzw. die geringsten Energiekosten verursacht [Luther 2008, mdl.].

Mehrere Unternehmen hatten mit dem Aufbau von Dünnschichttechnik-Fertigungslinien begonnen, die sukzessive ab 2007/2008 in Betrieb gingen. Hinzu kam, dass die weltweit eingesetzte Produktionstechnik zur Herstellung von Photovoltaik-Anlagenkomponenten zu rund 50 % von deutschen Maschinen- und Anlagenbauern stammte [BSW 2007]. Die wachsende Bedeutung der Zulieferer zeigte sich auch darin, dass erstmals 2007 auf der Halbleitermesse Semicon die Produktionstechnik für Photovoltaik einen eigenen Schwerpunkt bildete.

Aufgrund der sehr langen Leistungsgarantiezeiten von teilweise über 20 Jahren sind die Hersteller aber bei Innovationen im Bereich der Modultechnik vorsichtig. Neue Verfahren oder Materialien müssen erst beweisen, dass sie in der Lage sind, über einen so langen Garantiezeitraum (zumindest in Deutschland) zuverlässig zu sein. Andernfalls käme es zu einer Häufung von Garantieschäden, die einen Modulhersteller möglicherweise schnell in den Ruin treiben könnten.

Technische Innovationen

In dieser Phase wurden die Photovoltaik-Technik und ihre Anwendungen aus dem Entwicklungsstadium in die kommerzielle Produktion überführt. Die früher bestehende Produktunsicherheit wurde weitgehend abgebaut. Etliche neue Produkte wie Solardächer, Solarziegel, Indach-Technik, Anpassung an beliebige Dachformen, Solar-Fassaden, Solar-Schallschutzwände etc. verbreiterten die Anwendungsmöglichkeiten der Technologie.

---

[555] So wird bezogen auf 2005 bis 2015 eine Verzehnfachung der weltweiten Siliziumproduktion auf rund 400.000 Tonnen erwartet. Schon bis 2010 sollen mindestens 120.000 Tonnen erreicht sein. Damit ließen sich nach Abzug des Bedarfs der Halbleiterindustrie rund 13 GW PV-Module in 2010 herstellen [Siemer 2007, 75].

[556] Pressemeldung vom 24.02.2009 „First Solar Passes $1 Per Watt Industry Milestone". http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2009-02/13200068-first-solar-passes-dollar-1-per-watt-industry-milestone-004.htm (Abruf 09.08.2009).

Da bei der Nutzung von Solarenergie eine Flächenkonkurrenz zwischen der Strom- und der Wärmeerzeugung besteht, wurde seit über 10 Jahren daran gearbeitet, Hybridkollektoren zur Marktreife zu bringen. Bereits 1998 hatten die Unternehmen Solarwerk und Kruse einen Hybridkollektor vorgestellt, diesen aber nicht bis zur Marktreife entwickeln können. Auch die Solarhybrid AG und das Solarzentrum Allgäu arbeiten an der Herstellung von Hybridkollektoren, die sowohl Strom als auch Wärme liefern können. In der Praxis zeigt die Konzeption Schwierigkeiten. So ist die Effizienz der integrierten Strom- und Wärmeproduktion niedriger als bei getrennter Produktion. Zudem darf die Wasserkühlung der Solarzellen nicht unterbrochen werden, da sonst der Kollektor bis zu 150°C heiß wird, was die Solarzellen, die nur bis 80°C zugelassen sind, zerstört. Angesichts dieser technischen Herausforderungen bleibt es abzuwarten, ob diese Module dauerhaft funktionieren und preislich konkurrenzfähig sein werden [Berner 2008, 20 ff.].

Mit den so genannten konzentrierenden Solarzellen werden – unter Verwendung von konzentrierenden Fresnel-Linsen (wie sie auch bei Leuchttürmen eingesetzt werden) für das einfallende Sonnenlicht – bei Solarzellen Wirkungsgrade von über 40 % erreicht. Das ist mehr als das Doppelte, als bei normalen Solarzellen. Dieser Technologie werden große Potenziale zugeschrieben, vor allem bei PV-Kraftwerken. Ein erstes kleines Kraftwerk mit 100 kW wurde 2008 von dem Freiburger Unternehmen Concentrix Solar in Puertollano, Spanien errichtet und befindet sich in der Erprobung.

Auch in der Herstellung kristallinen Siliziums kündigten sich grundlegende Veränderungen an, denn es war mittlerweile gelungen, Solarzellen statt aus teurem, hochreinem Silizium auch aus dem deutlich preiswerteren metallurgisch gereinigten Silizium, dem so genannten umg-Silizium (upgraded metallurgical silicon) zu produzieren. Dieses lässt sich sehr viel kostengünstiger herstellen, weil die Investitionskosten in Anlagen für die umg-Silizium-Produktion nur etwa ein Zehntel betragen [Photon 2008, 35]. Um durch die im Material vorhandene Verunreinigung nicht zu niedrige Wirkungsgrade zu erreichen, wird der Zellenherstellungsprozess aufwändiger und muss genau an das jeweilige umg-Silizium angepasst werden.[557]

Auch bei der Herstellung hochreinen Siliziums sind radikale Kostensenkungen zu erwarten. So hat die SolarWorld AG 2008 in einem Joint-Venture mit der Evonik Industries AG in Rheinfelden (Joint Solar Silicon GmbH & Co) die industrielle Herstellung von Solarsilizium aus Monosilan gestartet. Dieses neue Verfahren soll 90 % weniger Energieverbrauch aufweisen als das bisherige Verfahren mit Trichlorsilan. Der Vorteil hierbei ist, dass die Zellenherstellung nicht komplexer wird und die Zellen höhere Wirkungsgrade als bei umg-Silizium erreichen.

Der Wirkungsgrad bei marktführenden Wechselrichtern lag nun bei bis zu 98 %. Die mittlere Betriebszeit zwischen Ausfällen stieg von 100.000 Stunden im Jahr 1990 auf 500.000

[557] Q-Cells will bei der Zellenherstellung in großem Umfang auf umg-Silizium setzen und hat dafür mit dem chinesischen Unternehmen LDKSolar einen langfristigen Liefervertrag bis 2018 über 20.000 t umg-Silizium abgeschlossen.

Stunden im Jahr 2009.[558] Während also Anlagen aus dem 100.000-Dächer-Programm in 20 Jahren Laufzeit im Durchschnitt zwei Wechselrichter benötigten, dürften Anlagen, die im Jahr 2009 montiert wurden, während ihrer 20-jährigen EEG-Vergütungszeit (entsprechend 175.200 Stunden) keinen Austausch des Wechselrichters mehr benötigen, sondern sogar mehr als 50 Jahre betriebsfähig sein. Auch das ist ein wesentlicher Beitrag zur Kostensenkung.

Unternehmensentwicklungen

In dieser Phase fanden zahlreiche Unternehmensumbildungen und strategische Unternehmensveränderungen statt (vgl. Abbildung 5-13) [Prognos et al. 2007b, 99 f.]. Das 1999 gestartete Unternehmen Q-Cells gründete eine Reihe von Tochterunternehmen, die sich ebenfalls im so genannten Solar Valley bei Bitterfeld ansiedelten. 2005 wurde das Unternehmen Calyxo gegründet, das 2007 die Herstellung von Cadmiumtellurid-Dünnschichtzellen (CdTd) aufnahm. 2006 wurde Sontor gegründet, das Dünnschichtzellen auf der Basis von micromorphem Silizium herstellt. 2007 startete die Testproduktion. Das Joint Venture mit der schwedischen Solibro A/B begann 2006 und hat 2008 die Produktion von Dünnschichtzellen auf der Basis von CIS aufgenommen. Q-Cells war 2007 vor Sharp mit 363 MW weltweit führend mit einer Zellproduktion von rund 390 MW. Würth Solar nahm Ende 2006 die erste Serienproduktion von CIS-Dünnschichtsolarzellen auf. Das amerikanische Unternehmen First Solar nahm 2007 am Standort Frankfurt/Oder die Produktion von CdTd-Dünnschichtzellen auf. Ebenfalls in Frankfurt/Oder nahm Conergy 2007 die Produktion von Silizium-Solarzellen auf. Das Unternehmen machte darüber hinaus Schlagzeilen, weil es 2007 als erstes Unternehmen der Branche wegen unternehmerischer Fehlentscheidungen, vor allem fehlender Verträge zur Belieferung mit Silizium und einer zu ambitionierten Expansionspolitik, massive Verluste einfuhr und 500 Mitarbeiter entlassen musste. Zum Ende des Jahres stellte das australische Unternehmen CSG Solar seine erst 2006 aufgenommene Produktion von Dünnschichtmodulen (amorphes Silizium) in Thalheim aufgrund von Preis- und Qualitätsproblemen wieder ein und entließ drei Viertel der Mitarbeiter.

Strategisch gesehen zeigte sich, dass diejenigen Solarunternehmen wirtschaftlich am besten da standen, die sich für eine integrierte Fertigung, d. h. Aktivitäten auf mehreren oder sogar allen Stufen entlang der Wertschöpfungskette entschieden hatten (Siliziumgewinnung, Wafer-, Zellen- und Modulherstellung). Sie verzeichneten die höchsten Gewinne. Unternehmen, die nur am Ende der Fertigungskette (Modulherstellung) tätig sind, waren bei knappen Rohstoffangeboten gezwungen, die Preise ihrer Vorlieferanten zu akzeptieren. Um dieses Risiko zu mindern, versuchten einige Unternehmen ihre Fertigungstiefe auszuweiten (so genannte Rückwärtsintegration). Dies ist eine grundsätzliche unternehmensstrategische Frage, denn in Märkten mit einem Überangebot haben hoch spezialisierte Hersteller wiederum Vorteile, wie die geringe Fertigungstiefe in etablierten Branchen zeigt.

Eine weitere verfolgte Strategie der Unternehmensabsicherung bestand in mehr Technologievielfalt: Die Abhängigkeit von kristallinem Silizium sollte reduziert werden, indem

[558] SMA Unternehmenspräsentation vom 06.05.2008

zusätzlich auf Dünnschichttechnologien gesetzt wurde. Q-Cells und Ersol waren Beispiele für Unternehmen, die diese Diversifizierungsstrategie verfolgen. Sie ist jedoch davon abhängig, ob sich in der Dünnschichttechnologie die erwarteten deutlichen Preissenkungen realisieren lassen. Zudem ist es innerhalb der verschiedenen Dünnschichttechnologiepfade noch nicht ersichtlich, welcher sich letztendlich durchsetzen wird. 2007 hatten Dünnschichtmodule noch einen Marktanteil von unter 10 %. Die größte Produktionskapazität mit 120 MW/a in Deutschland hatte 2007 das Unternehmen First Solar, das in Frankfurt/Oder Dünnschichtmodule auf der Basis von Cadmiumtellurid (CdTe) herstellt. Erst mit großem Abstand folgten die Produktionskapazitäten von anderen Unternehmen, wie Ersol in Erfurt (40 MW a-Si, a-Si/µ-Si) oder Johanna Solar in Brandenburg/Havel (30 MW CIGSSe) (vgl. Tabelle 5-9).

Tabelle 5-9: Dünnschicht-Produktionen in Deutschland 2007/2008

Unternehmen	Standort	Technologie[559]	Produktionskapazität (Megawatt)
Antec	Arnstadt	CdTe	20
Sontor	Thalheim	a-Si/µ-Si	Pilotlinie, weitere 60 MW geplant
Calyxo	Thalheim	CdTe	Pilotlinie 8 MW -> 25 MW weitere 60 im Bau
Ersol Thin Film	Erfurt	a-Si, a-Si/µ-Si	40
First Solar	Frankfurt/Oder	CdTe	120
Johanna Solar	Brandburg/Havel	CIGSSe	30
Odersun	Frankfurt/Oder	CIS	k.A.
SCHOTT Solar	Putzbrunn Jena	a-Si a-Si	k.A. 33
Solarion	Leipzig	CIGS	k.A
Sulfurcell	Berlin	CIS	10
Würth Solar	Schwäbisch Hall	CIS	14,8

Dass auch etablierte Industrieunternehmen zunehmend Interesse an dieser erfolgreichen und innovativen Branche finden, zeigte sich beispielsweise in den strategischen Einkäufen Solartechnikunternehmen durch bekannte Unternehmen aus anderen Bereichen, wie z. B. der Kauf von Ersol durch Bosch im Jahr 2008 oder auch im Jahr 2005 der Einstieg des – bislang vornehmlich im Umfeld der Automobilindustrie tätigen – Roboterherstellers Kuka in das Geschäftsfeld der Ausrüstung von Modulstraßen mit Robotern.

Entwicklung regionaler Schwerpunkte

Der Aufbau der deutschen Produktionskapazitäten hatte seinen klaren Schwerpunkt im Osten Deutschlands, ganz besonders bei den neuen Dünnschicht-Produktionsstandorten. Grund dafür waren insbesondere die Fördermittel, die den ostdeutschen Bundesländern über

[559] Cadmiumtellurid (CdTe), amorphes Silizium (a-Si), mikrokristallines Silizium (µ-Si), Kupfer-Indium-Diselenit (CIS), Kupfer-Indium-Gallium-Diselenit (CIGS), Kupfer-Indium-Gallium-Schwefel-Selenit (CIGSSe).

EU-Strukturfonds zugänglich sind [Aulich 2008, mdl.]. Schwerpunkte der Solarindustrie liegen in Erfurt und Umgebung (Thüringen), Bitterfeld (Sachsen-Anhalt) (vgl. Kap. 5.3.6.7), Frankfurt/Oder (Brandenburg) und Berlin.

In Berlin entsteht derzeit ein Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik (PVcomB). Ziel ist es, den Innovations- und Technologiestandort in Ostdeutschland zu stärken, die Ausbildungsbedingungen zu verbessern und die Kosten für die Solarstromerzeugung zu senken. Daran beteiligt sind die Helmholtzgemeinschaft (Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie, HZB), die Technische Universität Berlin sowie führende Unternehmen aus dem Bereich der Dünnschichtsolarmodulherstellung. PVcomB qualifizierte sich im BMBF-Programm „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Ländern“ zur High-Tech-Forschung in Ostdeutschland. Das Programm ist Teil der Hightech-Strategie der Bundesregierung und fördert die Kooperation von Wissenschaft und Wirtschaft. Das Kompetenzzentrum soll die Infrastruktur für mindestens zwei Referenzlinien für Dünnschichttechnologien (Si und CIGSe Solarmodule) enthalten. Angestrebt wird eine Wirkungsgradsteigerung auf 12 bzw. 15% durch Verbesserungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Grundlagenforschung bis zur industriellen Anwendung. Im Rahmen des Technologietransfers wird Wert gelegt auf eine praxisnahe Ausbildung, das Aufgreifen markttauglicher Konzepte und die Weiterentwicklung industrieller Prozesse. Es wird angestrebt, Partnerinstitute und Forschergruppen aus Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Brandenburg in die Arbeit des Kompetenzzentrums einzubeziehen.

Bezüge der Photovoltaik zur Entwicklung solarthermischer Kraftwerke

In Deutschland ist bei der solaren Stromerzeugung ausschließlich die Nutzung der Photovoltaik relevant. International ist aber seit etwa 2006 auch im Bereich solarthermischer Kraftwerke eine Dynamisierung der Entwicklung zu beobachten, obwohl man hier mit Ausnahme der Parabolrinnen-Kraftwerke[560] noch nicht von einem wirklichen Markt sprechen kann. Die im globalen Vergleich intensive Forschungsförderung in Deutschland für dieses Technologiegebiet hat aber dazu geführt, dass deutsche Forschungsinstitute und Unternehmen bei dem Bau von Parabolrinnen-Kraftwerken technologisch zur Weltspitze zählen. Die deutsche Forschungsförderung hat wesentlich dazu beigetragen, die Kollektor-, Absorber- und Speicherkomponenten auf das heutige technische Niveau zu bringen. Bisher sind aber erst eine Handvoll Unternehmen in dieses Geschäftsfeld eingestiegen.

Als Projektentwickler für Solarkraftwerke hat die Firma Solar Millennium AG einen großen Marktanteil [vgl. Pecka 2008, 22]. Das Unternehmen errichtete in Spanien drei solarthermische Kraftwerke (Andasol I mit einer Leistung von 50 MW, seit 2008 am Netz und Andasol II geplant 2009 am Netz). Der Bau eines dritten Kraftwerks (Andasol III) wurde begonnen. Daneben befinden sich in Spanien drei weitere Kraftwerke mit je 50 MW im Bau, die 2009 in Betrieb gehen sollen. In Ägypten, Algerien und Marokko entsteht jeweils ein Kraftwerk mit einer Leistung von 20 MW, diese Kraftwerke sollen 2010 in Betrieb gehen [BMU 2009a,

[560] Vgl. Technikglossar.

58].[561] Weitere Megaprojekte im Norden Afrikas sind geplant, sie sind jedoch aufgrund potenzieller Umsetzungsschwierigkeiten umstrittenen [Scheer 2009; vgl. 5.3.6.10].

Die Tochterunternehmen der Solar Millennium AG, die Centrosolar Glas GmbH und die Flagsol GmbH, liefern einen großen Teil der Anlagenkomponenten und stellen als derzeit weltweit noch einzige Unternehmen die für die Parabolrinnen-Technik benötigten Spiegel her. Die Firma SCHOTT Rohrglas GmbH war schon bei der Errichtung der solarthermischen Kraftwerke in den USA zwischen 1985 und 1991 beteiligt und stellt seit 2006 Receiver-Hüllrohre für Parabolrinnen-Kraftwerke in Serienfertigung her. SCHOTT ist neben der israelischen Firma Solel weltweit der einzige Anbieter für diese Receiver. Adaptierte konventionelle Kraftwerkstechnik für Dampfkraftprozesse liefert u. a. die Siemens AG [Prognos AG 2007c, 885 ff.]. Mit dem Gemeinschaftsunternehmen MAN Solar Millennium GmbH ist ein Komplettanbieter für die Planung und Errichtung von solarthermischen Kraftwerken entstanden, der sich als führender Anbieter positionieren will [vgl. Pecka 2008, 22].

Siemens Energy ist bei dem italienischen Anbieter von Receivern für Solarkraftwerke Archimede Solar Energy eingestiegen und will damit seine Absicht stärken, auch ein führender Anbieter von Lösungen für solarthermische Kraftwerke zu werden. Siemens Energy erwartet bis 2015 jährlich zweistellige Zuwachsraten in diesem Bereich und ein Gesamtvolumen von 10 Mrd. Euro. ASE ist bisher der weltweit einzige Hersteller von Receivern mit geschmolzenem Salz als Wärmeleitmedium.

Auch in Deutschland wurde ein Solarkraftwerk errichtet – das Solarturmkraftwerk[562] in Jülich ging als Forschungsprojekt Ende 2008 ans Netz. Auf den 49 m hohen Turm wird Sonnenlicht von einer 20.000 m² großen Spiegelfläche konzentriert. Dabei entstehen in einem porösen, keramischen Material Temperaturen bis zu 700°C. Über einen Dampfkraftprozess wird eine Turbine mit einer Leistung von 1,5 MW betrieben [BINE 2008, 3].

Branchenumsatz und Arbeitsplätze

Die Branche beschäftigte im Jahr 2008 nach eigenen Angaben rund 48.000 Menschen [BSW 2009], eine Untersuchung für das Bundesumweltministerium bezifferte die Zahl der Beschäftigten sogar auf 57.000 [O'Sullivan et al. 2009, 6]. Der Umsatz betrug nach Verbandsangaben rund 7 Mrd. Euro, nach der genannten Studie soll allein der Umsatz in Deutschland ansässiger Unternehmen 5,2 Mrd. Euro betragen haben [ebda., 5]. Seit 2004 hat sich die Zahl der Beschäftigten damit etwa verdreifacht und der Umsatz fast verfünffacht.

5.3.6.8 Akteure der Konstellation

Zu den wichtigsten Akteuren dieser Phase gehörte das Bundesumweltministerium. Es war, gemeinsam mit den Abgeordneten des Bundestages, maßgeblicher Gestalter des Vorschalt-

[561] Die Stromgestehungskosten der spanischen Kraftwerke liegen zwischen 20 und 25 Cent/kWh. Angestrebt werden 15 bis 18 Cent/kWh. Die Einspeisevergütung in Spanien beträgt 27 Cent/kWh. In Zukunft sollen mit neuen Anlagengenerationen in Kalifornien oder Ägypten sogar Stromgestehungskosten von 8 bis 9 Cent/kWh erreichbar sein [Pecka 2008, 22].

[562] Vgl. Technikglossar

gesetzes zum EEG und der EEG-Novelle von 2006 (vgl. Kapitel 5.3.6.3). Dem Bundesumweltministerium ist es mit der Initiierung des Vorschaltgesetzes gelungen, den befürchteten "Fadenriss" der Photovoltaik-Entwicklung zu vermeiden. Darüber hinaus trieben die Interessenverbände der Branche, die Forschungseinrichtungen sowie die Herstellerunternehmen die Fortschritte und Diffusion der Photovoltaik-Technologie an und trugen so zum Entwicklungsboom bei (vgl. Kapitel 5.3.6.7).

In der Photovoltaik setzte bereits Ende der 1990er Jahre die Professionalisierung mit der Entwicklung kommerzieller Betreibermodelle für Großanlagen ein. In dieser Phase geht ein großer Teil des Zuwachses an Photovoltaik-Anlagen auf die stark gestiegenen Investitionen von kommerziellen Investoren, wie zum Beispiel Landwirten, zurück. Ein Engagement von Landwirten in der Photovoltaik wurde von einigen Bundesländern gezielt gefördert. So stellte das Land Niedersachsen ab 2004 Landwirten eine Zuschussförderung für Photovoltaikanlagen im Rahmen des Agrarinvestitionsförderprogramms (AFP) zur Verfügung.[563] Für Anlagen auf großen Dachflächen landwirtschaftlicher Gebäude soll die Förderung den hohen Anfangsinvestitionsbedarf abmildern.

Mittlerweile ist ein Nebeneinander einer Vielzahl privater Einzelbetreiber (vor allem Eigenheimbesitzer), einer wachsenden Anzahl zivilgesellschaftlicher Akteure (z. B. Betreiber von Bürgersolaranlagen, ehrenamtlich arbeitende Solarinitiativen) sowie expandierender professioneller Betreiber solarer Großkraftwerke anzutreffen. Das Modell der Bürgersolaranlage findet weiterhin zahlreiche Nachahmer und erweitert so den Nutzer- und Investorenkreis. Ehrenamtliches Engagement spielt nicht nur für den Betrieb der Anlagen, sondern auch für die Kumulation und Weitergabe von Know-how bzgl. der Finanzierung, der Genehmigungsvoraussetzungen und der Errichtung von Photovoltaikanlagen eine wichtige Rolle. Charakteristisch ist für den Photovoltaik-Bereich, dass zivilgesellschaftlich vernetzte Diffusionswege der frühen Entwicklungsphasen erhalten bleiben und nach wie vor relevant sind [Mautz & Byzio 2005, 61 f.].

5.3.6.9 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Zentrale treibende Kraft des Entwicklungsbooms seit 2004 ist die novellierte Fassung des EEG. Damit konnte sich die Ausweitung des Photovoltaik-Marktes in Deutschland faktisch ohne Unterbrechung fortsetzen. Im Jahr 2004 war die installierte Jahresleistung in Deutschland erstmals größer als in Japan. Der Boom stellte jedoch die deutschen Photovoltaik-Hersteller vor die Herausforderung, sowohl in der Materialherstellung als auch in der Modulfertigung mit der Nachfrage Schritt zu halten. Bremsend wirkte sich die Materialknappheit des Ausgangsmaterials Silizium aus, die Kapazitäten wurden zwar stetig ausgeweitet, befanden sich aber noch im Rückstand gegenüber der Nachfrage. Die Kooperation zwischen Forschung und Industrie wurde stetig enger. Nicht beabsichtigte Folge der Dynamisierung des Marktes war der Preisanstieg für die Module. Es wurde eine Erhöhung der Degression im EEG auf 8 bis 10 % beschlossen, die 2009 in Kraft trat. Gegner dieser politischen Maßnahme argumentierten, dass damit eine große Anzahl der inzwischen entstandenen

[563] Zuständig für die Bearbeitung waren die Landwirtschaftskammern.

Arbeitsplätze in Gefahr seien. Insbesondere Betriebe des Installationsgewerbes befürchten als Folge der erhöhten Degression einen Einbruch des heimischen Solarmarktes und eine Gefährdung der ca. 20.000 Arbeitsplätze in diesem Segment, wenn die notwendige Rendite von den Betrieben nicht mehr erwirtschaftet werden kann.[564] Im Hinblick auf die zunehmende Nutzung von Freiflächen für die Aufstellung von großflächigen Photovoltaik-Anlagen sollen vor allem naturschutzfachlich begründete Regulierungen einen Akzeptanzverlust der grundsätzlich in der Bevölkerung breit befürworteten Technologie verhindern.

5.3.6.10 Ausblick

In einer Studie für das Bundesumweltministerium [Nitsch 2008] wird allein für Deutschland bis zum Jahr 2020 ein Zubau in der Anlagenleistung von rund 11 MW erwartet. Diese Schätzung hält der Bundesverband Erneuerbare Energie für zu vorsichtig. Der Verband erwartet bis zum Jahr 2020 sogar einen Zubau von 35 MW [BEE 2009]. Einer Fortsetzung des hier seit 2004 konstatierten Entwicklungsbooms scheint also nichts im Wiege zu stehen – oder doch?

Sind in der Innovationsbiographie der Photovoltaik Effekte zu erwarten, die sich oft bei der Diffusion einer neuen Technologie einstellen – zunehmende Probleme bei der Integration in das etablierte System, abnehmende Wachstumsraten nach dem ersten Boom und Marktbereinigung sowie zunehmende Akzeptanzprobleme in der Öffentlichkeit, weil die Technologie mit unerwünschten Nebenwirkungen verbunden ist?

Angesichts des gegenwärtigen und des künftig erwarteten dynamischen Wachstums der installierten Leistung gelangt die Frage der Integration in die vorhandenen Stromnetze auf die politische Tagesordnung. Insbesondere für große Freiflächenanlagen, die in Deutschland eher vereinzelt, in größerem Umfang jedoch vor allem in Spanien entstanden sind, wird die Forderung nach einem Netzintegrationskonzept laut. Aber auch für die steigende Anzahl dezentraler Anlagen ändern sich die Stromnetzbedingungen. Die Photovoltaik wird somit in zunehmendem Maße Kraftwerkseigenschaften entwickeln und das Netz mit Zusatzleistungen stützen müssen. Die Branche steht nun – ähnlich wie die Windenergie nach der ersten Boomphase – vor der neuen Aufgabe, mit Hilfe geeigneter Wechselrichter zukünftig auch Netzdienstleistungen erbringen zu können [Heup 2009a, 58 ff.].

Offen ist bislang, ob die PV-Branche – analog zur Windbranche – nach dem ersten Boom mit einer einschneidenden kritischen Phase und starkem Nachfragerückgang rechnen muss. Mittelfristig wird mit dem aktuellen Preisverfall der Module und vor allem der vom EEG vorgegebenen Degression des Vergütungssatzes auch der eingespeiste Solarstrom preiswerter. Rechnerisch wird Solarstrom in Deutschland bereits Mitte des nächsten Jahrzehnts die so genannte Netzparität, d. h. zunächst die Preisgleichheit mit Haushaltsstrom erreichen und somit auf einem Teilmarkt wettbewerbsfähig werden. In Ländern mit höheren Einstrahlungsraten kann dies noch früher der Fall sein.

---

[564] Der Anteil handwerklicher Leistungen an den Kosten einer Solarstromanlage beträgt nach Angaben des Zentralverbands des deutschen Elektrohandwerks zwischen 25 und 30 % (Pressemitteilung vom 05.03.2008).

Aber die Erfolge haben auch Schattenseiten. Der Preisverfall stand auch in Zusammenhang mit der Finanzkrise, die global zeitweise zu einem Rückgang der Nachfrage führte. Viele Großkunden können aufgrund von schwierigen Projektfinanzierungen die geplanten Modulmengen nicht abnehmen. Die Hersteller kämpfen daher mit Überkapazitäten und hohen Lagerbeständen, bei sinkenden Erlösen durch den Preisverfall. Einzelnen Unternehmen haben Nachfrageflaute, fallende Preise und die starke Konkurrenz bereits das Genick gebrochen und sie mussten Insolvenz anmelden. Während sich die aktuellen Entwicklungen für Verbraucher voraussichtlich auszahlen werden, droht den bislang an solide Gewinne gewöhnten deutschen Herstellern aufgrund sinkender Subventionen, einer sinkenden Nachfrage und des enormen weltweiten Produktionsausbaus ein Verlust von Marktanteilen und es findet eine erste Marktbereinigung statt. Unternehmen mit ungünstiger Kostenstruktur werden diese Phase nicht durchstehen und stellen damit Übernahmekandidaten dar. Nicht zuletzt aufgrund der engen Verflechtungen der Herstellerindustrie mit den Forschungseinrichtungen können sich diese Entwicklungen auf den künftigen Innovationsverlauf hemmend auswirken.

Für die nationalen Ausbauziele deutet sich darüber hinaus ein weiterer Engpass an: Projektierer sehen derzeit und für die Zukunft keinen Mangel an Investoren, beklagen aber zunehmend eine Knappheit an geeigneten Dächern und Freiflächen [vgl. z. B. Bettzieche & Heup 2009, 61]. Viele Dächer haben zwar eine für die Photovoltaik geeignete Ausrichtung, Neigung und Größe, aber keine taugliche Statik oder Bausubstanz. Zudem werden immer höhere Pachten für attraktive Flächen und geeignete Dächer (je größer desto attraktiver) verlangt.

Mit steigernder Ausbreitung der Technologie wird sie auch zunehmend sichtbar. Im Hinblick auf die Akzeptanz in der Öffentlichkeit genießt die Photovoltaik bislang hohe Sympathiewerte. Wenn die Ausbauziele der Photovoltaik mit überwiegend dezentralen Anlagen erreicht werden sollen und wenn es nicht zu Protesten von in ihrem ästhetischen Empfinden gestörten Anwohnern und Besuchern kommen soll, sind künftig vielseitige Lösungen für die optisch abgestimmte Integration von PV-Anlagen in Dächer und Fassaden gefragt [Heup 2009b, 46 ff.]. Als Massenprodukt könnte sonst auch die Photovoltaik Akzeptanzschwierigkeiten bekommen. Künftig wird es darum gehen, dass sich nicht die Gebäude der Technologie unterordnen, sondern integrale Konzepte gefunden werden.

Gegenwärtig macht die Nutzung der Sonnenenergie in solarthermischen Kraftwerken Schlagzeilen. Das Megaprojekt DESERTC wirbt mit einem kleinen Rechteck in der Sahara, dessen Fläche für die komplette globale Stromversorgung ausreichen würde. Hier sollen solarthermische Kraftwerke errichtet werden, deren Strom dann mit verlustarmer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ[565]) in die europäischen Verbrauchszentren transportiert werden soll. Diese Technologie ist durch eine vergleichsweise hohe Forschungsförderung in Deutschland führend entwickelt worden. Das Segment der solarthermischen Kraftwerke wird künftig an Bedeutung zunehmen. Zu der bereits weltweit installierten Leistung von derzeit 604 MW kommen rund 760 MW, die bereits in Bau sind und

[565] Vgl. Technikglossar

rund 5.800 MW, die sich in Planung befinden [Pecka 2009, 1]. Ob die Megaprojekte in Europas Süden oder die aufgrund hoher Kosten und potenzieller Umsetzungsschwierigkeiten umstrittenen Projekte in Afrikas Wüsten [Scheer 2009] die Zukunft der Stromerzeugung aus Solarenergie dominieren werden, ist jedoch noch offen, aber weniger aufgrund technischer Probleme: Groß sind die vor allem die politischen und administrativen und Hürden in den anvisierten Staaten Nordafrikas.

Bis der erste Strom aus diesen Regionen nach Deutschland fließen kann, wird es noch mindestens 10 Jahre dauern. In dieser Zeit wird die Kostendegression bei der Photovoltaik weiter voranschreiten und in Bereiche vordringen, die bisher Solarthermiestrom vorbehalten waren. Preislich sind zwei konkurrierende Stromerzeugungspfade aus Sonnenenergie absehbar, wobei solarthermische Kraftwerke produktionsseitig Vorteile durch Wärmespeicherung und verzögerte Umwandlung in Strom abends und nachts aufweisen.

5.4 Quellen

Literatur

ARGE Monitoring PV-Anlagen (2005a): Photovoltaik-Freiflächenanlagen - Aktuelle Erfahrungen und Konfliktlinien. Workshop-Dokumentation. Hannover.

ARGE Monitoring PV-Anlagen (2005b): Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application /pdf/doku_fachgespraech.pdf (Abruf 25.08.2009).

ARGE Monitoring PV-Anlagen (2006a): Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. 2. Zwischenbericht.

ARGE Monitoring PV-Anlagen [Hrsg.] (2006b): Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Wirtschaftlichkeit und Planungspraxis. Workshop-Dokumentation.

ARGE Monitoring PV-Anlagen (2007): Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. Hannover, Stuttgart, Leipzig, Würzburg. http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/pv_bericht_end.pdf (Abruf 14.07.2009)

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009): Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin.

Berner, J. (2008): Hybridkollektor: Mehr als die Summe seiner Teile. In: Solarthemen, Nr. 286, S. 20-23.

Bernreuter, J. (2001a): Strom von der grünen Wiese. In: Photon, Nr. 2, S. 28-32.

Bernreuter, J. (2001b): Der Zeitdruck ist enorm. In: Photon, Nr. 6, S. 10-20.

Bettzieche, J. & Heup, J. (2009): The show must go on. In: neue energie, Nr. 7, S. 58-61.

BINE (BINE Informationsdienst) (2003): FIZ Karlsruhe: Performance von Photovoltaik-Anlagen. In: BINE Projektinfo, Nr. 3.

BINE (BINE Informationsdienst) (2008): FIZ Karlsruhe: Solarthermische Kraftwerke werden Praxis. In: BINE Projektinfo, Nr. 7.

BMU & UBA (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit & Umweltbundesamt) [Hrsg.] (1999): Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, Studie im Auftrag des BMU und des Umweltbundesamtes, UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340, Erarbeitet von der Arbeitsgemeinschaft DLR, WI, ZSW, IWR, Forum; Projektleiter: Joachim Nitsch, Manfred Fischedick; Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal; Stand 31.10.1999.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007): Marktanreizprogramm zur Förderung von erneuerbaren Energien. Neue Förderrichtlinien verabschiedet. o.O.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2008a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update, Stand Dezember 2008.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008b): Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009. Stand 18.06.2008. Berlin, S. 12. http://www.bmu.de/gesetze/doc/41897.php (08.09.2008).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2009a): Jahresbericht 2008 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Bonn.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2009b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update ausgewählter Daten, Stand Dezember 2009.

BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) [Hrsg.] (2007): Statistische Zahlen der deutschen Solarwirtschaft. Stand März 2007. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/faktenblatt_pv.pdf (Abruf 09.03.2009).

BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) [Hrsg.] (2009): Statistische Zahlen der deutschen Solarwirtschaft. Stand Mai 2009. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/BSW_faktenblatt_pv_0309.pdf (Abruf 28.04.2009).

Byzio et al. (Byzio, A.; Heine, H.; Mautz, R.; unter Mitarbeit von Rosenbaum, W.) (2002): Zwischen Solidarhandeln und Marktorientierung. Ökologische Innovation in selbst-organisierten Projekten – autofreies Wohnen, Car Sharing und Windenergienutzung. SOFI Soziologisches Forschungsinstitut an der Georg-August-Universität Göttingen.

Dietsch, T. (1996): Das Solar-Wasserstoff-Projekt in Neunburg vorm Wald. Monokristalline 135 kWp-PV-Anlage liefert seit über 6 Jahren sehr gute Ergebnisse. In: Tagungsband des elften Symposiums Photovoltaische Solarenergie, März 1996.

Dilger, U. (1997): Solarvereine in Form. In: Photon, Nr. 2, S. 16-21.

Drücke et al. (Drücke, O.; Nurr, M.; Freitag, M.; Stryi-Hipp, G. (2004): Kurzstudie Solarinitiativen in Deutschland. Bundesverband Solarindustrie (BSi) e.V. [Hrsg.]. http://www.b2brenenergy.com/downloads/Kurzstudie%20Solarinitiative%20in%20Deutschland.pdf (Abruf 07.04.2008).

Fischedick, M. & Hennicke, P. (1996): Auf dem Weg zu einem dauerhaften Energiesystem. In: Beste, D. & Kälke, M. [Hrsg.]: Erneuerbare Energien - Warum wir sie dringend brauchen, aber kaum nutzen. Düsseldorf, S. 7-22.

Fell, H.-J. (2008): Vorwort. In: Mußler, P.: Standortfaktoren für den Ausbau der Photovoltaik in Bayern. Eine Analyse der politischen Steuerungsinstrumente im Mehrebenensystem. S. 1-6.

Frondel et al. (Frondel, M.; Ritter, N.; Schmidt, C.) (2008): Photovoltaik: Wo viel Licht ist, ist auch viel Schatten. In: List-Forum, Band 34, Nr. 1, S. 28-44.

Gees, M. (2002): Ökonomische Rahmenbedingungen für solare Kraftwerke. In: Forschungs-Verbund Sonnenenergie (FVS) Themen 2002. S. 71-74.

Grober, U. (2004): Solange die Sonne scheint. In: Die Zeit Nr. 23 vom 27.05.2004. http://www.zeit.de/2004/23/ZL-Solarenergie (Abruf 17.06.2008).

Gutermuth, P.-G. (1997): Verbesserte Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien. In: Brauch, H. G. (Hrsg.): Energiepolitik. Berlin, Heidelberg, S. 273-292.

Heup, J. (2009a): Solarstrom im Knäuel der Netzrichtlinien. In: neue energie, Nr. 3, S. 58-62.

Heup, J. (2009b): Solar im Bau. In: neue energie, Nr. 7, S. 44-56.

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik im Mehrebenensystem: Eine Multi-Level Policy Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. Wiesbaden.

Hirshman et al. (Hirshman, W.; Faidas, M.; Finis, A.) (2009): Verhaltenes Lächeln auf langen Gesichtern. In: Photon Nr. 4, S. 55-71.

IEA (International Energy Agency) (1999): Annual Report 1999, Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. o. O.

Iken, J. (2005): Der lange Weg an die Weltspitze. In: Sonne, Wind und Wärme, Nr. 6. http://www.solarenergie.com/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=100 (Abruf: 21.08.2009).

Jacobsson et al. (Jacobsson, S.; Andersson, B.; Bångens, L.) (2002): Transforming the Energy System – the Evolution of the German Technological System for Solar Cells. SPRU (Science and Technology Policy Research), Electronic Working Paper Series. Nr. 84, May 2002, Brighton. http://www.sussex.ac.uk/Units/spru/publications/imprint/sewps/sewp84/sewp84.pdf (Abruf 30.06.2009).

Janzing, B. (1999): Das war 1998. In: Photon, Nr. 1, S. 27.

Juwi Holding AG (2008): Deutschlands größte Solarkraftwerke komplett am Netz. Pressemitteilung vom 19.12.2008. Brandis/ Köthen. http://www.iwrpressedienst.de/Textausgabe.php?id=2990 (Abruf 14.03.2009).

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1988): Arbeitsdokument der Kommission: Der Binnenmarkt für Energie. KOM (88) 238 endg., vom 02.05.1988.

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2005): Mitteilung der Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. KOM (2005) 627 endg., SEK(2005) 1571 vom 07.12.2005.

Krampitz, I. (2001): Härtetest für Solarstromanlagen. In: Photon, Nr. 11, S. 36.

Kreutzmann, A. (1997a): Solarenergie hat Zukunft – Minister Rüttgers nicht. Editorial. Photon, Nr. 6, S. 3.

Kreutzmann, A. (1998a): Schluss, aus, basta. Photon, Nr. 1, S. 30-33.

Kreutzmann, A. (1998b): Willkommen im Club. Heute Bio-Tomaten, morgen Natur-Strom? Photon, Nr. 3, S. 34-37.

Kreutzmann, A. (1999): 100.000 Regeln. Die Konditionen für das 100.000-Dächer-Programm stehen jetzt fest. Photon, Nr. 2, S. 27-29.

Kreutzmann, A. (2000a): Ein Jahr 100.000-Dächer-Programm. Das erste Etappenziel wurde weit verfehlt. In: Photon, Nr. 1, S. 32.

Kreutzmann, A. (2000b): 100.000-Dächer-Programm – ein Trümmerhaufen? In: Photon, Nr. 3, S. 20-22.

Kreutzmann, A. (2000c): Viel Stopp und wenig Go. In: Photon, Nr. 4, S. 20-23.

Kreutzmann, A. (2000d): Überholspur für Eilige. In: Photon, Nr. 6, S. 10-12.

Kreutzmann, A. (2001a): „Die machen daraus Papierflieger“. Das 100.000-Dächer-Programm kommt nicht zur Ruhe. In: Photon, Nr. 2, S. 8-10.

Kreutzmann, A. (2001b): Müller macht miese Stimmung. In: Photon, Nr. 3, S. 3.

Kreutzmann, A. (2002): Förderung für ein Gigawatt. Und er fällt doch: Im Erneuerbare-Energien-Gesetz wird der 350-MW-Deckel durch 1.000 Megawatt ersetzt. In: Photon, Nr. 7, S. 8-9.

Kurokawa, K.; Ikki, O. (2001): The Japanese experiences with national PV system programmes. In: Solar Energy, Jg. 70, Nr. 6/2001, S. 457-466.

Langniß, O. & Ziesing, H.-J. (2005): 30 Jahre Politik zur Förderung erneuerbarer Energien. In: Jannsen, S. [Hrsg.]: Auf dem Weg in die solare Zukunft. 30 Jahre DGS. München, S. 209-221.

Lundszien, D. (1997): Die Geschichte der Photovoltaik. In: Photon, Nr. 7-8, S. 36-39.

Matthes, F. C. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland. Berlin.

Mautz, R & Byzio, A. (2005): Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Photovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie. DFG-Projekt RO 465/8-1, Zwischenbericht, unveröffentlichtes Manuskript.

Mußler, P. (2008): Standortfaktoren für den Ausbau der Photovoltaik in Bayern. Eine Analyse der politischen Steuerungsinstrumente im Mehrebenensystem. Stuttgart.

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Zusammenfassung. Im Auftrag des BMU. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2008_zusf.pdf (Abruf 15.07.2009).

Nölting, B. (2009): Neue Technologien und reales Wachstum. Wie die Firma Q-Cells mit regionalen Verbündeten ein »Solar-Cluster« in Mitteldeutschland schuf. In: Links, C. & Volke, K. [Hrsg.]: Zukunft erfinden. Kreative Projekte in Ostdeutschland. Berlin (im Erscheinen).

Oppermann, K. (2004): Das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm – Eine Schlussbilanz. Frankfurt/M.: Kreditanstalt für Wiederaufbau [Hrsg.].

O'Sullivan et al. (O'Sullivan, M.; Edler, D.; Ottmüller, M.; Lehr, U.) (2009): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bruttobeschaeftigung_08_bf.pdf (Abruf 28.04.2009).

Pecka, M. (2008): Zuversicht bei Solar Millennium. In: Energie & Management, Nr. 1, S. 22.

Pecka, M. (2009): Nur eine faszinierende Vision. In: Energie & Management, Nr. 15-16, S. 1.

Perlin, J. (2002): From Space to Earth - The Story of Solar Electricity. Cambridge, Massachusetts.

Photon (2008): Da wird es noch Zähneklappern geben. Interview mit Eicke Weber. Photon, Nr. 6, S. 34-35.

Photon (2009): Verhaltenes Lächeln auf langen Gesichtern. Die weltweite Zellproduktion hat sich 2008 auf 7,9 Gigawatt nahezu verdoppelt, doch die Zukunft ist ungewiss. Photon, Nr. 4, S. 54-57.

Prognos AG et al. (2007a): (Prognos AG; Fraunhofer ISE; IE Institut für Energetik und Umwelt; IWR Internat. Wirtschaftsforum Reg. Energien; WindGuard) [Hrsg.]: Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Teil A-D. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eval_4energieforsch_ee.pdf (Abruf 07.04.2008).

Prognos AG et al. (2007b): (Prognos AG; Fraunhofer ISE; IE Institut für Energetik und Umwelt; IWR Internat. Wirtschaftsforum Reg. Energien; WindGuard) [Hrsg.]: Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Photovoltaik. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eval_e_kl.pdf (Abruf 07.04.2008).

Prognos AG et al. (2007c): (Prognos AG; Fraunhofer ISE; IE Institut für Energetik und Umwelt; IWR Internat. Wirtschaftsforum Reg. Energien; WindGuard) [Hrsg.]: Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. H-

Solarthermische Kraftwerke. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eval_h_kl.pdf (Abruf 07.04.2008).

Räuber, A. (2005): Photovoltaik in Deutschland – eine wechselvolle Geschichte. In: Janssen, S. [Hrsg.]: Auf dem Weg in die solare Zukunft. DGS. München, S. 151-170.

Rentzing, S. (2008): Vorzeitige Altersschwäche. In: neue energie, Nr. 9, S. 68-72.

Rentzing, S. (2009): Wettlauf um Wirkungsgrad. In: neue energie, Nr. 7, S. 62-64.

Rosenkranz, G. (1998): Vor der Solaroffensive? In: Photon, Nr.6, S. 28-29.

Rüttgers, J. (1997): Interview mit Jürgen Rüttgers. In: Photon, Nr. 6, S. 13.

Sandtner et al. (Sandtner, W.; Geipel, H.; Lawitzka, H.) (1997): Forschungsschwerpunkte der Bundesregierung in den Bereichen erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung. In: Brauch, H.G. (Hrsg.): Energiepolitik. Berlin, Heidelberg, S. 255-272.

Scheer, H. (2009): Hermann Scheer zum DESERTEC-Projekt: „Warum in die Ferne schweifen, wenn das Gute liegt so nah“ http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1041064 (Abruf 25.08.2009).

Siemer, J. (2007): 10 x in 10 Jahren. In: Photon, Nr. 5, S. 74-77.

Schmela, M. (1997a): In Bayern kommt der Strom von unten. In: Photon, Nr. 5, S. 42-45.

Schmela, M. (1997b): Sonnen-Licht am nächtlichen Himmel. In: Photon, Nr. 6, S. 40-44.

Staiß, F. (2003): Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg [Hrsg.]. Radebeul.

Stryi-Hipp, G. (2001): Shine on Deutschland. In: New Energy, April 2001, S. 40-41.

Stryi-Hipp, G. (2005): Die Entwicklung des Solarmarktes in Deutschland. In: Jansen, S. [Hrsg.]: Auf dem Weg in die solare Zukunft. 30 Jahre DGS. München, S. 171-187.

Wagemann, H.-G. (2004): Photovoltaik. In: Akademie-Journal, Nr. 1, S. 20-25.

v. Fabeck, W. (2008): Historisches zur kostendeckenden Vergütung bis zu ihrer Aufnahme in das EEG vom 01.08.2004. http://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/kostendeckende_Verguetung_bis_hin_zum_EEG_2004.htm (Abruf 09.08.2009).

Waldermann, A. (2008): Chinesen überschwemmen Deutschland mit Solarzellen. Spiegel-Online. http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,543769,00.html (Abruf 14.07.2009).

Welter, P. (1997): Es geht voran! Die Erfolgsstory der kostendeckenden Vergütung geht weiter – eine Zwischenbilanz. In: Photon, Nr. 5, S. 38.

Welter, P. (1998): Geld von Vater Staat. In: Photon Nr. 1, S. 44-45.

Interviews

Aulich [2008, mdl.]: Interview mit Dr. Hubert Aulich, Geschäftsführer der PV Crystalox Solar AG Erfurt und Bitterfeld, am 22.04.2008.

Dürrschmidt [2007, mdl.] Interview mit Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Referatsleiter im Bundesumweltministerium, am 02.10.2007.

Eisenbeiß [2007, mdl.]: Telefoninterview mit Dr. Gerd Eisenbeiß, ehem. Referatsleiter im Bundesforschungsministerium, am 23.11.2007.

v. Fabeck [2007, mdl.]: E-Mail-Befragung von Wolf v. Fabeck, Gründer des Solarenergie-Fördervereins Deutschland e.V. (SFV), am 14.11.2007.

Fell [2007, mdl.]: Interview mit Hans-Josef Fell, Energiepolitischer Sprecher der Fraktion BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN im Bundestag, am 15.11.2007.

Luther [2008, mdl.]: Interview mit Prof. Dr. Joachim Luther, ehemaliger Leiter des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg, künftig Leiter des Solar Energy Research Institute of Singapore SERIS, Mitglied der Expertenkommission Forschung und Innovation der Bundesregierung, am 19.03.2008.

Pirch-Masloch [2008, mdl.]: Interview mit Claudia Pirch-Masloch, Vorstand des Solarvereins Berlin-Brandenburg e.V., am 08.04.2008.

Rech [2008, mdl.]: Interview mit Prof. Dr. Bernd Rech, Hahn-Meitner-Institut Berlin, Leiter der Abteilung Silizium-PV, am 29.04.2008.

6 Innovationsbedingungen der geothermischen Stromerzeugung

6.1 Vorbemerkungen

Der griechische Begriff Geothermie[566] bedeutet Erdwärme. Erdwärme entsteht vor allem durch den permanenten natürlichen Zerfall radioaktiver Isotope in der Erde. Zudem ist im Erdkern immer noch sehr viel Restwärme aus der Zeit der Erdentstehung gespeichert. Die Wärme wird aus tieferen Teilen der Erde durch Wärmeleitung und Konvektion in für die Nutzung erreichbare Tiefen transportiert.

Der geothermischen Stromerzeugung wird eine besondere Bedeutung beigemessen, weil diese „schier unerschöpfliche“ [dena o. J.] heimische Energiequelle[567] in der Lage ist, kontinuierlich Strom zu liefern (Grundlastfähigkeit). Das Energieangebot aus der Tiefe unterliegt im Gegensatz zur Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie keinen Tages- oder saisonalen Schwankungen und lässt sich aufgrund der gleichmäßigen Stromproduktion ohne großen regelungstechnischen Aufwand in das bestehende Stromverbundnetz eingliedern [vgl. BMU 2007c]. Aufgrund der Kopplung mit der Wärmenutzung unterliegt die geothermische Stromerzeugung dennoch saisonalen Schwankungen, denn die geothermische Wärme wird im Winter verstärkt zu Heizzwecken benötigt, wodurch die Stromproduktion geringer oder sogar ganz ausfällt. Dennoch könnte die geothermische Stromerzeugung einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz, zur Umweltentlastung und zum Ressourcenschutz leisten.[568] Während jedoch die Leistung von Wind-, Wasser-, Biomasse- und Solarkraftwerken vorab recht präzise kalkuliert werden kann, besteht bei der Planung eines Erdwärmekraftwerks stets das Risiko, bei einer hydrothermalen Bohrung[569] nicht fündig zu werden. Dieses Risiko lässt sich zwar mit ausgefeilten geologischen Erkundungen reduzieren, aber nie gänzlich ausschließen [Janzing 2004b, 74].

---

566 Vgl. Technikglossar

567 Die Financial Times errechnete ein geothermisches Potenzial zur Stromproduktion von weltweit 1 Bil. MWh, das ist ein zehnfaches des gesamten Weltenergieverbrauchs [Janzing 2004a, 62]. Auch das Potenzial in Deutschland ist hoch: Der Wärmevorrat in den Tiefen des Oberrheingrabens reicht theoretisch aus, um den gesamten Energieverbrauch Deutschlands über 1.000 Jahre hinweg zu decken [Janzing 2004b, 72 f.].

568 http://www.izt.de/pdfs/SKEP/SKEP_AP5_Technologiereport.pdf (Abruf 24.07.2009)

569 Vgl. Technikglossar

Technologische Herausforderungen der geothermischen Stromerzeugung

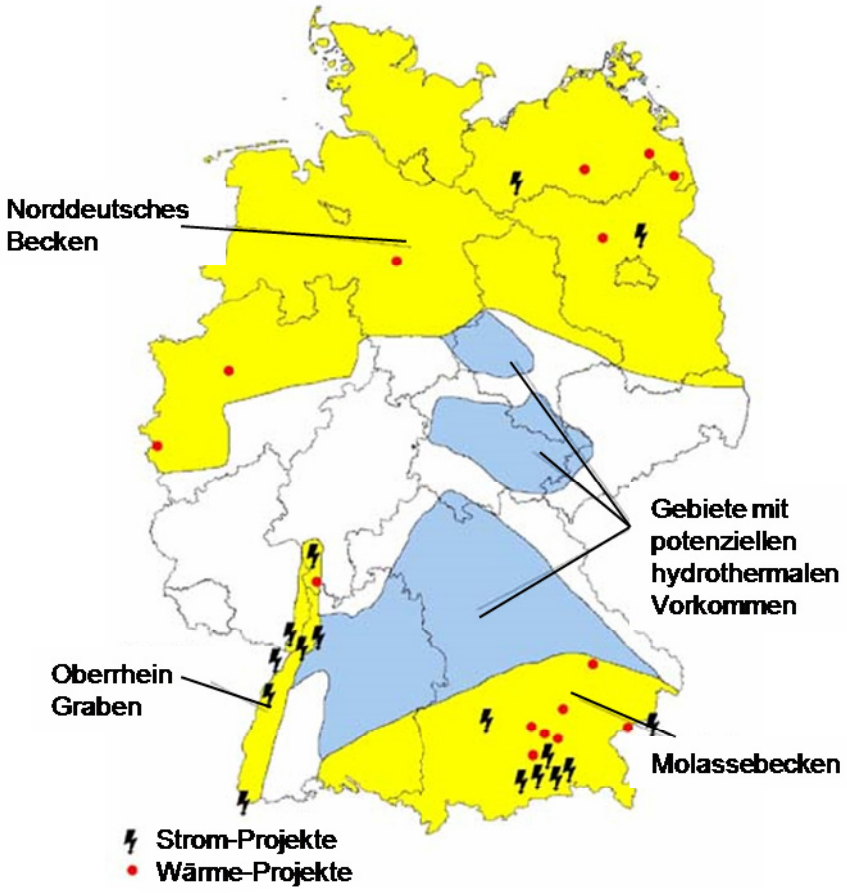


Abbildung 6-1: Geothermiekarte – Geeignete Standorte in Deutschland [IE Leipzig][570]

In Deutschlands Breitengraden sind Heißwasserreservoire nahe unter der Erdoberfläche selten. Daher wurde in der Vergangenheit Erdwärme vor allem zur Warmwasserversorgung genutzt.[571] Die Möglichkeit, Erdwärme zur Stromerzeugung zu nutzen, schien sich auf wenige Orte zu beschränken.

Jedoch sind mittlerweile Technologien zur Erschließung von Tiefenwärme verfügbar, die die Stromerzeugung in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung zukünftig möglich erscheinen lassen. Allerdings werden Geothermie-Projekte schon seit über 15 Jahren als vielversprechend eingestuft, haben aber die Hoffnungen auf eine rentable Gewinnung von

[570] Vgl. http://www.energetik-leipzig.de/...; vgl. auch Kaltschmidt & Müller 2004, 5.

[571] Derzeit gibt es in Deutschland etwa zwei Dutzend geothermischer Anlagen mit Heizleistungen zwischen 100 kW und 20 MW. In der Regel ist das Thermalwasser stark mit Salzen belastet. Das aus der Tiefe geförderte Wasser kann daher nicht direkt in den Heizkreislauf eingespeist werden. Man leitet es in korrosionsgeschützten Rohren durch einen Wärmetauscher, in dem es seine Energie an den eigentlichen Heizkreislauf abgibt. Anschließend wird es durch ein zweites Bohrloch wieder in den Untergrund gepresst [Leuschner o.J.].

Tiefenwärme bisher nicht erfüllt. Die Technologie zur Stromerzeugung mit geothermischer Tiefenwärme befindet sich noch im Forschungsstadium.

Zur Stromerzeugung aus Geothermie benötigt man Heißwasser mit Temperaturen von mindestens 120°C. Niedrigere Temperaturen, wie sie zum Beispiel in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern vorgefunden werden, sind zwar auch nutzbar, aber wirtschaftlich nicht sinnvoll. Das erforderliche Temperaturniveau findet sich in Deutschland in der Regel erst in Tiefen ab 3.000 m, vor allem im norddeutschen Becken, dem süddeutschen Molassebecken und dem Oberrheingraben. Prinzipiell kann bei Bohrungen zur Erschließung dieser Tiefenwärme auf die Techno¬logien der Mineralwasser-, Erdöl- und Erdgasförderung aufgebaut werden, allerdings werden zur Nutzbarmachung der Wärme spezifische technologische Anforderungen gestellt. Bei der Erschließung in Deutschland wird derzeit primär auf Heißwasserreservoire gesetzt, die ein hohes Temperaturniveau und ausreichende Fließraten besitzen. Darüber hinaus wird seit fast drei Jahrzehnten an der Erschließung von „trockenem“ Felsgestein gearbeitet, in das man über zwei Bohrungen Wasser verpresst, um künstliche Risse zu erzeugen. Gelingt dies, kann dort Wasser, das die Wärme des Gesteins aufnimmt, in einen Kreislauf injiziert werden. Dieses Verfahren wird in der Literatur als Enhanced Geothermal System (EGS), Hot-Dry-Rock- (HDR[572]) oder Hot-Fractured-Rock-Verfahren (HFR) bezeichnet. Als neuer Begriff wurde 2009 im Erneuerbare-Energien-Gesetz die Formulierung „petrothermale Verfahren“ eingeführt.[573]

Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung

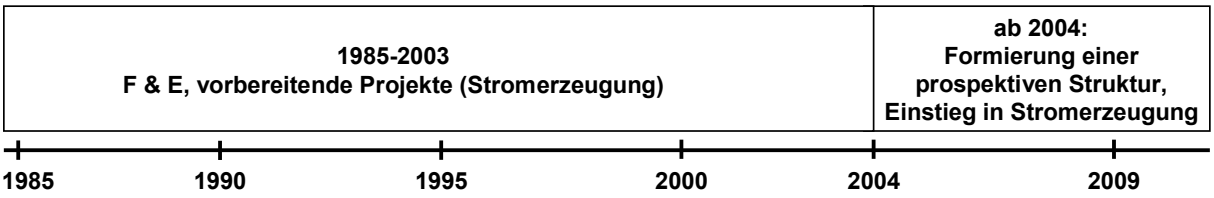


Abbildung 6-2: Entwicklungsphasen der geothermischen Stromerzeugung

Zur Stromerzeugung aus tiefer Geothermie (> 400 m Tiefe) sind weltweit Anlagen mit einer Gesamtleistung von geschätzten 8.500 bis 9.000 MW_{el} installiert.[574] Führend sind die USA mit 2.544 MW_{el}, gefolgt von den Philippinen (1.931 MW_{el}) und Mexiko (953 MW_{el}). Auch Indonesien (797 MW_{el}) und Italien (791 MW_{el}) haben einen erheblichen Anteil an geothermaler Stromerzeugung [Prognos AG et al. 2007a, 113]. Es handelt sich dabei überwiegend um Anlagen, in denen hohe Wassertemperaturen relativ nahe der Erdoberfläche genutzt werden können. Solche geologischen Gegebenheiten findet man jedoch in Deutschland nicht vor. Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus geothermischen Kraftwerken in Deutschland im Jahr 2007 ca. 400 MWh.

---

572 Vgl. Technikglossar

573 Dieser Oberbegriff wurde von dem so genannten „Personenkreis Tiefe Geothermie“ geprägt und ist inhaltlich noch nicht abschließend definiert [vgl. PK Tiefe Geothermie 2007; vgl. Technikglossar].

574 Die verfügbaren Angaben in der Literatur schwanken sehr.

Der Entwicklungsprozess der Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland seit 1985 setzt sich aus zwei Phasen zusammen (vgl. Abbildung 6-2), die in Kapitel 6.3 beschrieben werden. In Kapitel 6.2 erfolgt ein Rückblick auf die Entwicklung vor dem eigentlichen Untersuchungszeitraum ab Mitte der 1980er Jahre.

6.2 Historischer Rückblick

Ausgangspunkt der technischen Entwicklung waren Thermalquellen, die in vielen Ländern schon seit Jahrtausenden zum Baden, Waschen und Kochen genutzt werden.[575] Erst seit der Jahrtausendwende – seitdem Metallrohre und Heizkörper verbreitet sind – wird geothermische Energie für die Raumheizung genutzt.

Die früheste Wärmeversorgung von Wohngebäuden mit geothermisch erhitztem Wasser ist aus Boise, Idaho (USA) bekannt [Kellermann 2005, 36]. Dort wurde bereits 1892 ein geothermisches Fernwärmenetz errichtet. In Klamath Falls, Oregon, werden seit 1930 Häuser mit individuellen Bohrungen geothermisch beheizt.[576] Die ersten kommunalen Heizungssysteme, die geothermisches Wasser nutzten, gab es in Frankreich, Rumänien, Georgien, Russland, China und den USA.[577]

Anfang des Jahrhunderts wurde erstmals geothermisch elektrischer Strom erzeugt: Um 1904 wurden in Larderello/Italien Versuche der geothermischen Stromerzeugung durchgeführt. Im Jahr 1913 wurde hier das erste geothermische Kraftwerk der Welt mit einer Leistung von 220 kW in Betrieb genommen. Die Turbinen wurden mit Wasserdampf angetrieben [Kellermann 2005, 36]. Heute werden in Larderello 400 MW elektrische Leistung in das italienische Stromnetz eingespeist.

Weitere Anlagen folgten in den 1950er und 1960er Jahren z. B. in Neuseeland, Mexiko, in den USA und Japan. Die ersten internationalen Konferenzen, auf denen über geothermische Anlagen zur Stromerzeugung berichtet wurde, waren die UN Conference on New Sources of Energy in Rom 1961 und das UN Symposium on the Development and Utilization of Geothermal Resources at Pisa im Jahr 1970 [Lund 2000].

Geothermische Wärmenutzung in der ehemaligen DDR

In Deutschland wurden die Möglichkeiten zur Nutzung der Tiefengeothermie (> 400 m Tiefe) in größerem Stil insbesondere in der ehemaligen DDR intensiv untersucht. Bereits in den 1960er und 1970er Jahren war man in der DDR bei der weitgehend vergeblichen Suche nach Erdöl und Erdgas auf Thermalwasser gestoßen [Etscheid 2002]. Interessant wurden diese Warmwasserfunde jedoch erst Ende der 1970er Jahre, als die Endlichkeit der Braunkohlevorräte in den Blick kam und vor dem Hintergrund der Ölpreiskrise von 1973 die zu-

[575] Die alten Römer, Griechen, Mexikaner, Chinesen, Japaner, Türken und Maoris in Neuseeland waren in ihrer Geschichte eng verbunden mit heißen Quellen, denen neben der Kraft der Wärme auch Heilkräfte zugeschrieben wurden.

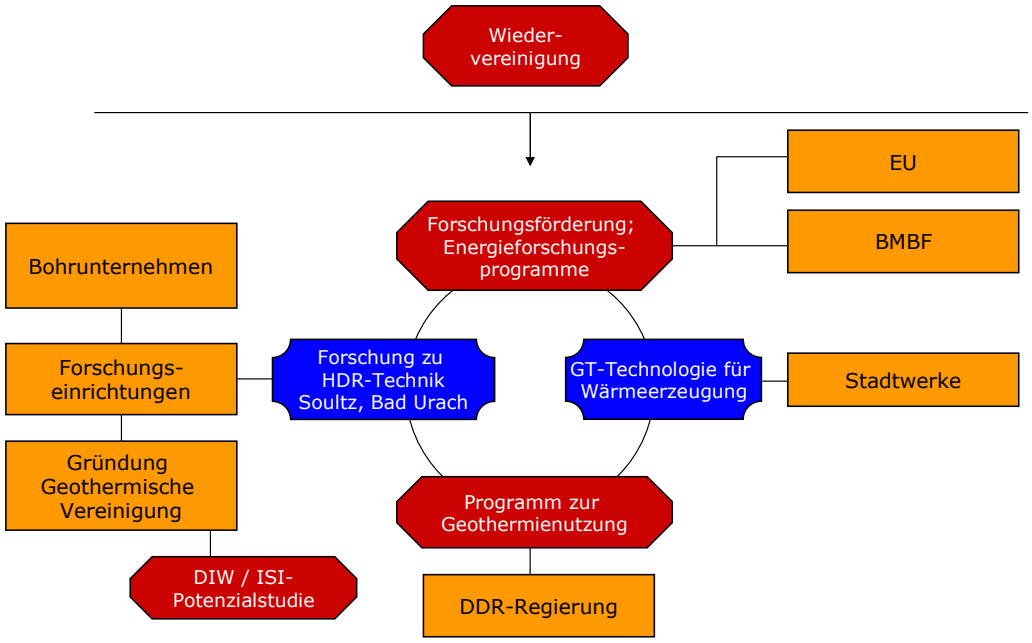
[576] http://www1.eere.energy.gov/geothermal/history.html (Abruf 24.07.2009).

[577] www.geothermie.de/egec_geothernet/menu/frameset.htm (Abruf 24.07.2009).

nehmende Abhängigkeit von Öl und anderen importierten Energieträgern verringert werden sollte [Kniesz 2006, 5]. Auch sollte aus Gründen des Naturschutzes und zur Vermeidung von Transportkosten in bestimmten Biosphärenreservaten auf den Einsatz von Braunkohle möglichst verzichtet werden. Der Fokus lag auf der flächendeckenden Erkundung von Thermalwasserpotenzialen für die (Fern-)Wärmenutzung. Die geologischen und energetischen Potenziale der DDR, die in einem Geothermie-Atlas veröffentlicht wurden, stimmten optimistisch und es wurde ein Programm zur Nutzung dieser Ressource aufgelegt [Kniesz 2006, 6].

6.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs

6.3.1 Phase 1: 1985 bis 2003, Forschung & Entwicklung, vorbereitende Projekte zur Stromerzeugung



BMBF = Bundesministerium für Bildung und Forschung
GT = Geothermie
GfV = Geothermische Vereinigung
DIW = Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
ISI = Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung

Abbildung 6-3: Konstellation Phase 1: Forschungs- und Entwicklungsphase 1985 bis 2003

6.3.1.1 Charakteristika der Konstellation

Geothermische Wärme wurde in Deutschland in der Phase von 1985 bis 2003 vor allem zu Heizzwecken genutzt. Vor der Wiedervereinigung Deutschlands hatte die DDR-Regierung bereits ein Programm zur verbreiteten Nutzung der Geothermie aufgelegt, das jedoch nach der Wende von den westlichen Energieversorgungskonzernen nicht weiter verfolgt wurde. Auch das politische Interesse im wiedervereinigten Deutschland an geothermischer Stromerzeugung war eher gering. Das Bundesforschungsministerium förderte mit begrenztem Einsatz die von Forschungseinrichtungen in Kooperation mit (Bohr-)unternehmen durchgeführten Untersuchungen durch Förderprogramme. Die Aktivitäten nach 1989 konzentrierten sich auf Forschung, Entwicklung und Erprobung der Technologie für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung anhand einiger Versuchsanlagen. Ziel war es, die Potenziale[578] der Technologie zu sondieren, in die – zumindest seitens der staatlichen Akteure der Bundes-

[578] Vgl. Technikglossar

republik – zunächst nur wenig Hoffnung gesetzt wurde. Viele Experten insbesondere aus dem Bereich der Forschung waren allerdings von einem hohen Potenzial der Technologie geothermischer Strom- und Wärmeerzeugung überzeugt – ihr Engagement wird durch die Gründung der Geothermischen Vereinigung verdeutlicht. Im Mittelpunkt der Forschung standen petrothermale Verfahren, bei denen im Untergrund mit hydraulischen Stimulationsmaßnahmen Risse erzeugt werden, um anschließend Wasser in den Untergrund einzubringen, das erwärmt wieder an die Oberfläche befördert wird.

6.3.1.2 Kontext

Die Geothermie entwickelte sich in dieser Phase vor allem vor dem Hintergrund der zugespitzten Wahrnehmung der Ressourcenknappheit und im Kontext des Ziels, von Energieimporten unabhängiger zu werden. Die deutsche Wiedervereinigung war für die Entwicklung der Geothermie von Bedeutung, denn in der DDR waren die Möglichkeiten der Erdwärmenutzung wegen knapper Energieressourcen flächendeckend geologisch untersucht worden [Kniesz 2006, 5 f.]. Diese Untersuchungen ergaben optimistische Potenzialabschätzungen für die Nutzung der Geothermie und es wurde ein Programm zur Nutzung dieser Ressource aufgelegt. Allerdings knüpften die Aktivitäten im wiedervereinigten Deutschland vor allem auf der Forschungs- aber kaum auf der Anwendungsebene an diesen Entwicklungsstand an.

6.3.1.3 Technologie- und Marktentwicklung

Für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland kann aufgrund der relativ niedrigen Temperaturen nicht auf den herkömmlichen Wasserdampfkraftprozess zurückgegriffen werden. Hierzu wären höhere Temperaturniveaus ab 250 °C notwendig, die in Deutschland leider nicht vorkommen. Die Stromerzeugung mit der hierzulande vorherrschenden Niedertemperaturwärme erfordert neue Verfahren zur Energieumwandlung, wie den Organic Rankine Cycle-Prozess (ORC) oder das technisch verwandte Kalina-Verfahren [Schellschmidt et al. 2007; BMU 2007c, 19].[579] Sowohl beim ORC- als auch beim Kalina-Prozess entsteht schon bei Temperaturen ab etwa 90 °C Dampf, der zum Antrieb von Turbinen genutzt werden kann. Der Dampf wird auch hier in der Turbine entspannt, die dann einen Generator antreibt.

Geothermische Projekte weisen drei wesentliche Hauptkategorien auf: Untertage- und Übertagetechnik sowie die Projektentwicklung [Frick & Kaltschmidt 2009, 7 ff.]. Im Bereich Untertagetechnik stammen viele international agierende Unternehmen aus der Erdöl-/Erdgasfelderschließung. National ausgerichtete Anbieter kommen aus dem Bereich des Brunnenbaus. Die Übertagetechnik greift auf klassische Kraftwerkskomponenten zurück, die von etablierten Anlagenbauern angeboten werden. Diese Unternehmen versuchen zunehmend „schlüsselfertige“ Komplettlösungen anzubieten, in dem sie über Subunternehmen fehlende Bestandteile zukaufen. Auch Projektentwickler treten als Anbieter von Komplettlösungen auf.

---

[579] Vgl. Technikglossar.

6.3.1.4 Staatliche Steuerungsimpulse: Forschungs- und Entwicklungsförderung

In der Bundesrepublik wurden in geringerem Umfang Thermalwasser zur Wärmeversorgung genutzt (z. B. in Aachen, Staffelstein, Baden-Baden, Bad Urach, Bad Füssing, Bruchsal Erding). Oft waren es Sekundärfunde, die bei Bohrungen nach Grundwasser und der Suche nach Öl- und Gasvorkommen erschlossen wurden [Bußmann 1991, 16 f.]. Da Mitte der 1980er Jahre nur wenige geothermische Projekte in Betrieb waren – alle zur Wärmenutzung (vorwiegend Thermalbäder) und keines zur Stromerzeugung – bestand noch großer Erkenntnisbedarf in allen technischen Bereichen. Dennoch war der Forschungsmitteleinsatz für Geothermie in dieser Phase – im Vergleich mit den Aufwendungen für Windenergie oder Photovoltaik – sehr gering. Im Vergleich zu der Zeit ab 1986 war der Forschungsmitteleinsatz jedoch noch hoch (vgl. Abbildung 6-4), denn neben den genannten Projekten beteiligte sich Deutschland an zwei Forschungsprojekten in England und in Tennessee, USA. Nach dem Regierungswechsel 1982 wurden die Forschungsmittel für Geothermieprojekte radikal zurückgefahren, nur Projekte mit eindeutiger Aussicht auf Wirtschaftlichkeit sollten weiter gefördert werden. Geothermie galt jedoch in den 1990er Jahren als unwirtschaftlich [Eisenbeiß 2009, mdl.].

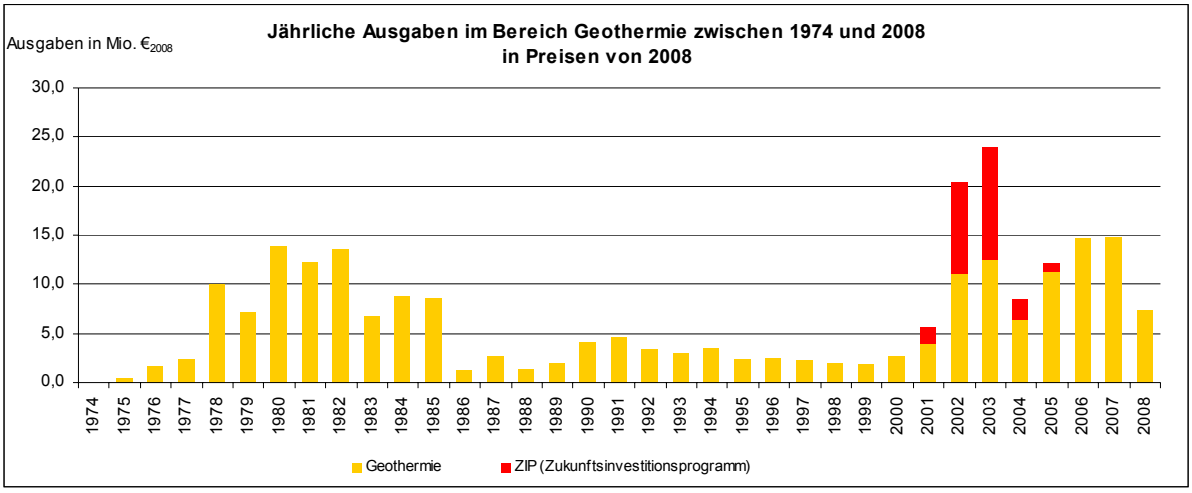


Abbildung 6-4: Projektförderung des Bundes für erneuerbare Energien seit 1974 [BMU 2009b, 42] [580]

[580] Zur Erklärung der Abbildung: Geothermienutzung war nur in Zusammenhang mit Wärmenetzen sinnvoll. Mitte der 1980er Jahre wurden von der neuen Regierung unter Helmut Kohl jedoch auch keine KWK- und Fernwärmenetze mehr gefördert. Die Förderung des im Jahr 2008 wieder aufgegriffenen Geothermieprojekts in Bruchsal wurde vor allem aus wirtschaftlichen Gründen abgebrochen – eine amerikanische Siedlung hatte sich für die Wärmeversorgung mit Gas entschieden (vgl. Kapitel 6.3.2.4). Wegen zu geringen Know-how-Rücklaufs wurde auch die deutsche Beteiligung an den beiden Projekten im Ausland gestoppt. Dies erklärt den Forschungsmitteleinbruch Mitte der 1980er Jahre. Ziel des seit 1985 im Bundesforschungsministerium für erneuerbaren Energien zuständigen Referatsleiters Eisenbeiß war es, in Deutschland zumindest die Forschung an der HDR-Technologie fortzusetzen. Dieses Ziel konnte ab 1987 mit dem deutsch-französischen Projekt in Soultz-sous-Forêts umgesetzt werden. Insgesamt galt jedoch die Geothermie in den 1990er Jahren als für die geologischen Bedingungen in Deutschland uninteressant [Eisenbeiß 2009, mdl.; vgl. Kapitel 6.3.1.5]. Dies änderte sich erst mit dem Regierungswechsel 1998.

Forschungsprojekte in Westdeutschland und im Elsass

Die in den 1970er und 1980er Jahren in Westdeutschland begonnenen Forschungsprojekte zur geothermischen Energienutzung mit Hilfe petrothermaler Verfahren wurden auch in den 1990er Jahren weiterverfolgt. Als weltweit beachtetes Forschungsvorhaben gilt das 1987 begonnene deutsch-französische Projekt in Soultz-sous-Forêts (Frankreich) und das in Deutschland 1977 im nahe gelegenen Bad Urach[581] begonnene Projekt, ebenfalls zur Erforschung und Entwicklung der petrothermalen Techniken. Die Erkenntnisse, die zunächst in Soultz gewonnen wurden, sollten auf die geologische Situation in Bad Urach übertragen werden, da dort bereits eine Bohrung sowie ein günstiges Temperaturniveau vorhanden waren [Prognos AG et al. 2007b, 55]. Das Projekt in Bad Urach wurde jedoch 2004 beendet, da es nicht gelang, die Fördermittelgeber davon zu überzeugen, dass die kostenintensiven Arbeiten erfolgreich weitergeführt werden können [Dürrschmidt 2008, mdl.]. Zur Fertigstellung fehlten geschätzte 4 Mio. Euro. Daneben wurden weitere, kleinere Forschungsprojekte gefördert, wie zum Beispiel ein Projekt in Falkenberg (Bayern), wo ein HDR-System in nur 250 m Tiefe aufgebaut wurde.[582] Dabei ging es vor allem darum, Verfahren zum Öffnen von Klüften zu erproben.

Im Zentrum der Forschung standen – und stehen – vielfältige technische Herausforderungen, wie Korrosions- und Inkrustationsprobleme durch den hohen Salzgehalt des geförderten Wassers, die Re-Injektion des genutzten Wassers, die Vermeidung von Ausgasungen etc. Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurde insbesondere bei der Erkundungsmethodik, bei Simulationsmethoden und in der Bohrtechnik gesehen.

Finanziert wurden diese Aktivitäten überwiegend mit Forschungsmitteln aus dem vierten Energieforschungsprogramm (Laufzeit 1996 bis 2005) und mit Finanzmitteln aus dem Verkauf der UMTS-Lizenzen (Zukunftsinvestitions-Programm des Bundes, ZIP)[583] [Prognos AG et al 2007b, 23]. In der Zeit von 1974 bis 2004 wurden vom Bund rund 184 Mio. Euro für die geothermische Forschung ausgegeben, ein Großteil dessen wurde für die Projekte in Bad Urach und Soultz (31 Mio. Euro) aufgewandt (vgl. Abbildung 6-4).

6.3.1.5 Wenig politische Unterstützung in den 1990er Jahren

Insbesondere in den 1990er Jahren erhielt die Geothermie nur wenig politische Unter¬stützung. Vertreter der Forschungsförderung sahen in der Technologie nur geringfügige Potenziale [Dürrschmidt 2007, mdl.; Sanner 2007, mdl.]. Die relevanten Entscheidungsträger im Bundeswirtschaftsministerium unterstützten die Förderung dieser Technologie nicht. Auch im Bundesforschungsministerium standen die entscheidenden Abteilungsleiter hinter einer Nutzung von fossilen Energien und Kernenergie und sahen keine Veranlassung zu einer verstärkten Geothermie-Förderung. Ende der 1990er Jahre

---

[581] Das Projekt in Bad Urach wurde vom Bundesforschungsministerium, später vom Bundesumweltministerium gefördert.

[582] Im HDR-Projekt Falkenberg (1978 bis 1986) wurden unter Federführung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Grundlagenuntersuchungen zur hydraulischen Stimulation im Kristallingestein durchgeführt.

[583] Vgl. Geothermische Energie [2002, 7].

wollte die Bundesregierung die Förderung der Geothermie einstellen. Dies änderte sich jedoch mit der Regierungsübernahme durch die rot-grüne Koalition im Jahr 1998. Die Forschungsaufwendungen des Bundes für Geothermie stiegen seit dem Regierungswechsel deutlich an (vgl. Abbildung 6-4). Die Abbildung zeigt einen Einbruch der Forschungsmittel im Jahr 1986 und 2004. Der Einbruch 1986 ging auf das nachlassende Interesse des Forschungsministeriums an der Geothermie nach dem Regierungswechsel 1982 zurück. Der Einbruch 2004 ist auf den Übergang der Forschungsmittelzuständigkeit vom Bundeswirtschaftsministerium auf das Bundesumweltministerium zurückzuführen, da das Bundeswirtschaftsministerium keine Forschungsmittel mehr vergeben wollte, das Bundesumweltministerium aber noch nicht darüber verfügen konnte.

Stromeinspeisungsgesetz ohne Vergütungsregelung für geothermisch erzeugten Strom

Das Stromeinspeisungsgesetz, das 1990 verabschiedet wurde, war im Wesentlichen von Vertretern der Wasserkraftnutzung sowie Pionieren der Windenergie initiiert worden. Die Biomassenutzung konnte von dieser Initiative profitieren. Eine Lobby für die Geothermie befand sich zu dieser Zeit hingegen noch in der Entstehung. Das Gesetz enthielt somit keine Vergütungsregelung für geothermisch erzeugten Strom. Auch in die novellierte Fassung des Stromeinspeisungsgesetzes von 1994 wurde keine Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom aufgenommen mit der Begründung, dass es noch kein geothermisch betriebenes Kraftwerk gebe und daher auch keine Notwendigkeit für eine Stromeinspeisungsvergütung bestehe [Bußmann 2007, mdl.].

Entwicklungen in Ostdeutschland

In der ehemaligen DDR war eine Nutzung der Thermalwasser für Fernwärmenetze vorgesehen. Das erste geothermische Heizwerk wurde 1984 in Waren an der Müritz in Betrieb genommen. 1984 wurde der Volkseigene Betrieb (VEB) Geothermie Neubrandenburg gegründet, der die Geothermienutzung weiter vorantreiben sollte und zuletzt 800 Personen beschäftigte. Aufgrund des erfolgreichen Betriebs beschloss die DDR-Regierung 1986 die Umsetzung der „Konzeption für die volkswirtschaftliche Nutzung der geothermischen Ressourcen“. Bis Ende der 1980er Jahre wurden insgesamt drei Projekte (Waren, Neubrandenburg, Prenzlau) mit einer Gesamtleistung von 22 MW_{th} umgesetzt, bei denen geothermische Wärme zur Beheizung von Wohnungen genutzt wurde. Ausbaupläne bis zum Jahr 2000 sahen vor, dass im norddeutschen Becken Heizwerke mit einer Gesamtleistung von 262 MW_{th} errichtet und ca. 150 MW_{el} zur geothermischen Stromerzeugung am Netz sein sollten. Die VEB Geothermie in Neubrandenburg hatte bereits eine Reihe von Projekten[584] geplant [vgl. Kniesz 2006, 6; Bußmann 1991, 4]. Kurz vor der Wende lag es nach diesen Plänen im Bereich des Möglichen, dass der Nordosten Deutschlands mittelfristig geothermisch mit Wärme versorgt werden könnte.

[584] Die wichtigsten Projekte waren: Neustadt-Glewe, Neuruppin, Pritzwalk, Stralsund, Schwerin, Velten, Rostock, Pasewalk, Ludwigslust, Neustrelitz, Nauen, Hohennauen.

Nach der Wiedervereinigung im Jahr 1990 wurden diese Zukunftspläne jedoch weitestgehend aufgegeben, Anschlussmöglichkeiten wurden nicht genutzt. Die Planungen für ca. 30 Geothermiestandorte wurden eingestellt und die Bohrungen versiegelt. Unter starkem Einfluss westdeutscher Energieversorger wurden die Kommunen in den ostdeutschen Bundesländern innerhalb weniger Jahre an das Erdgasnetz angeschlossen. War das neue Gasleitungsnetz erst installiert, bestand zunächst kein Anreiz mehr, alternative Wärmeversorgungskonzepte zu verfolgen.

Erschwerend wirkte sich auf die Nutzung geothermischer Ressourcen aus, dass die Ergebnisse der landesweit durchgeführten geothermischen Untersuchungen nach der Wiedervereinigung anfangs nur schwer zugänglich waren. Das „Zentrale Geologische Institut“ (ZGI) der DDR in Berlin sowie das „Zentralinstitut für Physik der Erde“ (ZIPE) in Potsdam waren in private Unternehmen überführt worden. Die Privatisierung großer Teile der Untersuchungs¬dokumentationen erschwerte es anfangs, hier aktiv zu werden. Heute stehen die Ergebnisse jedoch uneingeschränkt zur Verfügung.[585]

Innerhalb weniger Jahre wurde die Energieversorgung in den ostdeutschen Bundesländern vollständig erneuert und auf die Nutzung von vor allem fossilen und nuklearen Ressourcen (Erdgas, Öl, Kohle, Kernenergie) ausgerichtet – die Energieversorger hatten kein Interesse an einer Nutzung von Wärme oder Strom aus Geothermie. Nur noch sehr wenige unabhängige Stadtwerke, wie z. B. die Stadtwerke Neubrandenburg, setzen die Nutzung der Geothermie fort [vgl. Bußmann 2007, mdl.].

Geothermienutzung in Neustadt-Glewe

Eine Ausnahme bildete das Geothermie-Projekt in Neustadt-Glewe, das auch nach der Wende fortgeführt wurde. 1984 begannen hier die Planungen für ein Geothermie-Heizwerk, das später auch zur geothermischen Stromerzeugung genutzt werden sollte [vgl. Menzel 2003]. Ziel war es zunächst, ein Lederwerk (Lederkombinat) und ein Wohnviertel mit Wärme zu versorgen. 1988 und 1989 wurden die ersten erfolgreichen Bohrungen durchgeführt. Im Zuge der Wiedervereinigung wurde das Projekt zunächst nicht weitergeführt, da mit der Abwicklung des Lederwerkes, das mit veralteten Produktionsmethoden gearbeitet hatte, auch der wichtigste Energieabnehmer wegfiel. Jedoch konnte ein Teil des Werkes nach der Wende in ein Unternehmen[586] umgewandelt werden. Im Jahr 1992 wurde die „Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH“ gegründet, die das Geothermie-Projekt weiterführen sollte.[587] Gefördert wurde das Projekt vom Bundesforschungsministerium, vom Land Mecklenburg-Vorpommern und von den Hamburger Elektrizitätswerken AG. 1994 nahm das Heizwerk den Betrieb auf und versorgte das aus dem Kombinat hervorgegangene Lederwerk mit Wärme. Auch das Ziel der Elektrizitätserzeugung konnte in Neustadt-Glewe verwirklicht werden: Seit Ende 2003 wird hier auch geothermische Wärme zu Strom umgewandelt. Es handelte sich

[585] Alle Unterlagen sind über die Geothermie Neubrandenburg GmbH zugänglich.

[586] Die heutige NordLeder GmbH ist Teil der Möllergroup.

[587] Gesellschafter der GmbH sind die Stadt Neustadt-Glewe (47 %), die WEMAG AG Schwerin (45 %) und die GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH (8 %). Zu DDR Zeiten wurde das Kraftwerk vom VEB Geothermie Neubrandenburg betrieben.

um die erste derartige Anlage in Deutschland, die allerdings sehr klein ist. Mit der 200 kW-Anlage wird nur im Sommer Strom erzeugt, da die Wärme im Winter zu Heizzwecken benötigt wird.[588]

In Brandenburg unterstützte Wirtschaftsminister Walter Hirche die geothermische Nutzung.[589] Während das Geothermie-Projekt in Neustadt-Glewe fortgeführt wurde, wurden die Planungen im brandenburgischen Neuruppin jedoch längerfristig eingestellt. Für die Stadt Neuruppin war noch vor der Wende ein geothermisches Heizwerk geplant worden. Das Projekt wurde erst 2007 wieder aufgenommen.

6.3.1.6 Erfahrungen in Frankreich, Österreich und Italien

Neben dem europäischen Forschungsprojekt im elsässischen Soultz-sous-Forêts wurden in Österreich und Italien geothermische Anlagen realisiert, die auch die Forschung und Entwicklung geothermischer Stromerzeugung in Deutschland beeinflussten. Sowohl die Forschungs- als auch die Umsetzungsprojekte sind häufig durch eine internationale Verflechtung der Akteure charakterisiert, was an folgendem Beispiel verdeutlicht werden soll:

Die Gemeinde Altheim in Österreich hatte erfolgreich ein Fernwärmenetz errichtet, das Ende der 1990er Jahre auf Drängen derjenigen Bewohner erweitert werden sollte, die bisher noch keinen Netzzugang hatten. Nach Auffassung der Behörden war dazu jedoch eine zweite Bohrung notwendig. Auf der Suche nach einer Lösung nahm die Gemeinde Altheim Kontakt zur Geothermischen Vereinigung in Deutschland sowie zu einem Planungsbüro in Bayern auf [Pernecker o.J.]. Von dort kam der Vorschlag, die thermische Nutzung mit der Stromerzeugung zu verknüpfen, denn mittlerweile standen geeignete, in Italien entwickelte Turbinen (ORC-Turbine) zur Verfügung. Das Projekt wurde durch EU-Mittel unterstützt, weil Interesse an einer Weiterentwicklung der ORC-Technologie[590] bestand.

6.3.1.7 Akteure der Konstellation

Akteure des Marktes

Der Geothermie-Sektor ist derzeit überwiegend von Kleinunternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten geprägt, wobei der deutsche Markt für die Unternehmen bislang eher unbedeutend ist. Die Akteursstruktur ist relativ heterogen und ein klassischer Wettbewerb findet noch nicht statt, weil das Entwicklungsstadium noch einem „Pionierstadium“ gleicht [Prognos AG et al. 2007b, 74; Hagedorn & Menzel 2003].

Die Investoren sind in der Regel die großen Energieversorger oder deren Tochterunternehmen – so wird zum Beispiel die Anlage in Neustadt-Glewe maßgeblich durch Tochterunternehmen von Vattenfall finanziert, im Projekt in Bruchsal ist EnBW als Investor aktiv.

---

588 Vgl. Jung [2007, 5]; www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-08.htm (Abruf 24.07.2009)

589 Karl Walter Hirche war von 1990 bis 1994 Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Brandenburg.

590 Vgl. Technikglossar.

Trotz der Grundlastfähigkeit der Stromerzeugung aus Geothermie scheint jedoch das Interesse an dieser Technologie auf Seiten der Energieversorger eher bescheiden. Zwar soll anhand der Beteiligung an einigen Geothermieprojekten eine Bereitschaft zu Investitionen demonstriert werden. Gleichzeitig wird jedoch immer wieder darauf hingewiesen, wie gering das realisierbare Potenzial ist. Große Energieversorger sind Kraftwerksgrößen von mindestens 100 MW_{el} gewohnt – im Bereich der Geothermie wird in Deutschland derzeit an Kraftwerken mit einer Leistung von 3 bis 5 MW_{el} gearbeitet.

Erste Netzwerkbildungen von Geothermie-Experten

1988 waren Vertreter der Geothermie aus der DDR (VEB Geothermie Neubrandenburg) erstmals auf der Hannover-Messe vertreten. In den Folgejahren 1989 und 1990 schlossen Vertreter der Bereiche thermale Geothermie, oberflächennahe Geothermie und Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) sowie Experten aus Ost- und Westdeutschland erste Kontakte. Ein Schlüsselereignis für den fachlichen Austausch war eine Veranstaltung zu Geothermie in der Evangelischen Akademie Bad Boll [vgl. Bußmann 2007, mdl.].

1991 gründete sich in Bonn die Geothermische Vereinigung e.V. (GtV) als eine wissenschaftlich-technische Vereinigung für die Nutzung geothermischer Energie. Später erfolgte die Umbenennung in „Geothermische Vereinigung - Bundesverband Geothermie e. V. (vgl. Kapitel 6.3.2.6). Der GtV-BV versteht sich primär als wissenschaftlich-technische Vereinigung, deren Ziel es ist, die Erkundung, Gewinnung und Nutzung der Erdwärme zu fördern, die auf diesem Gebiet tätigen Fachleute zusammenzuführen und die Öffentlichkeit zu informieren.

Im Januar 1992 wurde das Geoforschungszentrum Potsdam gegründet, Vorläuferinstitut war das „Zentralinstitut der Physik der Erde“ der DDR.[591] Bundesforschungsminister Paul Krüger[592] unterstützte währende seiner Amtszeit (1993-1994) die Geothermie-Forschung. Er kam aus Neubrandenburg und hatte auch einen praktischen Bezug zur Geothermie – seine Wohnung wurde geothermisch beheizt [vgl. Bußmann 2007, mdl.].

Das Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover wurde im Jahr 2000 gegründet. Es nimmt eine wissenschaftliche Begleitung der Erkundung geeigneter Standorte vor.

6.3.1.8 Treibende Kräfte und Hemmnisse

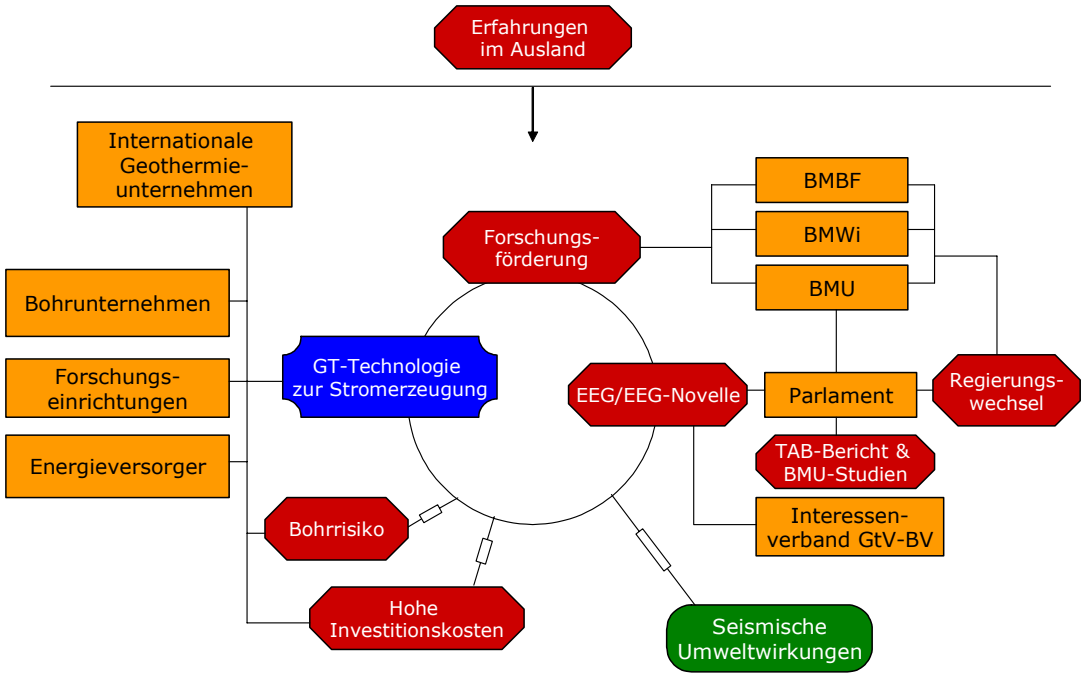
Basis für die Entwicklung der Geothermie in dieser Phase war die Forschungsförderung des Bundesforschungsministeriums. Der Forschungsmitteleinsatz war jedoch vergleichsweise gering und die Geothermie wurde nicht ins Stromeinspeisungsgesetz aufgenommen, so dass hier nicht von einer starken „treibenden Kraft“ der staatlichen Steuerungsimpulse gesprochen werden kann. Hemmend wirkte sich aus, dass staatliche Akteure in der BRD nur wenig Potenziale in der Geothermie sahen. Wichtig war für die Entwicklung der Geothermie das Programm der DDR-Regierung zur Geothermienutzung, das jedoch aufgrund der Interessen-

[591] Vgl. http://www.gfz-potsdam.de/portal/- (Abruf 24.07.2009)

[592] 1993 bis 1994 Bundesminister für Forschung und Technologie.

lage der westdeutschen Energieversorger nach der Wende nicht fortgesetzt wurde. Das hier festgestellte hohe Potenzial der Erdwärme für die Energieversorgung hatte jedoch, ähnlich wie die ersten Potenzialstudien, eine motivierende Wirkung vor allem auf die Forschung.

6.3.2 Phase 2: Formierung einer prospektiven Struktur ab 2004



BMBF = Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi = Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz
GtV-BV = Geothermische Vereinigung - Bundesverband Geothermie
TAB = Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag

Abbildung 6-5: Konstellation Phase 2: Formierung einer prospektiven Struktur ab 2004

6.3.2.1 Charakteristika der Konstellation

Die Phase der Geothermie-Entwicklung ab 2004 ist durch ein deutlich gesteigertes politisches Interesse an der Technologie gekennzeichnet, in der inzwischen ein hohes Energieversorgungspotenzial gesehen wird. In der Konstellation formiert sich eine zukunftsweisende Struktur. Die Phase beginnt mit der Erhöhung der gesetzlich verankerten Vergütung für Strom aus Geothermie im EEG im Jahr 2004, die maßgeblich auf die neue Regierungskoalition (nach 1998), aber auch auf das Engagement des Bundesumweltministeriums zurückzuführen ist. Auch die Geothermische Vereinigung (GtV-BV) setzte sich sehr für eine gesicherte Vergütung ein. In dieser Phase stiegen zudem die Forschungsaufwendungen des Bundes für Geothermie deutlich an. Ab 2004 wurden die ersten Projekte zur geothermischen Elektrizitätserzeugung durch Forschungseinrichtungen, Unternehmen aus dem Bereich der Geothermie und Energieversorger umgesetzt. Aufgrund des hohen Bohrrisikos und den hohen erforderlichen Investitionskosten für eine geothermische Tiefenbohrung konnte sich jedoch noch kein Markt für die Technologie in Deutschland entwickeln. Die geothermische Stromerzeugung befindet sich noch im Forschungsstadium. Der so genannte TAB-Bericht [Paschen et al. 2003] zeigte die großen Potenziale der Geothermie für die Energieversorgung auf.

6.3.2.2 Kontext

Die Aufnahme der geothermischen Stromerzeugung in das EEG erfolgte vor dem Hintergrund des in Kapitel 3 beschriebenen internationalen und gesellschaftlichen Kontextes, der den erneuerbaren Energien eine neue, zentrale Bedeutung zukommen ließ. Stromerzeugung aus Geothermie spielt im Kontext des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine besondere Rolle, da sie grundlastfähig ist – sie ist keinen wetter- oder tageszeitbedingten Schwankungen unterworfen. Erfahrungen, die im Ausland mit geothermischen Projekten gemacht wurden, wirkten sich motivierend auf die Entwicklung in Deutschland aus.

6.3.2.3 Staatliche Steuerungsimpulse

In der frühen Phase der Förderung erneuerbarer Energien in Westdeutschland ist eine eher stiefmütterliche Behandlung der Geothermie zu konstatieren. Ende der 1990er Jahre wollte die Bundesregierung die Förderung der Geothermie einstellen [Bußmann 2007, mdl.]. Dies änderte sich jedoch mit der Regierungsübernahme durch die rot-grüne Koalition im Jahr 1998. Seither werden große Hoffnungen in die Technologie zur Nutzung der Geothermie gesetzt, der ein hohes Potenzial für die Energieversorgung in Deutschland zugesprochen wird. Eine Studie des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages[593] aus dem Jahr 2003 ergab, dass die Temperaturen bis in 7 km Tiefe ausreichen, um mehr als das sechshundertfache des deutschen Jahresstrombedarfs zu decken.

Forschungs- und Entwicklungsförderung

Seit 2005 bildet das fünfte Energieforschungsprogramm der Bundesregierung den Rahmen für die Forschungsförderung der erneuerbaren Energien auf Bundesebene. Die Förderung gliedert sich in projektbezogene (Bundeswirtschaftsministerium, Bundesumweltministerium) und institutionelle Förderung (Bundesforschungsministerium). Das Bundesumweltministerium betreut den Bereich der Tiefengeothermie, während das Bundeswirtschaftsministerium für die oberflächennahe Geothermie zuständig ist [BMU 2007a, 31]. Im Jahr 2006 wurden 14 Mio. Euro vom Bundesumweltministerium für Geothermie-Forschungsprojekte bereitgestellt, das sind ca. 18 % des Fördervolumens für Forschung im gesamten Bereich erneuerbarer Energien. Das Volumen für die 2006 neu bewilligten Projekte beläuft sich auf 23,7 Mio. Euro [BMU 2007a, 33].[594]

Im Bereich der Tiefengeothermie förderte das Bundesumweltministerium folgende Kraftwerks-Projekte: Bad Urach (14 Mio. Euro, stillgelegt), Unterhaching (6 Mio. Euro)[595], Landau (2,1 Mio. Euro), Groß Schönebeck (14 Mio. Euro) und Soultz-sous-Forêts (6,4 Mio. Euro für die aktuelle Projektphase) [BMU 2007a, 35 f.]. Neben diesen Großprojekten fördert

---

[593] Vgl. Paschen et al. [2003]; http://www.tab.fzk.de/de/projekt/... (Abruf 24.07.2009)

[594] Nach Angaben des Bundesumweltministeriums lässt sich dieser massive Anstieg der eingesetzten Forschungsmittel allerdings in Zukunft nicht fortsetzen [vgl. BMU 2007a, 33].

[595] 4,8 Mio. Euro aus dem Umweltdemonstrationsprogramm des Bundesumweltministeriums. Zusätzlich wird eine geowissenschaftliche Begleitung des Projekts durch die Geothermie Neubrandenburg GmbH und das GGA Hannover mit 1,2 Mio. Euro aus Forschungsmitteln gefördert.

das Bundesumweltministerium auch Technologieentwicklung[596] und den Aufbau eines geothermischen Informationssystems am Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA Institut Hannover), das dazu beitragen soll, die Fündigkeitsrate bei Tiefenbohrungen nach Erdwärme zu verbessern (2,3 Mio. Euro). Bedeutsam für geothermische Stromerzeugungsanlagen war auch das Programm des Bundesumweltministeriums zur Förderung von Demonstrationsvorhaben. Diese müssen geplante Technologien erstmalig oder in neuer verfahrenstechnischer Anordnung einsetzen. Hierdurch wurde das Projekt in Unterhaching gefördert.

Eine institutionelle Förderung der Bundesregierung erfolgt durch das Bundesforschungsministerium, es fördert Forschungseinrichtungen wie zum Beispiel die Helmholtz-Gemeinschaft deutscher Forschungszentren (HGF), zu der auch das GeoForschungsZentrum in Potsdam gehört [BMWA 2005, 62].

Aufnahme der Geothermie in das EEG

Insbesondere aufgrund des Engagements einzelner Abgeordneter (Hermann Scheer, Hans-Josef Fell u. a.) sowie Mitarbeitern im Umweltministerium wurde eine Vergütungsregelung für geothermisch erzeugten Strom in das EEG aufgenommen – allerdings mit Einspeisesätzen, die niedriger waren als die Sätze für Strom aus Biomasse. Erst das im Jahr 2004 novellierte EEG[597] konnte mit deutlich erweiterten Vergütungsregelungen und angehobenen Vergütungssätzen für Strom aus Geothermie (Tiefengeothermie, § 9 EEG 2004) die heutige Entwicklung in Gang setzen [Sanner 2008, mdl.]. Die Vergütungsklasse bis 5 MW_{el} installierter Leistung wurde neu eingeführt.

Im EEG 2009[598] wurden die Vergütungssätze nochmals deutlich angehoben, die Anzahl der Leistungsklassen auf zwei reduziert (bis einschließlich oder größer als 10 MW_{el}) und zwei zusätzliche Boni für Technologie und Wärmenutzung eingeführt. Der Wärmenutzungs-Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh_{el} soll die zusätzliche Nutzung der Wärme in Nahwärmenetzen fördern. Damit soll der Aufbau einer geothermischen Stromerzeugung auch an Standorten ermöglicht werden, die bisher über kein Wärmenetz verfügen. Der Technologie-Bonus kommt vor allem den petrothermalen Anlagen zugute, so dass die geo¬thermische Stromerzeugung aus petrothermalen Anlagen bei Inbetriebnahme bis Ende 2015 mit einer Vergütung von 24 bis 27 Cent/kWh kalkulieren kann. Dies stellt gegenüber dem EEG 2004 nahezu eine Verdoppelung der Vergütung dar. Eine Degression von 1 % der Vergütungssätze jährlich ist erstmals ab dem 01. Januar 2010 vorgesehen und gilt für alle Anlagen, die nach diesem Termin in Betrieb genommen werden.

---

596 Die Entwicklung der neuen Tiefbohranlage „Herrenknecht Vertical Terra Invader 350“ hat das Bundesumweltministerium mit 1,6 Mio. Euro gefördert [Binder & Ruder 2009, 9]. Mit 4,7 Mio. Euro unterstützt das Ministerium auch die Entwicklung einer Förderpumpe der Firma Flowserve, die den speziellen Anforderungen der Geothermie genügen soll. Mit 163.000 Euro wird ein Forschungsprojekt der TU Hamburg Harburg zur Optimierung der Kraftwerkstechnologie gefördert [vgl. BMU 2007a, 34 f.].

597 Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

598 Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Seit 2008 wird die Errichtung von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung nicht nur durch das EEG, sondern auch durch das Marktanreizprogramm des Bundesumweltministeriums gefördert. Dies geschieht in Form eines Sicherungsfonds (KfW zusammen mit der Versicherungswirtschaft) für Fündigkeitsrisiken[599], der bis zu 80 % der Bohrkosten bei Nichterfolg übernehmen kann. Darüber hinaus werden ungeplante Mehrkosten bei den Bohrungen bis 1,5 Mio. Euro und die Errichtung von Wärmenetzen mit bis zu 1,5 Mio. Euro gefördert. Geothermieanlagen zur Stromerzeugung werden zudem durch zinsverbilligte Darlehen mit Tilgungszuschüssen gefördert.[600]

Tabelle 6-1: Vergütungssätze des EEG 2004/2009 für Geothermie

Elektrische Leistung	Vergütung EEG 2004	Vergütung EEG 2009
	Cent /kWh	Cent /kWh[601]
bis einschließlich 5 MW	15	-
bis einschließlich 10 MW	14	20 (16)
bis einschließlich 20 MW	8,95	-
ab 20 MW	7,16	-
ab 10 MW		14,5 (10,5)
Wärmenutzungs-Bonus	-	3
Technologie-Bonus für petrothermale Techniken	-	4
Degression	1% p.a. ab 2010	1% p.a. ab 2010

6.3.2.4 Markt- und Technologieentwicklung

Wirtschaftlichkeit und ökonomische Rahmenbedingungen

Über die tatsächliche Wirtschaftlichkeit der in der Entstehung bzw. Entwicklung befindlichen Projekte zur geothermischen Stromerzeugung lassen sich derzeit kaum belastbare Angaben machen, da entsprechende Daten von den Projektbetreibern aus nahe liegenden Gründen nicht veröffentlicht werden. Die im neuen EEG 2009 festgelegten Grundvergütungen von 16 bis 27 Cent/kWh sollen grundsätzlich einen wirtschaftlichen Betrieb mit Temperaturen ab 120°C ermöglichen. Jedoch ist die Geothermie damit – nach der solaren Stromerzeugung – die zweitteuerste regenerative Energiequelle. Die Technologie befindet sich allerdings in

[599] Vgl. Technikglossar

[600] Wenn die Nicht-Fündigkeit festgestellt wird, erfolgt ab diesem Zeitpunkt eine Freistellung des Investors von der Rückzahlung des Restdarlehens. Das Fündigkeitsrisiko des jeweiligen Tiefengeothermieprojekts und damit die Förderwürdigkeit wird im Vorfeld der Darlehensvergabe überprüft. Die Förderdarlehen enthalten neben den üblichen Darlehenszinsen einen "Risikoaufschlag" für das Fündigkeitsrisiko. Der Investor erhält im Gegenzug eine sachkundige Überprüfung sowie Begleitung seines Tiefengeothermieprojekts vor und während der Bohrphase.

[601] Cent in Klammern: ab 01.01.2016.

einem frühen Entwicklungs- und Einsatzstadium und weist daher noch Entwicklungspotenziale auf, deren Nutzung Kostenreduktionen erwarten lässt.[602]

Die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Stromerzeugung hängt von verschiedenen Aspekten ab: Entscheidend ist, ob eine hohe Volllaststundenzahl und eine hohe Wasserförderrate erreicht werden kann, welche geologischen Bedingungen vor Ort vorgefunden werden und ob entsprechend eine große Strommenge eingespeist werden kann. Bedeutsam für die Wirtschaftlichkeit ist darüber hinaus eine effiziente und zuverlässige Anlagentechnik mit möglichst geringem Stromeigenbedarf für Pumpen und Rückkühlung des Wassers vor der Re-Injektion in den Untergrund. Besonders effizient ist eine zusätzliche Niedertemperaturwärmenutzung für Heizzwecke.[603]

Das größte Hemmnis der Erdwärmenutzung ist der anfänglich hohe Kostenaufwand, den Bohrungen in mehrere Tausend Meter Tiefe erfordern. Die Verfügbarkeit und der Preis von Bohrgeräten stehen zudem in engem Zusammenhang mit der internationalen Nachfrage aus dem Öl- und Gasbereich, wo hohe Preise für Bohrungen leicht weiterzugeben sind. Neben den ohnehin hohen Bohrkosten lösten die deutlich steigenden Stahlpreise weitere Kostensteigerungen aus. Hinzu kommt, dass die Bohrungen im schlechtesten Fall vergeblich sind, weil sie nicht auf geeignete Bedingungen stoßen.[604] Eine Kapitaldecke, die das Bohrrisiko abfangen könnte (wie beispielsweise in der Öl-Industrie), war im Bereich der Geothermie nicht gegeben [Janzing 2004a, 60]. Bohrkosten und Bohrrisiken stellen eine maßgebliche Restriktion für die weitere Erschließung von Standorten dar. Diese Erkenntnisse führten zur Absicherung der Fündigkeitsrisiken über das Marktanreizprogramm und zu deutlich angehobenen Vergütungen im EEG 2009. Auch Versicherungen bieten sogenannte Fündigkeitsversicherungen an, allerdings nur wenn die Fündigkeitswahrscheinlichkeit über 80 % liegt. Wegen der geringen Erfahrung mit dieser Art Absicherung schwanken auch die Prämien dazu stark und können bis zu 25 % der versicherten Kosten ausmachen [Janzing 2009, 41].

Einen bedeutenden Anteil haben die Bohrkosten. Eine Geothermieanlage benötigt zwei Bohrungen (Dublette[605]), um einen Wasserkreislauf darzustellen. Die Kosten dafür betragen derzeit – je nach Tiefe – zwischen 4 und 8 Mio. Euro, das heißt zwischen 1.000 bis 2.000 Euro pro Bohrlochtiefenmeter. Wurden entsprechende Wärmepotenziale gefunden, sind weiterhin große Mengen Spezialstahl für eine zweite Bohrung und die oberirdische Verrohrung erforderlich. Die gesamten Investitionskosten für den Bau eines geothermischen Kraftwerks ohne Wärmenetz betragen 25 bis 50 Mio. Euro, davon 50 bis 60 % für Bohren,

---

[602] http://www.izt.de/pdfs/SKEP/SKEP_AP5_Technologiereport.pdf (Abruf 24.07.2009).

[603] Da die im Zuge der geothermischen Stromerzeugung in Kraftwerken hochgepumpte Sole abgekühlt zurückinjiziert wird, ist dafür keine gesonderte Entsorgungsinfrastruktur notwendig. Die Sole wird zurückgeführt um einer Erschöpfung des Wasservorrats vorzubeugen. Alle Stoffe können in den Untergrund zurück verpresst werden. Es entstehen keine Belastungen für die Umwelt oder damit verbundene Kosten [Fromme 2005, 186].

[604] Mit finanzieller Förderung vom Bundesumweltministerium baut das GGA-Institut Hannover derzeit ein digitales und über das Internet zugängliches „Geothermisches Informationssystem“ auf, das das Fündigkeitsrisiko verringern soll [Jung 2007, 5].

[605] Vgl. Technikglossar

Bohrservice und Stahl [Staiß et al. 2007, 169 f.]. Wenn kein Wärmenetz vorhanden ist und dies zusätzlich errichtet werden soll, erhöhen sich die Investitionskosten deutlich, abhängig von der zu errichtenden Trassenlänge.

Eine geringe Möglichkeit zur Verringerung dieser Kosten besteht darin, wenn möglich eine bereits vorhandene Bohrung zur Erkundung von Erdgas, Öl oder Kohle zu nutzen, wie es bisher nur in Groß Schönebeck praktiziert wurde [Staiß 2007, 153; Huenges 2004].

Die Kosten für Bohrungen, Verrohrungen u. ä., die etwa die Hälfte der Gesamtkosten geothermischer Kraftwerke ausmachen, waren aufgrund der hohen Nachfrage nach Bohrgeräten zur Exploration von Erdöl- und Erdgaslagerstätten und der Kopplung der Bohrpreise an den Erdöl- und Erdgaspreis sowie aufgrund der hohen Weltmarktpreise für Stahl innerhalb kurzer Zeit um ca. 30 % gestiegen [BMU 2007d]. Weitere Kostensteigerungen werden erwartet, so dass die Kosten in Verbindung mit fehlendem Bohrpersonal ein zentrales Hemmnis für die Entwicklung der Geothermie darstellen.

Die Anlagen erreichen bei 120 bis 150 °C Wassertemperatur einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 10 % bis 11 %. Abzüglich des Eigenbedarfs bleiben netto 5 % bis 7 % Wirkungsgrad übrig. Daher ist die Kombination mit einer Wärmenutzung von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit – in allen bisher realisierten Kraftwerken wird daher die Strom- und Wärmenutzung kombiniert.

Die Finanzierung ist eine der größten Hürden, bevor ein Geothermieprojekt überhaupt begonnen werden kann. Die besondere Struktur der Projekte macht Banken oder Risikokapitalgebern die Einschätzung schwer, denn das Fündigkeitsrisiko lässt sich nicht mit dem klassischen Instrument der Risikokalkulation – hohes Risiko verbunden mit hoher Rendite – bewerten. Bei Nichtfündigkeit muss die gesamte Investition abgeschrieben werden. Daher wurden die bisher realisierten bzw. in Errichtung befindlichen Projekte primär über die beteiligten Kommunen und über Forschungsmittel mitfinanziert, die Investoren waren bisher in der Regel Stadtwerke, Kommunen und private Investoren.

Bisher war eine Kapitaldecke, die (wie beispielsweise in der Ölindustrie) das Bohrrisiko abfangen könnte, im Geothermiesektor nicht gegeben, daher schreckten die potenziellen Investoren nicht nur vor der Frage der realisierbaren Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojekts zurück, sondern vor allem auch vor dem Risiko, bei einer Bohrung nach heißem Wasser im Untergrund nicht fündig zu werden. Das Fündigkeitsrisiko lässt sich zwar mit ausgefeilten geologischen Erkundungen reduzieren, aber nie gänzlich ausschließen [Janzing 2004b, 74].

Projekte zur geothermischen Stromerzeugung

Der nationale Markt im Bereich der Tiefengeothermie befindet sich in Bezug auf die Stromerzeugung noch in der Pionierphase. Das erste deutsche Projekt zur Erzeugung von Strom aus geothermischer Niedertemperaturwärme ging 2004 in Neustadt-Glewe mit einer Leistung von 230 kW_{el} in Betrieb, ist aber wegen der geringen Leistung mehr als Pilotanwendung anzusehen. Ein Pilotversuch in Bad Urach wurde 2004 eingestellt, da die Betreiber nicht

mehr zeigen konnten, dass das Projekt erfolgreich weitergeführt werden kann[606] (vgl. Kapitel 6.3.1.4). Abgesehen von dem Projekt in Neustadt-Glewe ging mit dem Geothermiekraftwerk in Landau die erste Anlage zur kommerziellen Stromerzeugung erst 2007 in Betrieb. Somit konnte bislang noch keine stabile Akteurs- und Marktstruktur entstehen. Die bisherigen Projekte sind Einzelprojekte mit heterogener Struktur. Betreiber sind mehrheitlich Energieversorgungsunternehmen.

Erstes deutsches Geothermiekraftwerk in Neustadt-Glewe

In Neustadt-Glewe sollte zusätzlich zur Wärmenutzung im Sommer überschüssige Wärme zur Stromerzeugung genutzt werden. Zu diesem Zweck wurde Ende 2002 die Erdwärme Kraft GbR.[607] gegründet. Kurze Zeit später, im Jahr 2003, wurde das erste deutsche Geothermiekraftwerk zur Stromerzeugung (210 kW) in Neustadt-Glewe in Betrieb genommen [Kellermann 2005, 36 f.]. Seit Ende 2003 wird somit in Deutschland in geringem Umfang Strom aus Geothermie bereitgestellt. Im Jahr 2005 wurden 0,2 GWh erzeugt.[608] 2007 betrug die Stromerzeugung rund 0,4 GWh und 2008 bereits 18 GWh [BMU 2009a].

Das Erdwärme-Kraftwerk in Neustadt-Glewe konnte nur mit erheblicher Förderung im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung in Betrieb genommen werden (das Kraftwerk wurde zu fast 50 % vom Bundesumweltministerium gefördert), zumal die Wassertemperatur dort nur 98 °C beträgt. Weitere staatliche Forschungsinvestitionen sind erforderlich, um den Wirkungsgrad zu steigern. Das GeoForschungsZentrum Potsdam führt eine wissenschaftliche Begleitforschung zum Projekt durch.

Geothermiekraftwerk Landau

Eine im Vergleich zu Neustadt-Glewe sehr große Leistung weist das zweite deutsche Geothermiekraftwerk in Landau (Oberrheingraben, Rheinland-Pfalz) auf. Diese Anlage mit 3 MW_{el} wurde (unter Beteiligung der Firma Siemens) im November 2007 als erste vollkommerzielle Anlage zur geothermischen Stromerzeugung in Betrieb genommen. Die Anlage soll im Jahr rund 22 GWh Strom liefern. Der Strom wird bei einem Temperaturniveau der Sole von 155 °C mit einer ORC-Turbine[609] erzeugt. Die zusätzlich gewonnene Wärme soll rund 9 Mio. kWh_{th} betragen. Das Projekt wurde mit rund 2,6 Mio. Euro aus Forschungsmitteln des Bundesumweltministeriums gefördert [BMU 2007b, 3], hinzu kamen ein zurückzuzahlender Erkundungszuschuss des Landes Rheinland-Pfalz in Höhe von 450.000 Euro, der aber nicht aktiviert werden musste, und eine Landesbürgschaft zur Übernahme eines Teils des geologischen Fündigkeits- und Investitionsrisikos in Höhe von

---

[606] Die unfertige Bohrung wurde versiegelt und der Bohrturm abgebaut [Janzing 2004b, 73]. Es wird geprüft, ob die Forschungen in Bad Urach unter Beteiligung der EnBW (Energie Baden-Württemberg AG) und der Gemeinde Bad Urach wieder aufgenommen werden können.

[607] Gesellschafter der Erdwärme Kraft GbR sind Vattenfall Europe Berlin AG und Co. KG (94,26 %) sowie die WEMAG AG Schwerin (5,74 %). Vgl. http://www.erdwaerme-kraft.de (Abruf 24.07.2009).

[608] Im Wärmebereich beläuft sich die Erzeugung (überwiegend durch Wärmepumpen) auf 1586 GWh.

[609] Zur ORC-Technik (Organic Rankine Cycle) vgl. Technikglossar.

7,6 Mio. Euro. Betrieben wird die Anlage von der Geox GmbH, einer Tochtergesellschaft der Pfalzwerke AG und der EnergieSüdwest AG, die daran jeweils 50% halten.[610]

Tabelle 6-2: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland (bzw. mit deutscher Beteiligung)

	technische Daten	Besonderheiten
Bad Urach Baden-Württemberg, süddeutsches Molassebecken	Inbetriebnahme 1977 2004 beendet aufgrund von technischen und administrativen Schwierigkeiten	Erforschung und Entwicklung petrothermaler Techniken
Soultz-sous-Forêts Frankreich, Oberrheingraben, dtsch-frz. Forschungsprojekt	Inbetriebnahme: 2008 (erste Bohrung 1987) Bohrlochtiefe: 5.000 m Temperatur: ca. 200°C Leistung: 2,1 MW_{el}	EGS Pilotanlage
Neustadt-Glewe Mecklenburg-Vorpommern, norddeutsches Becken	Inbetriebnahme: 2003 Bohrlochtiefe: 2.300 m Temperatur: weltweit niedrigste Temperatur von 98°C Leistung: 230 kW_{el} und 5,5 MW_{th}	ORC-Anlage mit Pilot-Charakter,[611] erzeugt nur im Sommer Strom, da die Wärme im Winter zu Heizzwecken benötigt wird
Landau Rheinland-Pfalz, Oberrheingraben	Inbetriebnahme: 2007 Bohrlochtiefe: 3000 m Temperatur: 155°C Leistung: 3 MW_{el} und 5 MW_{th}	Erste vollkommerzielle Anlage zur geothermischen Stromerzeugung; ORC-Anlage Landesbürgschaft zur Übernahme eines Teils des Investitionsrisikos
Unterhaching Bayern, süddeutsches Molassebecken	Inbetriebnahme: 2004 (thermisch) Bohrlochtiefe: rd. 3.400 m Temperatur: 122°C Leistung: 3,4 MW_{el} und 38 $MW_{th;}$	Erste Kalina-Anlage, im Probebetrieb seit 2008.
Bruchsal Baden-Württemberg Oberrheingraben	Inbetriebnahme: geplant für 2009; Bohrlochtiefe: 1.900 und 2.500 m Temperatur: ca. 130°C Tiefe projektierte Leistung: 0,5 MW_{el} und 4 MW_{th}.	Kalina-Anlage, erste Bohrungen 1983, 1987, zunächst eingestellt; 2002 reaktiviert

Geothermiekraftwerk Unterhaching

Beim 2004 begonnenen Geothermieprojekt in Unterhaching bei München wurde in das süddeutsche Molassebecken eine Thermalbohrung von rund 3.500 m Tiefe niedergebracht. Es wird Thermalwasser mit einer Temperatur von 130°C gefördert und zunächst in das Fern-

[610] http://www.geox-gmbh.de/de/Aktuelle_Meldungen.asp?Id=259 (Abruf 24.07.2009). In unmittelbarer Nachbarschaft zu Landau liegt die Gemeinde Insheim. Hier wird wahrscheinlich der dritte Kraftwerksstandort am Oberrhein entstehen. Zwei Bohrungen sind bereits niedergebracht. Ebenfalls in der Pfalz liegt Rülzheim, auch hier befindet sich ein Projekt in Vorbereitung.

[611] Mit der Anlage in Neustadt-Glewe konnte erstmals nachgewiesen werden, dass Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland möglich ist, was sehr bedeutend für die politische Diskussion um die Vergütungsregelung im Rahmen der EEG-Neufassung 2004 war.

wärmenetz eingespeist. Das 2008 in den Probebetrieb gegangene Kraftwerk verfügt über eine elektrische Leistung von 3,4 MW_{el} und befindet sich nach einer langen Test- und Optimierungsphase seit Februar 2009 im Dauerbetrieb mit einer Leistung von zunächst 2 MW_{el}. Die volle Leistung soll nach dem Einbau leistungsstärkerer Pumpen im Laufe des Jahres 2009 erreicht werden. Zur Stromerzeugung kommt dabei erstmals in Deutschland eine von Siemens gebaute Kalina-Anlage zum Einsatz. Das Projekt wird wärmegeführt betrieben, d. h. die Nutzung der gewonnenen Erdwärme in dem vorhandenen Fernwärmenetz steht im Mittelpunkt, die Stromerzeugung passt sich dem Wärmebedarf im Minutentakt an. Die Wärmeleistung beträgt zunächst 28 MW_{th} und soll später auf 40 MW_{th} erhöht werden. Das Projekt wurde mit rund 7 Mio. Euro aus Forschungsmitteln des Bundesumweltministeriums gefördert.[612] Insgesamt soll das Projekt mit der Investition in ein umfangreiches Wärmenetz rund 73 Mio. Euro gekostet haben. Betreiber ist die Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, eine Gesellschaft im Alleinbesitz der Gemeinde Unterhaching.

Geothermiekraftwerk Bruchsal

Ein weiteres Kraftwerk soll 2009 in Bruchsal den Betrieb aufnehmen. Die projektierte elektrische Leistung beträgt 0,5 MW sowie eine zusätzliche Wärmeleistung von 4 MW_{th}. Das Bruchsaler Projekt wurde 1983 mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rund 17 Mio. Euro im Rahmen eines Gemeinschaftsprojekts von EU, dem Bund, dem Land Baden-Württemberg sowie der Energie- und Wasserversorgung Bruchsal (Stadtwerke) ins Leben gerufen. Die beiden Bohrungen (Dublettensystem) erfolgten 1983 und 1984/85 und erschlossen eine hydrothermale Quelle (Aquifer[613]) mit einer Temperatur von rund 130 °C in 1.900 und 2.500 m Tiefe. 1987 wurde das Projekt zunächst aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt. Mit der Förderung aus dem EEG wurde das Vorhaben 2001 fortgesetzt und die beiden Bohrungen reaktiviert. In einem Probelauf der Anlage Ende 2005 konnte eine Förderrate von 24 l/s nachgewiesen werden. Das Projekt wird vom Bundesumweltministerium mit 1,3 Mio. Euro bezuschusst. Auch hier wird wie in Unterhaching eine Kalina-Anlage zur Stromerzeugung genutzt.[614] Erbauer und Betreiber der Anlage ist die Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH.

Weitere geplante Geothermieprojekte zur Stromerzeugung

In Deutschland sind derzeit insgesamt rund 150 Geothermie-Projekte in Bearbeitung [BMU 2007b, 3]. An vielen Orten im süddeutschen Raum (z. B. Bad Urach, Karlsruhe, Speyer, etc. vgl. Tabelle 6-2) sind Kraftwerke zur geothermischen Stromerzeugung geplant. Auch im Norddeutschen Becken sind mehrere Standorte in der Entwicklung: In Groß Schönebeck nordwestlich von Berlin soll auf Basis eines laufenden Forschungsvorhabens ein Kraftwerk entstehen. Die Anlage in Groß Schönebeck wird von Vattenfall betrieben werden. In Eberswalde nordöstlich von Berlin soll über mehrere Einheiten ein Kraftwerk mit max. 25 MW_{el} Leistung entstehen. Dafür soll Erdwärme aus 5.000 m Tiefe genutzt werden.

---

[612] http://www.geothermieprojekte.de/projektbeispiel-unterhaching-1 (Abruf 24.07.2009).

[613] Vgl. Technikglossar

[614] http://www.ie-leipzig.de/Geothermie/Portal/Projekte/Bruchsal.pdf (Abruf 17.09.2009).

Einflüsse des internationalen Marktes

Die aktuelle Entwicklung im Bereich der Geothermie ist stark beeinflusst vom Weltmarkt. In den vergangenen Jahren traten neben australischen und amerikanischen insbesondere auch isländische Unternehmen in die globalen Schlüsselmärkte der Geothermie ein. Kapitalstarke Netzwerke aus isländischen Bohrunternehmen, Planern, Energieversorgern, staatlichen Organisationen und Banken waren auch in Deutschland aktiv – es bleibt abzuwarten, ob sich diese Entwicklung angesichts der Finanzkrise fortsetzt.

6.3.2.5 Umweltauswirkungen, Risiken und Akzeptanz

Die Umweltauswirkungen der geothermischen Stromerzeugung scheinen aus gegenwärtiger Sicht bei der Errichtung der Anlage, im Normalbetrieb, bei möglichen Störfällen sowie bei der Nachsorge gering zu sein [Krewitt et al. 2005, 37]. In Bezug auf potenzielle Umwelteffekte und den Primärenergieverbrauch liegt die Geothermie ähnlich günstig wie andere regenerative Optionen zur Stromerzeugung. Besonders bei den CO_2-Emissionen schneidet sie wesentlich besser ab als die Stromerzeugung aus Erdgas (Faktor 5) oder Steinkohle (Faktor 10). Durch Nutzung der mit der Stromerzeugung gekoppelt anfallenden Wärme können die an sich schon sehr guten Umwelteigenschaften der geothermischen Stromerzeugung noch günstiger gestaltet werden.[615]

Beim Durchbohren der Grundwasserleiter sollen nur geringe Risiken bestehen. Auch die Abkühlung des Untergrundes hat nur geringe Auswirkungen auf die chemische Beschaffenheit des Grundwasserspeichers. Auswirkungen auf Flora und Fauna beschränken sich auf den unmittelbaren Anlagenstandort und sind, nicht zuletzt infolge des geringen Flächenverbrauchs, ebenfalls gering [Krewitt et al. 2005, 37]. Andererseits zeigen sich mit der insgesamt zunehmenden Zahl der Bohrungen (oberflächennahe und tiefe Geothermie) in Einzelfällen Probleme. Auch wenn die Probleme bisher überwiegend bei der oberflächennahen Geothermie auftreten[616], befürchtet die Wasserwirtschaft ein Aufweichen des Grundwasserschutzes. So muss die Wasserbehörde die Bohrerlaubnis verweigern, wenn eine Beeinträchtigung des Allgemeinwohls zu erwarten ist – in der Praxis gibt es jedoch große Bewertungs- und Ermessensspielräume. Explizit auf die Tiefengeothermie zugeschnittene Regelungen gibt es bisher nicht [Janzing 2009, 42].

Die durch geothermische Tiefenbohrungen ausgelösten mikro-seismischen Effekte werden bisher als geringes Risiko eingestuft. Ein seismisches Ereignis in Basel, das von einer geothermischen Bohrung ausgelöst wurde, machte jedoch deutlich, dass derartige Ereignisse Ängste in der Bevölkerung auslösen und sich daher hemmend auf die weitere Innovations-

---

[615] http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab84.pdf (Abruf 24.07.2009).

[616] Ein Extremfall ist im badischen Staufen aufgetreten: Dort wurde 2007 bei 140 m tiefen Bohrungen unter dem Rathaus für eine Erdwärmeversorgung vermutlich eine Gips-Keuper-Schicht angebohrt, in die nun Wasser einsickert und die sich durch Verwandlung des Anhydrits in Gips bis zu 60% ausdehnt. Seitdem sind Teile der Altstadt bereits um 10 cm angehoben worden, was bislang zu Schäden in zweistelliger Millionenhöhe geführt hat. Bauherr war die Stadt selbst [Janzing 2009, 43].

entwicklung auswirken können.[617] Die im Stadtgebiet Basels durchgeführten Bohrungen lösten einen Erdschlag aus, wie es auch im Bergbau häufiger vorkommt. Derartige Mikro-Erdbeben können vor allem während der Erstellung einer Anlage mit Enhanced Geothermal Systems ausgelöst werden (wenn künstliche Wasserwege geschaffen werden).

Zwar sind seismische Reaktionen wie in Basel bei geothermischen Bohrungen üblich und haben möglicherweise den Vorteil, dass sich vorhandene Spannungen lösen und danach mit hoher Wahrscheinlichkeit für längere Zeit keine seismischen Aktivitäten mehr stattfinden [Bußmann 2007, mdl.]. Jedoch wurde es in Basel versäumt, die Bevölkerung rechtzeitig auf die Möglichkeit spürbarer seismischer Reaktionen vorzubereiten und über die Ursachen aufzuklären. Auch in Soultz (HDR) hat es solche schwachen Erdbewegungen gegeben. Es ist absehbar, dass sich die Geothermiebranche im Fall von seismischen Reaktionen auf Akzeptanzprobleme einstellen muss, auch wenn es sich nur um Einzelfälle handelt.

6.3.2.6 Akteure der Konstellation

Die Geothermie kann sich weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene auf mit den anderen erneuerbaren Energien vergleichbare politische und institutionelle Akteurskoalitionen stützen.

Politische Akteure

Das Bundesumweltministerium maß, nachdem es ab 1998 unter der rot-grünen Regierung zu einem zentralen Akteur der Erneuerbare-Energien-Politik avanciert war, der Geothermie zunächst keinen hohen Stellenwert bei. Kaum kalkulierbare wirtschaftliche Risiken und der Umstand, dass die Technologie noch in weiten Teilen unerforscht war, ließ die Geothermie in der Förderpolitik des Bundesumweltministeriums – gegenüber den anderen Sparten der erneuerbaren Energien – in den Hintergrund treten. Dies änderte sich erst mit dem EEG 2004, nachdem eine Studie des TAB[618] hohe geothermische Potenziale nachgewiesen hatte.

Lobby der Geothermie

Im Februar 2006 gab sich die Geothermische Vereinigung (GtV)[619] eine neue Struktur und einen neuen Namen: „Geothermische Vereinigung - Bundesverband Geothermie e. V. (GtV-BV)“.[620] Auf der politischen Entscheidungsebene konnte jedoch auch der Fachverband zunächst nur relativ wenig Einfluss auf den Gesetzgebungsprozess der Förderung ausüben. Der Verband deckt die gesamt Bandbreite der geothermischen Technologien ab: von der oberflächennahen Geothermie bis zur tiefen, hydrothermalen oder petrothermalen

---

[617] Bei den Behörden sollen hierzu über 2.000 Schadensmeldungen eingegangen sein [Janzing 2009, 42]. Es sind jedoch keine Personenschäden entstanden.

[618] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag; Paschen et al. [2003].

[619] Die Geothermische Vereinigung (GtV) wurde 1991 in Bonn gegründet, sie startete als Organisation mit wissenschaftlich-technischem Hintergrund (www.geothermie.de; vgl. Kapitel 6.3.1.7). Das sich schnell verändernde Umfeld führte zu stark steigenden Mitgliederzahlen.

[620] Der Geothermie-Fachverband ist Mitglied im Bundesverband Erneuerbare Energie. Seit 1998 wird die Fachzeitschrift Geothermische Energie herausgegeben.

Geothermie, zur Wärme/Kälte-Erzeugung und zur geothermischen Stromerzeugung. Ziel ist es, die Möglichkeiten der Nutzung der Geothermie allgemein bekannt zu machen und die Öffentlichkeit über die Einsatzmöglichkeiten der geothermischen Technologien und Techniken zu informieren. Der Lobbyverband will die nationale und internationale Politik motivieren, den Einsatz der Erdwärme stärker als bisher zu stützen und die gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen zu verbessern.

Die Mitglieder stammen aus sämtlichen Bereichen der Geothermie: sowohl Wissenschaftler, Vertreter aus Fachbehörden, Planer, Architekten, Journalisten, Forschungseinrichtungen, Bohr-, Bohrservice-, Brunnen- und Heizungsbauunternehmen, Wärmepumpen- und Rohrhersteller, Zulieferindustrie, Zubehörhandel, Kommunen, Stadtwerke, Energie- und Fernwärmeversorger als auch an der Nutzung der Erdwärme interessierten Menschen haben sich in der Vereinigung zusammen geschlossen – ein Umstand, der eine fokussierte Interessenvertretung erschwert.

Darüber hinaus existieren weitere Vereine, die sich für die Geothermie engagieren. Erwähnt sei hier der Freiburger Verein fesa e. V., der sich seit 2003 mit Veranstaltungen und Publikationen für die Nutzung der Geothermie engagiert. Der Verein ist Herausgeber des GeoNewsletters und eines Geothermie-Leitfadens.

Forschungseinrichtungen

Im Forschungsbereich galt die Geothermie über eine lange Zeit nicht als prioritäres Profilierungsfeld. Ein hohes Engagement der Forschungsmittelgeber[621] wie auch der wissenschaftlichen Akteure war in den 1990er Jahren ausgeblieben. Wichtige Forschungseinrichtungen wurden daher erst spät gegründet (vgl. Kapitel 6.3.1.7).

Die Geothermie befindet sich nach wie vor in einer Phase der Forschung und Entwicklung, auch wenn bereits erste kommerzielle Anlagen errichtet wurden. Der Markt der Geothermie wächst und verändert sich rasch, dennoch spielen Forschung und Entwicklung eine zentrale Rolle in der aktuellen Phase und es kommt zur Gründung weiterer Forschungseinrichtungen.

Im Jahr 2003 wurde in Bochum das Geothermie-Zentrum gegründet und am 12. März 2004 eröffnet.[622] Im Rahmen dieses Zentrums entsteht derzeit eine vom Land Nordrhein-Westfalen geförderte Großforschungseinrichtung zur Erforschung und Entwicklung von Verfahren zur Nutzung der Geothermie. Das neue GeoTechnikum[623] soll das wissenschaftliche Herzstück des Geothermie-Zentrums Bochum sein, es ist als Verbundsforschungseinrichtung von Wissenschaft und Wirtschaft zur Durchführung anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung unter produktionsnahen Bedingungen konzipiert. In Laboratorien, einer Großversuchshalle und auf einem Testfeld für Bohrexperimente[624] soll die Bohrtechnologie weiterentwickelt und optimiert werden. Ziel ist

---

[621] Bundesforschungs- und Bundeswirtschaftsministerium.

[622] http://www.geothermie-zentrum.de/portrait.html (Abruf 17.09.2009).

[623] Vgl. http://www.tiefegeothermie.de (Abruf 10.02.2009).

[624] Als zentrale Bestandteile sind eine Coiled-Tubing Bohranlage, Druckwassertechnik und eine Monitoring-Einrichtung zur Gebirgsstimulation vorgesehen.

es, die bisher hohen Bohrkosten durch die Entwicklung neuer Technologien zu senken und eine Infrastruktur für Gründer und Unternehmen aus dem Bereich der geotechnischen und (wärme-) bergbaunahen Anwendung bereit zu stellen.

Anbieter von Unter- und Übertagetechnik

Auf dem Pioniermarkt Tiefengeothermie sind Akteure mit unterschiedlichem Know-how gefragt. Auf dem Gebiet der Untertagetechnik sind überwiegend international tätige Bohrunternehmen aus dem Öl- und Gassektor tätig, wie Schlumberger Ltd. (Houston, USA), Baker Atlas (Houston, USA), aber auch einige deutsche Unternehmen wie die Herrenknecht AG, Angers & Söhne, Drilltec GUT GmbH (Deggendorf) oder die ITAG Tiefbohr GmbH & Co KG (Celle). Da keine konstante Nachfrage existiert, konnte sich in Deutschland auch noch kein eigener Markt für die Tiefenbohrung entwickeln [vgl. Prognos AG et al. 2007b, 77].

Bei der Übertagetechnik (Niedertemperaturturbine, Generator, Wärmetauscher und Kühlung) kann auf mehrere Anbieter zurückgegriffen werden. Speziell bei den verwendeten ORC- oder Kalina-Turbinen gibt es nur wenige Anbieter. Als einziges deutsches Unternehmen bietet die GMK-Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH (Bagershagen) ORC-Turbinen an. Kalina-Turbinen werden von Siemens AG und M+W Zander Gruppe (Stuttgart) angeboten. Darüber hinaus werden beide Turbinenarten auch von einigen ausländischen Unternehmen angeboten. Spezielle Anforderungen durch die hohe Korrosivität und den hohen Gasanteil des geothermischen Dampfes gibt es in der Kühltechnologie. Ein führender deutscher Anbieter auf diesem Markt ist die Balcke-Dürr GmbH (Ratingen) sowie die Mumme Cooling-Tower International GmbH (Wesel) [vgl. Prognos AG et al. 2007b, 79].

Public Private Partnerships

Als eines der ersten größeren deutschen Unternehmen ist Siemens in die Stromerzeugung aus Geothermie eingestiegen (Unterhaching). Das Kraftwerk in Unterhaching ist zudem durch ein starkes kommunales Engagement geprägt. Hier stellen die Kommune und der Bürgermeister eine starke treibende Kraft dar, die das Projekt gemeinsam mit Industriepartnern und in Form einer „public private partnership“ umsetzen.

6.3.2.7 Genehmigungsvoraussetzungen für Tiefengeothermie

Die rechtliche Ausgangslage für die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme stellt sich im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern als kompliziert dar. Erdwärme gehört nach § 3 des Bundesberggesetzes[625] zu den „bergfreien“ Bodenschätzen. Damit ist klargestellt, dass sich die Erdwärme nicht im Eigentum des Grundbesitzers, sondern der Allgemeinheit befindet.

Nach Klinski [2005, 88] müssen bis zum Beginn der Erdwärmegewinnung im Regelfall allein vier Arten von bergrechtlichen Zulassungen eingeholt werden: die Aufsuchungserlaubnis, der Aufsuchungsbetriebsplan, die Gewinnungsbewilligung und der Gewinnungsbetriebsplan. Der

[625] Bundesberggesetz (BBergG) vom 13.08.1980; vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Aufwand ist also vergleichsweise hoch, zumal die Erlaubnisse und Bewilligungen immer nur auf Zeit (zwei Jahre) ausgesprochen werden.

Die Aufsuchungserlaubnis und die nach einer erfolgreichen Erkundungsphase benötigte Gewinnungsbewilligung werden in einem einfachen Verwaltungsverfahren (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung, ohne Umweltverträglichkeitsprüfung und ohne Konzentrationswirkung) erteilt [Klinski 2005, 88]. Aus Sicht des Nutzers sollte das Erlaubnisfeld möglichst groß angelegt sein, um ein ausreichendes potenzielles Untersuchungsgebiet zu haben. Andererseits sind die zuständigen Bergbaubehörden gehalten, das Erkundungsfeld zu begrenzen, wenn konkurrierende Aufsuchungsinteressen nicht auszuschließen sind.[626] Als solche gelten zum Beispiel bergbauliche Abbauinteressen sowie die Nutzung als unterirdische Speicher für Druckluft, Gas etc. Die Anwendung der Abgrenzungskriterien ist also wesentlich für die Spielräume der geothermalen Erkundung.[627]

Die Betriebspläne für Aufsuchung und Gewinnung werden in einem regulären Genehmigungsverfahren zugelassen. Dabei handelt es sich um ein einfaches behördliches Verwaltungsverfahren ohne Konzentrationswirkung.[628] Im Fall der Zulassung müssen die Antragsteller noch weitere behördliche Genehmigungen (i. d. R. wasserrechtliche Erlaubnisse für die Grundwasserförderung sowie Baugenehmigungen für die oberirdischen Gebäude) beantragen.

Da man für Erdwärme nicht den klassischen Lagerstättenbegriff verwenden kann, benötigt man für die Abgrenzung des Bereichs, für den die Bewilligung gilt, spezifische Kriterien. Als Abgrenzungskriterien kommen z. B. die Lage seismischer Profile, Lokationen für geplante Bohrungen oder Gebiete geowissenschaftlicher Untersuchungen in Frage. Das Bewilligungsfeld wird in der Regel ein Teilgebiet des Erlaubnisfeldes sein.[629]

---

[626] Eine Konkurrenz zur geothermalen Erkundung und Nutzung ist die CO_2-Abscheidung aus Kohlekraftwerken und deren unterirdischen Verpressung (CCS). Das Kohlendioxid soll vorzugsweise in unterirdischen Hohlräumen und leeren Ölfeldern deponiert werden. Daraus resultierende Druckveränderungen im Untergrund könnten die Spielräume für GT-Bohrungen einengen.

[627] Für die einzelnen Verfahren hat der Ad-hoc-Arbeitskreis „Bemessung von Erdwärmefeldern“ des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau jeweils spezifische Kriterien erarbeitet (vgl. www.geothermie.de/wissenswelt/gesetze-verordnungen-recht/bergrecht-und-erdwaerme.html, Abruf 10.09.2009). Sie sollen eine bundesweit einheitliche Handhabung der Abgrenzung von Aufsuchungsfeldern gewährleisten. Eine Priorisierung der geothermalen Nutzung gegenüber anderen Nutzungsansprüchen ist nicht zu erkennen, ein Umstand der von der GtV kritisiert wird.

[628] Nach Klinski [2005, 89] wäre ein Planfeststellungsverfahren nur durchzuführen, wenn die beantragten Aktivitäten durch die Verordnung über die Umweltverträglichkeit bergbaulicher Vorhaben (UVP-VBergbau; vgl. Rechtsquellenverzeichnis) für UVP-bedürftig erklärt worden sind (vgl. §§ 52a, 57c BBergG). Das ist bei Erdwärmeanlagen grundsätzlich nur der Fall, wenn vorgesehen ist, innerhalb eines Naturschutzgebietes oder eines Schutzgebietes nach der FFH- oder der Vogelschutzrichtlinie der EG (RL 92/43/EWG bzw. RL 79/409/EWG; vgl. Rechtsquellenverzeichnis) eine Tiefbohrung mit mindestens 1.000 m Teufe vorzunehmen (vgl. § 1 Nr. 8 der UVP-V Bergbau). Im Regelfall ist also davon auszugehen, dass kein Planfeststellungsverfahren mit Konzentrationswirkung stattfindet [ebda.].

[629] Grundkriterium für die Abgrenzung des Bewilligungsfeldes ist u. a. der zu erwartende Abkühlungsbereich. Darüber hinaus spielt auch der Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung eine Rolle [Schulz 2004; vgl. Technikglossar].

Auf Grund der geringen Anzahl der Vorhaben und ihres zum Teil auf einen Pilotcharakter beschränkten Umfanges liegen bisher nur begrenzte praktische Erfahrungen über etwaige administrative Hemmnisse der Anlagenzulassung vor. Daher wird zunächst kein administrativer Regelungsbedarf gesehen. Wohl aber stellt sich die Frage, wie und ob die ohnehin begrenzte Zahl geeigneter Standorte für die geothermale Stromerzeugung langfristig vor der Inanspruchnahme durch andere Nutzungen gesichert werden kann. Nach Auffassung der GtV wäre hier eine „Raumordnung des Untergrundes“ zur Festlegung eines „Vorrangs“ für die geothermale Nutzung erstrebenswert.

6.3.2.8 Treibende Kräfte und Hemmnisse

Wichtigste treibende Kräfte der Geothermie-Entwicklung waren bisher die durch das EEG 2004 und die Erhöhung des Forschungsetats gesetzten, verbesserten ökonomischen Rahmenbedingungen. Sollte es zu keinem fortgesetztem Preisanstieg bei den Erschließungskosten kommen, dürften die deutlich angehobenen Vergütungssätze im EEG 2009 in Verbindung mit der Risikoabsicherung über das Marktanreizprogramm grundsätzlich für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb an vielen Standorten genügend Anreize bieten. Förderlich für die Entwicklung wirkte sich auch der internationale und gesellschaftliche Kontext in dieser Phase aus, der den erneuerbaren Energien insgesamt und der Geothermie im Speziellen als nicht volatile erneuerbare Energiequelle große Aufmerksamkeit und Unterstützung zukommen ließ [Wenzel et al. 2009].

Trotz der durchaus vorhandenen Potenziale konnte die geothermische Stromerzeugung bisher jedoch nicht in gleichem Maße wie die anderen erneuerbaren Energien von den politischen Steuerungsimpulsen profitieren.

Hemmend wirkten sich insbesondere die großen Fündigkeitsrisiken aus. Zudem können die staatlichen Maßnahmen kaum an vorhandenen Motivationen ansetzen. Anders als etwa bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen, an denen eine große Zahl privater und gewerblicher Investoren Interesse haben, gibt es nur wenige Unternehmen oder gesellschaftliche Gruppen, die von Geothermie-Kraftwerken profitieren. Zentrale Akteure zur Umsetzung der Steuerungsimpulse sind große Energieversorger, Unternehmen aus den Bereichen der Hydrologie, Geologie und Messtechnik, Bohrunternehmen sowie Stadtwerke und Kommunen, die jedoch nur bedingt Interesse an einer geothermisch generierten Strom- und Wärmeerzeugung haben [Wenzel et al. 2009]. Das Interesse ist insbesondere dann gering, wenn die vorhandenen und intakten Infrastrukturen auf andere Energieträger ausgerichtet sind, wenn hohe Anfangsinvestitionen – etwa für die Umstellung auf ein Wärmenetz – erforderlich sind und hohe Risiken in Kauf genommen werden müssen.

Hinzu kommt, dass geothermische Großprojekte – anders als zum Beispiel Windparks – kein geeignetes Investitionsobjekt für Privatanleger darstellen. Private Akteure investieren vielmehr in individuelle geothermische Wärmenutzungsanlagen. Erste kommerzielle Projekte zeigen, dass vor allem große Energieversorgungsunternehmen als Investoren und Kommunen als Betreiber wichtige Akteure sind. Trotz der Grundlastfähigkeit der Stromerzeugung halten sich jedoch die Energieversorger angesichts vergleichsweise geringer Renditen zurück. Die Beteiligung an den Geothermie-Projekten hat gegenwärtig eher noch Alibicharakter. Die großen Energieversorger betrachten Geothemieanlagen mit 5 MW_{el} als eine „Kleintechnik“, die unter Wirtschaftlichkeitskriterien eher uninteressant ist – dies wäre

selbst dann der Fall, wenn die Anlagen ein Leistungspotenzial von 25 MW_{el} hätten. Großtechnik – wie Kohle- oder Atomkraftwerke – ist nach wie vor preiswerter und birgt aus der Sicht von Energieversorgern weniger wirtschaftliche Risiken.

Welche Rolle künftig Akzeptanzprobleme angesichts des Auftretens mikro-seismischer Effekte (Erdbeben) spielen werden, ist noch nicht absehbar. Mikro-Erdbeben können vor allem beim Aufbrechen des Untergrundes (so genanntes Hydro fracturing) während der Errichtung der Anlagen ausgelöst werden. Um Akzeptanzproblemen vorzubeugen, erweist es sich als überaus wichtig, die Bevölkerung im Vorfeld der Projekte rechtzeitig auf mögliche Beben vorzubereiten und über die Ursachen aufzuklären. Eine gute Öffentlichkeitsarbeit zur Information der Anwohner im Vorfeld der Projekte ist von besonderer Bedeutung, damit diese vom Nutzen der Aktivitäten überzeugt werden und für eventuelle Belästigungen Verständnis haben.

6.3.3 Ausblick

Die Technik zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung mit Niederenthalpie befindet sich noch in einem sehr frühen Entwicklungs- und Einsatzstadium und weist aus der Perspektive der Wissenschaftler noch große Entwicklungspotenziale auf, deren Nutzung Kostenreduktionen erwarten lässt. In Deutschland befinden sich derzeit insgesamt rund 150 Geothermieprojekte zur Erschließung tiefengeothermischer Wärme in einem Bearbeitungsstand zwischen Voruntersuchung und tatsächlichem Bau [vgl. BMU 2007b, 3]. Die kleine Zahl der Projekte und Kraftwerksstandorte zur geothermischen Stromerzeugung konzentriert sich bislang auf Grund der besseren geothermischen Bedingungen (ausreichende Fließraten des vorhandenen Thermalwassers) im süddeutschen Raum (süddeutsches Molassebecken und Oberrheingraben). Auch im Norddeutschen Becken sind einige Standorte in der Entwicklung.

Neben der Förderung im EEG wird für die Geothermie auch künftig eine Förderung von Forschung und Entwicklung notwendig sein. Abgesehen von den großen Energieversorgern als Investoren und Turbinenherstellern wird die Geothermie vor allem durch kleine und mittlere Unternehmen getragen, die Unterstützung bei technologischen Entwicklungen und bei der Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen und Universitäten benötigen. Darüber hinaus sind Forschungsarbeiten zu der Frage notwendig, wie Erdschläge und Erschütterungen (induced microseismicity) und damit zusammenhängende Akzeptanzprobleme vermieden werden können.

Neben den oben genannten Hemmnissen wirken sich zunehmend auch die Konkurrenzen zu anderen Energieerzeugungstechnologien und Nutzungen des Untergrundes ungünstig auf die Geothermieentwicklung aus. Geothermieprojekte stehen nicht nur mit einer bislang noch kostengünstigeren fossilen Wärmeerzeugung in Konkurrenz, sondern in Teilen auch mit anderen erneuerbaren Energieträgern, wie preiswerter Wärmeenergie aus Biogas- und Pflanzenölanlagen. Zumindest in ländlichen Gebieten mit hohem Biogaspotenzial und steigendem Bioenergiepflanzenanbau kann bezogen auf den Wärmeabsatz eine Kon-

kurrenzsituation zur Tiefengeothermie entstehen, denn der KWK-Bonus für Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung[630] wird nun, statt bisher mit 2 Cent/KWh, mit 3 Cent/kWh vergütet. Wenn eine Biogasanlage sich allein über die EEG-Vergütung rechnet, kann die reichlich vorhandene Abwärme zusätzlich genutzt werden, denn die Kosten für ein Wärmenetz fallen sowohl bei Biomasse als auch Geothermie an.

Ab 2009 dürfte die Haftungsfreistellung über den Sicherungsfonds der KfW eine deutliche Verbesserung im Hinblick auf das von den potenziellen Investoren gefürchtete Fündigkeitsrisiko bringen.[631] Dennoch rechnen sich Geothermie-Stromerzeugungsanlagen künftig vermutlich kaum allein über die EEG-Vergütung und sind auf einen zusätzlichen Wärmepreis angewiesen. Dazu ist die Nähe zu Siedlungen (Wärmesenken) eine wichtige Voraussetzung. Die örtliche Übereinstimmung von geothermischen Bedingungen und Wärmesenken ist aber nur an wenigen Standorten gegeben. Zudem kann bei einer Konzentration von mehreren Geothermieanlagen in einer Region eine Konkurrenz um die vorhandenen Heißwasservorkommen entstehen – diese Situation ist zwar noch nicht in Deutschland, aber bereits in Kalifornien eingetreten.

Schließlich tritt geothermale Energiegewinnung auch in Konkurrenz zu den Plänen der CO_2-Abscheidung aus Kohlekraftwerken und deren unterirdischen Verpressung sowie zur Nutzung des Untergrundes als Gas- oder Druckluftspeicher. Das Kohlendioxid soll vorzugsweise in unterirdischen Hohlräumen und leeren Ölfeldern deponiert werden. Daraus resultierende Druckveränderungen im Untergrund können die Spielräume für Geothermie-Bohrungen einengen. Kraftwerksbetreiber versuchen gegenwärtig, sich vorsorglich Standorte für die CO_2-Verpressung zu sichern. In einem potentiellen CCS-Ablagerungsgebiet können jedoch nicht zugleich Aufsuchungsbohrungen für Geothermievorhaben vorgenommen werden. Angesichts der ohnehin begrenzten Zahl geeigneter Geothermie-Standorte in Deutschland können solche Verfügbarkeitsbeschränkungen rasch zu einer zentralen limitierenden Größe für weitere Ausbauplanungen werden. Notwendig scheint daher eine Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens, die auch eine Raumordnung für den Untergrund einschließt.

Es bleibt eine offene Frage, ob sich die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland zu einer etablierten Branche der erneuerbaren Energien entwickeln wird. Das EEG und die Forschungs- und Entwicklungsförderung bieten einen förderlichen ökonomischen Rahmen, dennoch bestehen erhebliche Konkurrenzen sowie erhebliche Risiken und hohe technische Herausforderungen.

---

[630] Vgl. Technikglossar

[631] Der Sicherungsfonds übernimmt bis zu 80 % der Bohrkosten bei Nichterfolg sowie ungeplante Mehrkosten bei den Bohrungen bis 1,5 Mio. Euro. Fündigkeitsrisiko, vgl. Technikglossar.

6.4 Quellen

Literatur

Binder, J. & Ruder, M. (2008): Der Herrenknecht Vertical Terra Invader 350. In: Geothermische Energie, Jg. 60, S. 9-13.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007a): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2006 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/... (Abruf 06.07.2007).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007b): Newsletter zur Forschung im Bereich erneuerbare Energien, Ausgabe 6/2007 vom 13. Dezember 2007.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007c): Tiefe Geothermie in Deutschland. Berlin.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007d): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG. www.erneuerbare-energien.de/files/... (Abruf 24.07.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009a): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Stand Mai 2009.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009b): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2008 zur Forschungsförderung der erneuerbaren Energien. Stand Januar 2009.

BMWA (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) [Hrsg.] (2005): Innovation und neue Energietechnologien. Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Berlin. http://www.bmwi.de/Dateien/... (Abruf 11.07.2007).

Bußmann, W. (1991): Eine Chance für Geothermie. Einleitung. In: Bußmann et al. (Bußmann, W.; Kabus, F.; Seibt, P.) [Hrsg.]: Geothermie. Wärme aus der Erde. Technologie - Konzepte - Projekte. Karlsruhe, S. 1-19.

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) [Hrsg.] (o. J.): Die deutsche Geothermie-Branche. http://www.renewables-made-in-germany.com/... (Abruf 25.05.2007).

Etscheid, G. (2002): „Wir hatten die Nase vorn“. Interview in der ZEIT 37/2002 vom 05.09.2002. Georg Etscheit interviewt den ehemaligen Geschäftsführer der Geothermie Neubrandenburg GmbH, Herbert Schneider. http://www.zeit.de/2002/37/Wir_hatten_die_Nase_vorn (Abruf 17.09.2009).

Frick, S.; Kaltschmidt, M. (2009): Ökologische Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg. In: Erdöl, Erdgas, Kohle, Jg. 125, Heft 1, S. 37-42.

Fromme, J. (2005): Räumliche Implikationen von Regenerativ-Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems, Dissertation. Dortmund.

Geothermische Energie (2002): Schub für die Geothermie-Forschung – Power to Geothermal R&D. In: Geothermische Energie, Jg. 10, Nr. 34/35, Heft 1/2, S. 7.

Hagedorn, R. & Menzel, H. (2003): Die Marktstellung, die Branchen- und die Konkurrenzsituation der Geothermie gegenüber der Versorgung aus fossilen Energieträgern

und der Versorgung aus anderen Regenerativen Energien. In: Geothermische Energie, Nr. 4.

Huenges, E. (2004): Auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung. In: Huenges, E.; Wolfgramm, M. [Hrsg.]: Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck: Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzung. Potsdam.

Janzing, B. (2004a): Es beginnt in Basel. In: Photon, Nr. 9, S. 60.

Janzing, B. (2004b): Erdwärme-Euphorie am Oberrhein. In: Photon, Nr. 9, S. 72.

Janzing, B. (2009): Rumoren in der Tiefe. In: neue energie, Nr.1, S. 41-43.

Jung, R. (2007): Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle, Jg. 123, Nr. 2, S 1-7. http://www.lbeg.de/geologie/downloads/stand_aussichten_tiefengeothermie.pdf (Abruf 24.07.2009).

Kaltschmitt, M. &. Müller M. (2004): Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. http://www.fh-bochum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Downloads/geothermische_Stromerzeugung/Geothermischer_Strom-2004_Kaltschmitt.pdf (Abruf 17.09.2009).

Kellermann, D. (2005): Geothermie – unendliche Energiequelle aus der Tiefe der Erde. In: Naturschutzblätter, Nr. 3, S. 36-38.

Klinski, S. (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. www.erneuerbare-energien.de/files/... (Abruf 24.07.2009).

Kniesz, J. (2006): Das geothermische Heizwerk in Waren. In: Umweltpanorama, Nr. 12, S. 5-7. http://panoramafotografie.info/... (Abruf 25.09.2007).

Krewitt, et al. (Krewitt, W.; Nitsch, J.; Reinhardt, G.) (2005): Renewable energies: between climate protection and nature conservation? In: International Journal Global Energy Issues, Jg. 23. Nr. 1, S. 29-42.

Leuschner, U. (o.J.): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland. www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-09.htm. (Abruf 24.07.2009).

Lund, J. W. (2000): Weltweiter Stand der geothermischen Energienutzung. In: Geothermische Energie, Jg. 8, Nr. 28/29, Heft 1/2. www.geothermie.de/europaundweltweit/weltweiter_stand_der_geothermisc.htm; (Abruf 24.06.2008).

Menzel, H. (2003): Projektgeschichte des hydrothermalen Kraftwerks Neustadt-Glewe. In: Geothermische Energie, Nr. 4.

Paschen et al. (Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.) (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag [Hrsg.] (TAB-Arbeitsbericht Nr. 84). Berlin.

Pernecker, G. (o.J.): Geothermische Wärmeversorgungsanlage Altheim, Oberösterreich. http://root.riskommunal.net/gemeinde/altheim/gemeindeamt/download/InfoGeothermie.pdf (Abruf 10.12.2009).

PK Tiefe Geothermie (2007): Nutzung der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie). Arbeitshilfe für Geologische Dienste vom 08.02.2007. Personenkreis Tiefe Geothermie: Ad-hoc-Arbeitsgemeinschaft Geologie des Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO). Unter Mitarbeit von Blum, R., Fritsche, H.-G. et al.

Prognos AG et al. [Hrsg.] (2007a): Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Gesamtbericht. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/... (Abruf 07.04.2008).

Prognos AG et al. [Hrsg.] (2007b): Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Geothermie. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eval_g_kl.pdf, (Abruf 07.04.2008).

Schellschmidt et al. (Schellschmidt, R.; Sanner, B.; Jung, R.; Schulz, R.) (2007): Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching.

Schulz, R. (2004): Bergrecht und Erdwärme – Gesichtspunkte zur Bemessung von Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern. In: Geothermische Energie, Nr. 1, S. 9-16.

Staiß, F. (2007): Jahrbuch erneuerbare Energien. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg [Hrsg.]. Bieberstein. Radebeul.

Staiß et al. (Staiß, F.; Schmidt, M.; Musiol, F.) (2007): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG.; Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung. Stuttgart.

Wenzel et al. (Wenzel, B.; Ohlhorst, D.; Bruns, E.) (2009): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Stiefkind oder schlafender Riese? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 33, Nr. 1, S. 23-30.

Interviews

Bußmann [2007, mdl.]	Interview mit Werner Bußmann, Geothermische Vereinigung, am 26.09.2007.
Dürrschmidt [2008, mdl.]	Interview mit Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Referatsleiter im Bundesumweltministerium, am 02.10.2007.
Eisenbeiß [2009, mdl.]	Telefoninterview mit Dr. Gerd Eisenbeiß, ehem. Referatsleiter im Bundesforschungsministerium, am 22.09.2009.
Sanner [2008, mdl.]	Telefoninterview mit Burkhard Sanner, Präsident des European Geothermal Energy Council (EGEC), 1992 bis 2006 Vorsitz des Bundesverbandes Geothermie, Vorstand des European Regional Branch der International Geothermal Association IGA, am 24.07.2008.

7 Innovationsbedingungen der Stromerzeugung aus Windenergie

7.1 Vorbemerkungen

Bei diesem Kapitel handelt es sich um eine Zusammenfassung und Aktualisierung der Ergebnisse eines Vorläuferprojektes mit dem Titel „Innovationsbiographie der Windenergie“, das von 2004 bis 2007 durchgeführt und von der VW-Stiftung gefördert wurde [Bruns et al. 2008].

Die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland insbesondere der letzten 15 Jahre gilt weltweit als Erfolgsfall. Trotz vergleichsweise geringer Fläche und begrenztem Windaufkommen ist Deutschland derzeit Weltmarktführer bezüglich der absolut installierten Windenergiekapazität. Damit erreichte die Windenergie auch volkswirtschaftlich relevante Größenordnungen, Deutschland hat sich in diesem Bereich zu einem so genannten Lead market entwickelt.

Auch die Entwicklung der Windenergie wurde in einem interdisziplinären Verfahren in die folgenden Phasen eingeteilt, die in Kapitel 7.3 ausführlich beschrieben werden:

Entwicklung der Windenergie

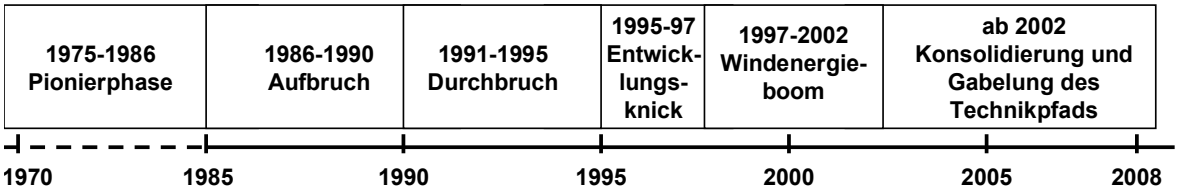


Abbildung 7-1: Phasen der Windenergienutzung

7.2 Historischer Rückblick (vor 1970)

Die heutige Nutzung der Windenergie ist keine grundsätzlich neue Technologie, sondern die Wiederentdeckung und Weiterentwicklung einer traditionsreichen Technik, die jedoch im Zuge der Industrialisierung verdrängt wurde [Ohlhorst 2009, 24]. In Deutschland gehen die ersten Ansätze der Windenergienutzung zur Stromerzeugung auf die Zeit vor dem Ersten Weltkrieg zurück [Hau 1996, 29]. Mit der Kohlekrise, die aus der Niederlage des Ersten Weltkriegs resultierte, wurde das Interesse an der Windenergienutzung verstärkt. Durch Forschungsbemühungen wurden erhebliche Fortschritte in der Aerodynamik erreicht, die eine deutlich verbesserte Ausnutzung der Windenergie versprachen [Heier 1997, 7; Heymann 1995, 107]. Diese Entwicklungsbemühungen richteten sich auf das Ziel, Strom durch Windenergieanlagen zu erzeugen.

Folgenreich für die Geschichte der Windenergienutzung war die rasche Ausbreitung der zentralisierten Elektrizitätsversorgung [Heymann 1995, 111]. Sie veränderte die technischen Anforderungen an die Windmotoren und beeinflusste die Strategien zur Gestaltung der Windenergienutzung erheblich [ebda., 114, 140]. Seit Beginn der 1920er Jahre wurde

versucht, die Windenergietechnik an die Anforderungen einer auf Großkraftwerken basierenden, zentralisierten Elektrizitätsversorgung anzupassen. In dieser Zeit schaffte der Strömungsforscher Albert Betz[632] noch heute relevante, fundamentale Grundlagen für das Verständnis und die Theorie der Windenergienutzung.

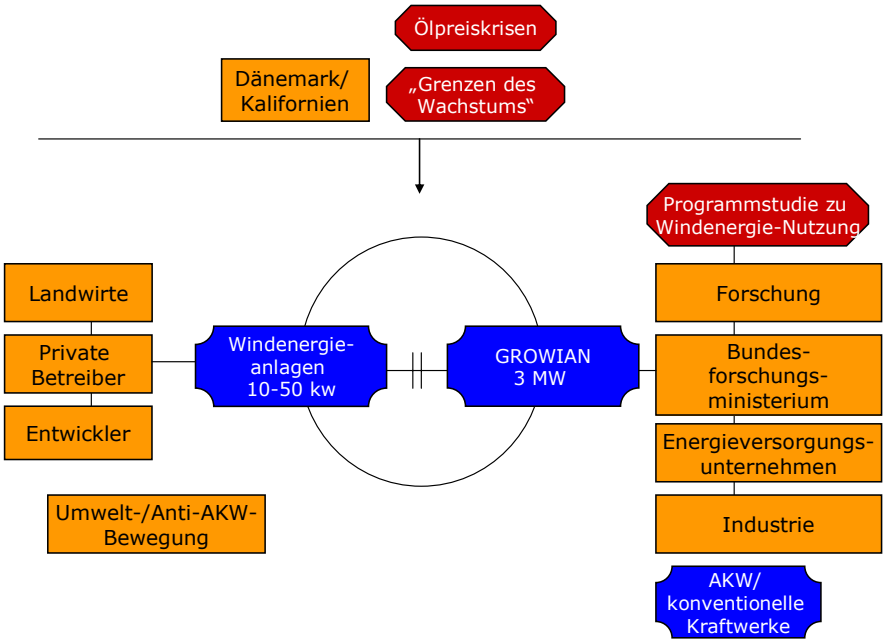
Auch während der nationalsozialistischen Herrschaft war Windenergie Gegenstand staatlichen und industriellen Interesses [ebda., 162]. 1935 wurde mit der Ratifizierung des Energiewirtschaftsgesetzes eine auf Großkraftwerken basierende, zentrale Elektrizitätsversorgung juristisch festgeschrieben – eine für die Struktur der Energieversorgung und auch für die Windenergie folgenreiche Festlegung [vgl. z. B. Stier 1999, 442 ff.]. Aufsehen erregten in den 1930er Jahren die Pläne Hermann Honnefs, der durch große Höhenwindkraftwerke (mit einer Höhe von bis zu 430 m) die Arbeitslosigkeit beseitigen und Deutschland mit billigem Strom versorgen wollte [Heymann 1995, 167 f.; Honnef 1932]. Jedoch gelang es trotz zahlreicher technischer Neuerungen in dieser Epoche des 20. Jahrhunderts nicht, mit Wind betriebene Großkraftwerke zu schaffen, die – noch dazu in Zeiten sinkender Brennstoffpreise – große Kohlekraftwerke hätten ersetzen können. Kleinere Anlagen für Selbstversorger blieben unzuverlässig und es konnte sich dafür kein Markt etablieren [Heymann 1995, 446 f.].

Erst die Ereignisse der Ölpreis-, Atom- und Umweltkrisen in den 1970er und 1980er Jahren schafften einen Bewusstseinswandel, der ein deutlich zunehmendes Interesse an der Windenergie mit sich brachte. Es begann ein Prozess der Veränderung struktureller und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen [Saretzki 2001, 206; Mautz & Byzio 2005], unter denen die Windenergie zu einer zunehmend wettbewerbsfähigen Technologie entwickelt werden konnte [Heymann 1995, 343, 448].

[632] Albert Betz war beschäftigt bei der Aerodynamischen Versuchsanstalt Göttingen [Heymann 1995, 117]. Er entwickelte eine Theorie für die frei umströmte Turbine, die auch heute noch bei der Berechung von Windenergieanlagen (WEA) zugrunde gelegt wird [Twele 2005, 20; Gasch & Twele 2005, 32].

7.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs

7.3.1 Phase 1: Pionierphase Mitte der 1970er Jahre bis 1986



GROWIAN = Großwindanlage
AKW = Atomkraftwerk
MW = Megawatt

Der Kreis symbolisiert den Kern der Konstellation.

Abbildung 7-2: Konstellation Phase 1: Pionierphase Mitte der 1970er Jahre bis 1986

7.3.1.1 Charakteristika der Konstellation

Zu Beginn des Untersuchungszeitraums, in der Pionierphase von Mitte der 1970er Jahre bis 1986, trug die Windenergie kaum zur Energieversorgung bei – sie befand sich noch im Experimentierstadium. Von zentraler Bedeutung sind in dieser Phase Windenergieanlagen unterschiedlicher Leistungsbereiche, sie bilden den Kern der Konstellation und gehören zwei deutlich voneinander zu unterscheidenden Teilkonstellationen an.

Seitens des Staates wurde vor allem die Großanlagenforschung unterstützt, ein Quantensprung in der Windtechnologieentwicklung sollte versucht werden (vgl. rechter Teil in Abbildung 7-2). Grund war die Suche nach technischen Alternativen zur nuklearen und fossilen Energieversorgung. Der GROWIAN war ein prominentes Beispiel der – allerdings gescheiterten – Großanlagenforschung. Er wurde initiiert durch eine Allianz aus staatlichen Akteuren, Akteuren des etablierten Energieversorgungssektors und Wissenschaftlern.

In der Nischenkonstellation (linker Teil der Konstellation) ging es um die Nutzung von Kleinanlagen mit geringen Stromerzeugungskapazitäten, die – ohne einen vergleichbar großen Aufwand – von Pionieren der Windenergie entwickelt wurden. Dies waren einzelne engagierte Ingenieure oder Bastler, deren Motive in dieser Phase vor allem in einer

dezentraleren Stromerzeugung und dem Ausstieg aus der Atomenergie bestanden. Sie setzten anstatt auf Großtechnologie auf einfache Lösungen. Landwirte begannen in dieser Phase, Windenergie für den eigenen Strombedarf zu nutzen. Die kleinen Anlagen zeichneten sich durch eine robuste Technik und eine relativ unkomplizierte Handhabbarkeit aus. Diese Teilkonstellation der Windenergie steht für die technologische Nische, aus der heraus sich die Windenergie im weiteren Verlauf entwickelt hat. Diese Nische war zunächst deutlich vom konventionellen System der Energieversorgung isoliert.

7.3.1.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Die Pionierphase stand im Kontext sowohl der Kernenergie- als auch Energieversorgungskrise (vgl. Kapitel 3.1.3 und 3.1.4). Nach den beiden Ölpreiskrisen der 1970er Jahre nahm das Interesse an der Windenergie gegenüber den zurückliegenden Jahrzehnten deutlich zu. Erstmals wurde Windenergienutzung als eine – wenn auch untergeordnete – Möglichkeit betrachtet, die bestehende Importabhängigkeit von Öl und Gas zu verringern. Die spürbare Verknappung von Kohle und Öl zwang dazu, energiepolitische Alternativen zu suchen und rückte die dänischen und US-amerikanischen Windenergie-Aktivitäten in den Blick.

7.3.1.3 Impulse aus dem Ausland

Die Windenergietechnologie war in dieser Zeit stark geprägt durch die Entwicklungen in Dänemark und in den USA. Die technische Entwicklung war vor allem von Dänemark beeinflusst, wo es Anfang der 1980er Jahre bereits eine serienmäßige Produktion von Windenergieanlagen im Leistungsbereich bis etwa 50 kW gab. Die Anlagen standen in dem Ruf, robust und zuverlässig zu sein.[633] Sie wurden nicht nur für den heimischen, sondern verstärkt auch für den amerikanischen Markt gebaut. Dort war aufgrund eines Förderprogramms, das mit hohen Steuerersparnissen gekoppelt war, die Nachfrage nach Windenergieanlagen hoch. Plötzlich stieg in den USA die Nachfrage, die Amerikaner kauften Windenergieanlagen in praktisch jeder Größenordnung [Molly 2005, mdl.]. Der Markt in den USA diente als „Testfeld“ für die dänischen Anlagen. Dieser Entwicklungsschub dänischer Kleinanlagen endete jedoch Mitte der 1980er Jahre, als das amerikanische Steuersparmodell auslief und die Aufstellungszahlen abrupt sanken.

Der erfolgreiche Technologieexport Dänemarks hat in dieser Zeit die Überlegungen zur Entwicklung der Windenergie in Deutschland stark beeinflusst und trug dazu bei, dass 1986 ein erstes Förderprogramm durch das Bundesforschungsministerium (damals BMFT) aufgelegt

[633] Vgl. Bruns et al. [2008]; Bechberger et al. [2008]; Twele [2005, mdl.].

wurde (vgl. Kapitel 7.3.1.4).[634] Auch in der Aushandlung von Einspeisebedingungen für Windstrom übernahmen die Dänen die Vorreiterschaft in Europa.[635]

7.3.1.4 Staatliche Steuerungsimpulse: Forschungs- und Entwicklungsförderung

Die Forschungsförderung konzentrierte sich auf Großwindanlagen der Multimegawattklasse und hier auf unterschiedliche Anlagentypen mit hoher Leistung. Diese Forschungsstrategie hatte das Ziel, der Windenergie großtechnisch zum Durchbruch zu verhelfen.

Im Jahr 1976 gab das Bundesforschungsministerium bei der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DFVLR) und dem Forschungsinstitut für Windenergietechnik (FWE) unter der Leitung von Prof. Hütter (TH Stuttgart) eine Programmstudie zur Windenergienutzung in Auftrag. Die Studie [Armbrust et al. 1976] diskutierte ausführlich die verfügbaren Windmessdaten, das Windenergiepotenzial, die historische Entwicklung der verschiedenen Windenergienutzungssysteme sowie Wirtschaftlichkeitsabschätzungen und enthielt Vorschläge für Forschung und Entwicklung. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Windenergietechnologie sehr weit entwickelt sei und großes Zukunftspotenzial in sich berge. Dem Bundesforschungsministerium und der Kernforschungsanstalt Jülich (KFA), der die Koordination des Forschungsbereichs Erneuerbare Energien übertragen worden war, wurde von den Autoren der Studie empfohlen, eine Anlage in der Größenordnung von 1 MW und 80 m Flügeldurchmesser zu entwickeln. Zwar mahnten Prof. Kleinkauf (Projektleiter) und J. P. Molly zu kleineren Schritten, um das Schwingungsverhalten und die Regelungsproblematik genau untersuchen zu können. Die Warnungen blieben jedoch unberücksichtigt. In der Folge wurde ab 1980 eine so genannte Großwindanlage, der GROWIAN, auf einem Versuchsgelände im Kaiser-Wilhelm-Koog[636] errichtet [Ohlhorst 2009, 94 f.].

Bereits 1987 galt das Projekt als gescheitert und GROWIAN wurde demontiert. GROWIAN galt als einer der größten Fehlschläge in der Geschichte der Windenergieanlagen. Die zentrale Lehre, die aus den begangenen konzeptionellen Fehlern gezogen wurde, führte zu einem Paradigmenwandel bei der Entwicklung der Windenergietechnologie. Später wurde bisweilen gemutmaßt, dass das Projekt von vornherein zur Demonstration der Unmöglichkeit großer und leistungsstarker Anlagen konzipiert worden wäre, was durchaus im Interesse der Energieversorgungsunternehmen lag.

Das Vorhaben GROWIAN stellte den Schwerpunkt der deutschen Forschungsbemühungen im Windenergiesektor nach den Ölkrisen der 1970er Jahre dar. Das Bundesforschungsminis-

---

[634] Vgl. Heymann [1995, 428] und Molly [2005, mdl.].

[635] Dänische Windenergiebetreiber handelten (ohne Beteiligung staatlicher Behörden) günstige Vereinbarungen über die Anschlussbedingungen und Einspeisevergütungen aus, die 1984 in Kraft traten. Betreiber von Privatanlagen für den Eigenbedarf, die nur Überschussstrom ins Netz einspeisten, erhielten eine Vergütung von 70 % des durchschnittlichen Stromverkaufspreises. Betreiber, die den produzierten Strom vollständig einspeisten, erhielten 85 % des durchschnittlichen Stromverkaufspreises. Darüber hinaus kamen die Versorgungsunternehmen in Dänemark für 35 % der Anschlusskosten auf [Heymann 1995, 414 f.].

[636] Der Standort befindet sich bei Marne im Landkreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein. Das Gelände diente auch später noch als Teststandort für neue Anlagenprototypen sowie zur Testung und Zertifizierung von Anlagenkomponenten.

terium stellte bis 1988 insgesamt 218 Mio. DM für die Windenergieforschung zur Verfügung, davon wurden allein für GROWIAN über 90 Mio. DM ausgegeben [Tacke 2004, 149].

Im Hinblick auf die Politik der Bundesregierung und ihre Förderung der Windenergie war diese erste Phase charakterisiert durch Forschungs- und Entwicklungsförderung im engeren Sinne, auch die Großwindanlagenforschung ist darunter zu fassen. Die Entwicklung war nicht getrieben von einem umweltpolitischen oder einem Substitutionsziel, sondern von dem Ziel, technologische Innovationen zu fördern. Die Förderung der Windenergie ging vom Bundesforschungsministerium aus. Windenergie war in dieser Phase eine „technologische Spielwiese“ [Vahrenholt 2005, mdl.], die ausprobiert wurde, um angesichts des Drucks gegen die Kernenergie zu zeigen, dass auch im nicht-nuklearen Bereich Technikentwicklung gefördert wurde. Später konzentrierte sich die Förderung weniger auf die technische Entwicklung, sondern stärker auf Serienfertigung und Markteinführung von Windenergieanlagen.

7.3.1.5 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

In der Windenergietechnik entwickelten sich im Untersuchungszeitraum zwei völlig unterschiedliche Leistungsbereiche: Aufgrund der Nachfrage privater, zumeist landwirtschaftlicher Betreiber wurden Anlagen der 10 bis 50 kW-Klasse entwickelt und installiert. Hingegen konzentrierte sich die Forschungsförderung auf Großwindanlagen der Multi-Megawattklasse. Prominentes Beispiel ist der GROWIAN, weitere Großanlagen waren die WKA-60[637], Aeolus II[638] und der Monopteros.[639]

Die elektrische Nennleistung des GROWIAN betrug 3 MW, der Rotor hatte einen Durchmesser von 100,4 m bei einer Gesamthöhe von 150 m. Damit war GROWIAN lange Zeit die größte Windenergieanlage der Welt. Die Anlage besaß einige interessante Details[640], jedoch war Vieles an der Anlage in dieser Größenordnung noch nicht erprobt. Die meiste Zeit zwischen dem ersten Probelauf am 06. Juli 1983 bis zum Betriebsende im August 1987 stand sie still. Da es bei der Gehäuseauslegung zu einem Fehler kam, konnte GROWIAN

---

[637] Die Probleme an der GROWIAN-Anlage führten zu einem kleineren Gerät: GROWIAN II (WKA-60). Die Turmhöhe wurde auf 44 m beschränkt. Der dreiblättrige Rotor zeichnete sich durch besondere Laufruhe aus; sein Durchmesser betrug nur 60 m. Im Gegensatz zur GROWIAN war die WKA-60 ein so genannter Luvläufer - der Rotor drehte sich in Windrichtung vor dem Turm. Die elektrische Leistung der WKA-60 betrug 1,2 MW. Diese Anlage wurde 1990 für die Versorgung der Insel Helgoland aufgebaut, musste allerdings 1995 wieder abgebaut werden, nachdem mehrfach Blitzeinschläge die Rotorblätter beschädigt hatten. Insgesamt wurden nur vier Anlagen dieses Typs gebaut [Waller o. J., 5].

[638] Aeolus II hatte zwei Rotorblätter, einen Rotordurchmesser von 80 m und eine Leistung von 3.000 kW [Hau 2003, 54].

[639] Der Monopteros hatte nur ein Rotorblatt, einen Rotordurchmesser von 48 m und eine Leistung von 600 kW [Hau 2003, 52].

[640] Die Rotorblätter des zweiflügligen Leeläufers waren mechanisch-elektrisch verstellbar. Das komplette Maschinenhaus konnte ohne zusätzlichen Kran am Turm auf- und abgefahren werden, was einen sehr einfachen Zugang zum Rotor ermöglichte. Der Vorteil lag darin, dass für Arbeiten an den Komponenten oder den Austausch von Anlagenteilen keine hohen Kräne verwendet werden brauchten. Weitere technische Daten vgl. http://www.ifb.uni-stuttgart.de/... (Abruf 06.08.2009).

nicht bei voller Leistung betrieben werden. Die Probleme mit Werkstoffen und Konstruktion[641] ermöglichten keinen kontinuierlichen Testbetrieb.

Trotzdem gilt GROWIAN als Keimzelle der modernen, deutschen Windenergie. 1988 entstand im Kaiser Wilhelm-Koog auf 20 Hektar am ehemaligen Versuchsgelände der erste kommerzielle Windenergiepark Deutschlands mit 30 kleinen Anlagen.[642]

7.3.1.6 Fehlende Genehmigungsvoraussetzungen

Die Entwicklung der Windenergie wurde in der Pionierphase durch das Fehlen spezifizierter bauplanungs- und bauordnungsrechtlicher Vorgaben für die Genehmigung von Windenergieanlagen behindert.[643] Zuständig waren die Kommunen, wobei unter den Entscheidungsträgern Skepsis gegenüber den technischen Anlagen, sowohl bezüglich ihrer Betriebssicherheit als auch ihres Erscheinungsbildes, verbreitet war.[644] Die noch recht vereinzelten Bauanträge bezogen sich zumeist auf Kleinanlagen zur Selbstversorgung in Verbindung mit landwirtschaftlichen Betrieben.

7.3.1.7 Akteure der Konstellation

In dieser Phase spornten Pioniere der Windenergie die Entwicklung an. In der „Nische“ der Technologieentwicklung agierten vorwiegend Einzelakteure als „Inventors“[645], es waren Individualisten im Kontext der Umweltbewegung: Tüftler, Bastler, engagierte Ingenieure entwickelten die ersten funktionierenden Anlagen. Sie waren motiviert durch die Idee einer umweltfreundlichen und dezentralen Energieerzeugung, der Unabhängigkeit von Ölimporten und dem Ausstieg aus der Atomenergie. Auch Landwirte gehörten zu Beginn der Entwicklung zu den aktivierenden Akteuren. Sie begannen, Windenergie für den Eigenbedarf zu nutzen.

7.3.1.8 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Am Anfang des Untersuchungszeitraums ließen sich zwei deutlich getrennte Teilkonstellationen (eine Nischen- und eine dominante Teilkonstellation) voneinander unterscheiden. Die

---

641 Die 50 m langen Rotorblätter hatten nicht in der angestrebten Composite-Bauweise hergestellt werden können. Sie mussten mit Stahl verstärkt werden, was zu einer Gewichtszunahme von 2 t führte. Daraufhin musste auch die Nabe deutlich verstärkt werden. Das bedeutete letztlich eine Gewichtsverdopplung für das Maschinenhaus. Schon erste Versuche bei Maximallast führten zu Rissen in der Nabe.

642 Windenergiepark Westküste GmbH.

643 Vgl. Battis & Krieger [1982] mit Ausführungen zur Unbestimmtheit der Kriterien für die bauplanungs- und bauordungsrechtliche Zulässigkeit von Windenergieanlagen im Außenbereich.

644 Lönker [2006, mdl.] berichtet über einen Fall der Aufstellung einer ENERCON E-66 von 24 m Höhe im Jahre 1982 in der Nähe des Braunkohlekraftwerks Ibbenbüren. Die Anlage wird in der Lokalzeitung als „riesiges Monster“ bezeichnet, obwohl die Dimensionen im Vergleich zum Kraftwerk verschwindend klein sind.

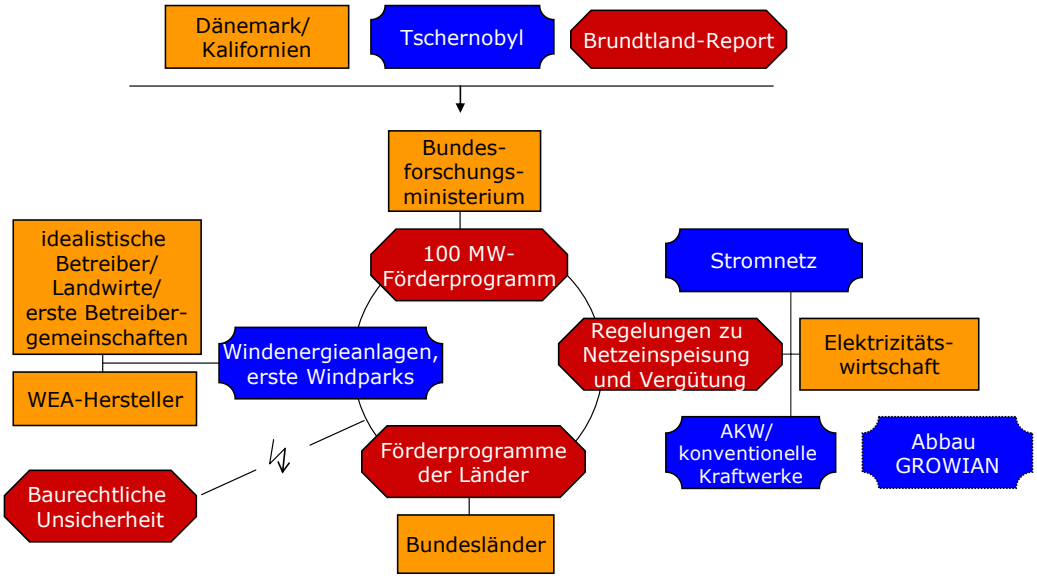
645 Als „Inventor“ (Erfinder) wird eine Person bezeichnet, die neue Methoden, Geräte oder Bauteile zur Erfüllung einer Aufgabe erschafft oder entdeckt. In der Innovationsforschung wird der Begriff der „Erfindung“ in Abgrenzung zum Begriff der „Innovation“ benutzt, bei der die Neuerung zur Lösung eines Problems in einem bestimmten Nutzungskontext adaptiert wird.

beiden Teilkonstellationen folgten unterschiedlichen Funktionsprinzipien: In der Nischenkonstellation, in der vorwiegend Einzelakteure agierten, wurde das Konzept einer umweltfreundlichen und dezentralen Energieversorgung verfolgt, während die dominante Teilkonstellation, die eine Kombination von Akteuren aus Energiewirtschaft, Großindustrie und Technologiepolitik umfasste, auf ein wirtschaftspolitisches Konzept der Versorgungssicherheit setzte und eine sprunghafte Hochskalierung der vorhandenen Technologie erreichen wollte. Die Polarität von dezentraler versus zentraler Energieversorgung ist mit diesen Konzepten eng verknüpft. Die in den beiden Teilkonstellationen verfolgten technologischen Konzepte schließen sich gegenseitig weitgehend aus, denn mit den beiden Technologien unterschiedlicher Größenordnung waren Ziele, Interessen und Motivationen verknüpft, die nicht miteinander vereinbar sind.

Die maßgebliche Kraft bestand in der Kombination aus Einzelakteuren, Motiven und Technik, sie bildeten eine Teilkonstellation, die in ihrer Widerspruchsfreiheit die Entwicklung keimen ließ. Der Druck aus dem Kontext der Konstellation (Ölpreissteigerungen, „Grenzen des Wachstums“), die ersten technischen Erfolge sowie Inspirationen aus dem Ausland stärkten diese Motivation und sorgten für Lernprozesse.

Die staatliche Steuerung setzte in der dominanten Teilkonstellation an: Hier förderte das Bundesforschungsministerium sowohl aus forschungspolitischen Legitimationszwängen angesichts der Umweltkrise (v. a. Zweifel an Kernenergie, Ölpreisschocks), als auch aus technologiepolitischen Erwägungen (angesichts der dänischen Verkaufserfolge) Großanlagen-Experimente mit enormem finanziellem Aufwand [Molly 2005, mdl.]. Diese Förderung entwickelte jedoch keine treibende Kraft. Der Steuerungsversuch griff Vorhandenes nicht hinreichend auf. Die beteiligten Akteure – das Bundesforschungsministerium sowie große Technologieunternehmen und Energieversorger – handelten nach unterschiedlichen Motiven; dementsprechend entwickelte sich keine treibende Kraft und die Intervention (Großwindanlagenforschung des Bundesforschungsministeriums) scheiterte. Dies schädigte das Image der Technologie und setzte die Hoffnungen und Erwartungen herab, die in die Technologie gesetzt wurden.

7.3.2 Phase 2: Aufbruch – Veränderungen im energiepolitischen Umfeld 1986 bis 1990



GROWIAN = Großwindanlage
WEA = Windenergieanlage
MW = Megawatt
AKW = Atomkraftwerk

Abbildung 7-3: Konstellation Phase 2: Aufbruch – Veränderungen im energiepolitischen Umfeld 1986 bis 1990

7.3.2.1 Charakteristika der Konstellation

Neben der Prägung durch den Reaktorunfall in Tschernobyl wurde diese Phase von einer Neuorientierung der Förderpolitik beeinflusst: Die Förderprogramme hatten eine weniger forschungs- und entwicklungsorientierte Stoßrichtung, sondern fokussierten nun auf die schrittweise Entwicklung zuverlässiger und markttauglicher Anlagen. Auch die Energiepolitik in den für die Windenergie prägenden Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein änderte sich: Die beiden Bundesländer begannen, die Windenergie zu fördern. In Niedersachsen wurde unter Wirtschaftsminister Hirche 1987 ein erstes Förderprogramm zur Windenergie aufgelegt. In Schleswig-Holstein wurde nach dem Regierungswechsel 1988 unter der sozialdemokratischen Regierung ein Energiekonzept entwickelt, das eine atomstromfreie Energiebedarfsdeckung zum Ziel hatte. Und schließlich wird die Phase charakterisiert durch das Erscheinen eines neuen Akteurstypus: Betreibergesellschaften oder Genossenschaften als neue Form des gemeinschaftlichen Betriebs von Windenergieanlagen.

7.3.2.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Der Beginn der zweiten Phase war durch die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl markiert (vgl. Kapitel 3.1.3).[646] Das Eintreten eines solchen Reaktorunfalls führte die Risiken der Nukleartechnologie drastisch vor Augen und zog die Aufmerksamkeit der Öffentlichkeit auf sich. In der Folge wurden die Potenziale der regenerativen Energien in der energiepolitischen Diskussion ernster genommen.

Der Klimawandel gelangte in Deutschland auf die politische Agenda, wirkte als Begründungskontext für die Initiierung weiterer staatlicher Förderung und bereitete den „Durchbruch" der Windenergie Anfang der 1990er Jahre vor. Das aufkeimende Klimaschutzbewusstsein wirkte in die folgenden Phasen hinein. Mit der Einberufung der Enquête-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre im Jahr 1987 (vgl. Kapitel 3.4.2.2) manifestierte sich die veränderte energiepolitische Situation in Deutschland. Der Abschlussbericht der Kommission, der 1990 veröffentlicht wurde, stellte maßgebliche Weichen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.

Gleichzeitig wirkte die EU mit dem Ziel eines funktionierenden europäischen Binnenmarkts auf eine Liberalisierung der Energiemärkte hin, was die Mitgliedstaaten zu einer Öffnung der Energiemärkte veranlasste (vgl. Kapitel 3.3.1).

7.3.2.3 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

Nachdem 1987 der GROWIAN nach erfolglosem Testbetrieb abgebaut worden war, musste der Sprung zur Großtechnologie zunächst als gescheitert betrachtet werden. In der Folge war die Entwicklung durch eine stark dezentrale Windenergienutzung mit kleinen Anlagen geprägt, die vorwiegend durch private Nutzer, insbesondere Landwirte, installiert und betrieben wurden.

Bisher hatte der Einfluss staatlicher Förderung für Kleinanlagen unterschiedliche technische Konzepte zu Tage gebracht. In Deutschland hatte sich jedoch noch keine Technologie eindeutig durchgesetzt und Marktreife erlangt [Twele 2005, 41].

Von den Vertikalachsern[647] wurde insbesondere die von Darrieus[648] entwickelte Form als entwicklungsfähige Konzeption für moderne Windenergienutzung betrachtet [Hau 2003, 66]. Vertikalachser wurden Ende der 1970er Jahre und in den 1980er Jahren eingehend untersucht und von einzelnen Herstellern in verschiedenen Leistungsklassen gebaut. Die geringen Aussichten auf einen wirtschaftlichen Erfolg aufgrund der hohen Herstellungskosten waren der Hauptgrund, warum Vertikalachsen-Anlagen sich nicht durchsetzen konnten und heute keinen Strom mehr ins Netz einspeisen [Hau 2003, 68 f.; Twele 2005, 3].

---

[646] Vgl. Seidler [2005, mdl.], der den Störfall in Harrisburg 1979 und den Reaktorunfall in Tschernobyl als den Auslöser für einen Bewusstseinswandel betrachtet.

[647] Vgl. Technikglossar

[648] Der Darrieus-Rotor wurde von dem Franzosen George Darrieus erfunden und 1931 in den USA patentiert.

Auch wurde Ende der 1980er Jahre versucht, mit Aufwindkraftwerken[649] eine technische Alternative zu entwickeln. Ergebnisse aus dem Betrieb von Experimentieranlagen hatten gezeigt, dass der Entwicklungsstand der Technologie einen kraftwerksähnlichen Betrieb mit einer hohen technischen Verfügbarkeit erlaubt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur Aufwindkraftwerkstechnologie zeigten durchaus wirtschaftliches Potenzial. Der Vorschlag, eine Demonstrationsanlage im 3-5 MW-Bereich zu bauen, wurde jedoch nicht realisiert [Schlaich et al. 1989].

Nach dem GROWIAN-Experiment zeichnete sich ab, dass sich die Weiterentwicklung auf robuste zwei- und dreiflügelige Kleinanlagentypen mit Horizontalachse[650] fokussieren würde. Man besann sich insbesondere auf die Technik, die in Dänemark bereits Erfolge erzielt hatte: den Dreiblattrotor mit gekoppelter Netzanbindung, das so genannte dänische Konzept. Deutschland lag in der technischen Entwicklung zunächst deutlich hinter Dänemark zurück [Molly 2005, mdl.].

7.3.2.4 Staatliche Steuerungsimpulse: Neuorientierung der Förderpolitik

Die Forschungspolitik der Bundesregierung bis 1985 hatte zu unbefriedigenden Ergebnissen geführt, es gab technische Mängel und Einsatzprobleme von Windenergieanlagen, die Betreiber klagten über Probleme. Daraus folgte ab Mitte der 1980er Jahre eine Neuorientierung der Forschungspolitik des Bundes: „Das BMFT rückte nach und nach von der einseitig entwicklungsorientierten Förderungsstrategie ab und zeigte größere Aufgeschlossenheit für die Förderung von Kleinanlagen und ihres Einsatzes. Ende der 1980er Jahre setzte sich die Erkenntnis durch, dass es nicht einen Bedarf an neuen, anspruchsvollen Konzepten und Entwicklungen gab, sondern an ausreichend robusten und zuverlässigen Anlagen, die in ausdauernden Tests und im praktischen Betrieb erprobt und nach und nach ausgereift werden mussten“ [Heymann 1995, 427].

Das Forschungsministerium legte 1989 die Fördermaßnahme 100-MW-Wind[651] auf, die 1991 aufgrund der großen Nachfrage (und auch wegen der deutschen Wiedervereinigung) auf 250-MW-Wind aufgestockt wurde. Das 250-MW-Förderprogramm unterstützte durch eine über 15 Jahre verteilte Förderung die Betreiber von Windenergieanlagen.[652]

In einigen Bundesländern wurden zusätzlich zur Bundesförderung eigene Programme zur Förderung der Windenergie angeboten.[653] Die Förderpraxis der einzelnen Länder zeigte jedoch entsprechend der unterschiedlichen politischen Schwerpunktsetzungen ein relativ

---

[649] Vgl. Technikglossar

[650] Vgl. Technikglossar

[651] Das 100-MW-Programm konnte entweder in Form einer Investitionszulage (von bis zu 60 % der Investitionskosten) oder als Zulage zur ausgehandelten Einspeisevergütung (Vorläufer des StrEG) - in Höhe von 4 Cent/kWh - in Anspruch genommen werden.

[652] Ab 1991 kam die im StrEG festgelegte und von den Energieversorgungsunternehmen gezahlte Einspeisevergütung hinzu.

[653] Mehr als 1 Mrd. Euro wurde von den Bundesländern zwischen 1991 und 2001 für erneuerbare Energien investiert, die Ausgaben für Windenergie hatten daran einen Anteil von 14,5 % (261 Mio. Euro) [Staiß 2003, I-162].

heterogenes Bild sowohl in Bezug auf die geförderten Technologien als auch in Bezug auf die Art der Förderung[654] [Staiß 2003, I-162 f.]. Vor allem Niedersachen und Schleswig-Holstein engagierten sich für die Windenergie. In der Zeit von 1989 bis 1994 gab es teilweise starke Überschneidungen mit den Förderprogrammen für Windenergieanlagen auf Bundesebene. Durch die Kombination von Bundes- und Landesfördermitteln kam es zu einer überaus wirkungsvollen Anschubfinanzierung. Kritiker sprachen sogar von einer „Überförderung". Jedoch hatten gerade die hohen finanziellen Anreize zur Folge, dass viele Firmen angesichts der hohen Gewinnmöglichkeiten in den Markt eintraten und durch die entstehende Konkurrenz die Weiterentwicklung der Technologie massiv vorangetrieben wurde [Molly 2005, mdl.].

7.3.2.5 Administrativer Regelungsbedarf zur Anlagengenehmigung

In der Aufbruchphase wurden Windenergieanlagen vornehmlich als Einzelphänomene wahrgenommen. „Mitte der 80er Jahre ging es auch bei uns (im Binnenland; d. Verf.) vereinzelt los, mit kleinen Anlagen, vereinzelt aber auch nur, keine Konzentrationen. Das waren Enthusiasten, die sich das auf ihr Grundstück gestellt haben" [Thom 2005, mdl.]. Für die Baugenehmigungsbehörden bestand noch kein akuter Handlungsdruck, die nach wie vor unkonkreten Bestimmungen des Bundesbaugesetzes etwa durch einheitliche Maßstäbe für die Beurteilung, wann sich Anlagen in das Orts- oder Landschaftsbild einfügen und wann nicht, zu konkretisieren. Die Genehmigungspraxis in dieser Frage war daher sehr von der grundsätzlichen Haltung der Entscheidungsbehörden gegenüber Windenergienutzung geprägt. Jenseits des idealistischen Interesses an alternativer Energiegewinnung fand die Windenergienutzung noch nicht in größeren, raumwirksamen Dimensionen statt.

Schleswig-Holstein und Niedersachsen übernahmen aufgrund der Nachfragekonzentration in den Küstenregionen schließlich eine Vorreiterfunktion für die Entwicklung vereinheitlichender Zulassungsbestimmungen. Die Initiative war von dem politischen Willen getragen, die Windenergienutzung voranzutreiben. Die schleswig-holsteinischen Kommunen bekamen bereits 1984 „Richtlinien für die Auslegung, Aufstellung und das Betreiben von Windkraftanlagen" an die Hand, um die Genehmigungspraxis zu vereinheitlichen.[655] Am Ende dieser Phase zeichnete sich in den windreichen Küstenzonen bereits eine Konkurrenz um Standorte und Genehmigungen der vorwiegend privaten Betreiber ab.

In küstenferneren Landesteilen sowie in den Binnen-Bundesländern herrschten hingegen weiterhin Einzelfallentscheidungen vor. Ob diese positiv oder eher restriktiv ausfielen, war stark von der Akzeptanz der Windenergienutzung a) als energiepolitische Alternative und b) als wirtschaftliches Standbein der ortsansässigen Landwirtschaft abhängig.

7.3.2.6 Netzeinspeisung als technisches bzw. energiepolitisches Problem

Der Windstrom wurde vorwiegend in lokale Netze (20 bis 50 kW) eingespeist. Um Strom einspeisen zu können, mussten Einspeiseerlaubnis und Vergütungssatz mit den lokalen Ener-

---

[654] Forschung und Entwicklung oder Breitenförderung.

[655] Diese bezogen sich jedoch noch nicht auf eine Steuerung der räumlichen Verteilung.

gieversorgern ausgehandelt werden. Als Gründe für die Ablehnung der Windstromeinspeisung führten die Energieversorger bereits damals fehlende Netzkapazitäten zur Abpufferung der schwankenden Einspeisemengen an. Ob ein Vertrag zustande kommen würde, war daher für die Betreiber vielfach von Unwägbarkeiten begleitet. Das Zustandekommen von Verträgen hing weitgehend vom guten Willen des Energieversorgers und seinem Engagement für erneuerbare Energien ab. Die Betreiber trugen das Risiko, dass die Anlagenrealisierung an der fehlenden Zusage scheiterte. Aufwendungen für Planung und Finanzierung wären in diesen Fällen vergeblich gewesen.

7.3.2.7 Akteure der Konstellation

Bundesforschungsministerium

Mit dem Programm 100-MW-Wind setzte das Bundesforschungsministerium 1989 einen wichtigen Impuls zur Anwendung der Windenergie. Mit Hilfe dieses Programms sollte innerhalb von fünf Jahren eine installierte Leistung von 100 MW erreicht werden. Wegen der hohen Anzahl von Anträgen wurde das Programm, wie oben erwähnt, bereits 1991 modifiziert und auf 250 MW erweitert [Hemmelskamp 1998, 37]. Mit diesem als Forschungsprogramm deklarierten Markteinführungsprogramm schaffte das Bundesforschungsministerium eine entscheidende Grundlage für die Entwicklung der Windenergietechnologie. Es führte dazu, dass in dieser Phase wesentliche Innovationen durch eine Vielzahl kleiner und mittlerer Unternehmen generiert wurden.

Bundesländer

Auch die Energiepolitik in den für die Windenergie prägenden Bundesländern änderte sich in dieser Phase: Die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein begannen, die Windenergie zu fördern. Niedersachsen war der Vorreiter unter den Bundesländern, hier wurde unter Wirtschaftsminister Walter Hirche 1987 ein erstes Förderprogramm zur Windenergie aufgelegt.[656] Die Landesregierung Schleswig-Holstein entwickelte nach dem Regierungswechsel 1988 unter der sozialdemokratischen Regierung ein Energiekonzept, das eine atomstromfreie Energiebedarfsdeckung zum Ziel hatte.[657] Von der Landespolitik profitierte neben den ansässigen Anlagenherstellern nicht zuletzt eine zunehmende Zahl von Landwirten, für die sich abzeichnete, dass die Windenergieproduktion ein zweites wirtschaftliches Standbein werden könnte.

---

[656] Bis 1990 erfolgte die Förderung über die „Richtlinie von Zuwendungen zur Verstärkten Anwendung und Nutzung neuer und erneuerbarer Energien“. In der Zeit von 1987 bis 1990 förderte das Land Niedersachen die Windenergie mit 31 Mio. DM (15,8 Mio. Euro). Davon entfielen 5 Mio. DM (2,6 Mio. Euro) auf den Bereich der Forschung und Entwicklung (größtenteils an in Niedersachsen ansässige Unternehmen) und 26 Mio. DM (13,3 Mio. Euro) auf die Projektförderung [Hoppe-Kilpper 2003, 77 f.].

[657] Dem „Energiekonzept Schleswig-Holstein“ lag ein Gutachten der Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung zugrunde. Diese Landesforschungsgesellschaft hatte das Ziel genannt, bis zum Jahre 2010 ca. 25 % der Strombedarfsdeckung aus Windenergie zu ermöglichen. Die Gesellschaft vertrat die Ansicht, dass die dafür benötigten ca. 1.200 MW von ca. 2.000 installierten Anlagen geleistet werden könnten. Das Land schloss sich in seinem Energiekonzept von 1991 diesen Einschätzungen an.

Neue Betreiberstrukturen

Nachdem zu Beginn der Phase die Betreiberstruktur vorwiegend aus einzelnen Privatpersonen bestand, die sich mit Strom selbst versorgten, trat in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre erstmals die Betreiberform des Bürgerwindparks in Erscheinung. Wenige Monate nach der Reaktorkatastrophe in Tschernobyl gründete in Hamburg/Wedel eine lokale Gruppe von Kernkraftgegnern den ersten Verein, der sich das Ziel setzte, eine Windenergieanlage aus Dänemark in Deutschland zu betreiben, um damit ein Zeichen dafür zu setzen, dass eine andere Art der Elektrizitätserzeugung möglich ist [Byzio et al. 2002, 272 f.]. Die ersten Bürgerwindanlagen wurden in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre geplant und Ende der 1980er Jahre installiert.

Neu an den Betreibergenossenschaften war die energiepolitische – nicht die ökonomische – Motivation in Verbindung mit dem kollektiven Handeln. Der erzeugte Strom der Bürgerwindanlagen diente nicht mehr der Eigenversorgung, sondern wurde in das Stromnetz eingespeist. Trotz der verbesserten finanziellen Rahmenbedingungen und der damit verbesserten Rentabilitätschancen war das Unterfangen Windenergieanlage für die Pioniere dieser Zeit „gerade aus finanzieller Perspektive immer noch (…) ein Abenteuer mit ungewissem Ausgang“ [Byzio et al. 2002, 271].

Energieversorger

Die Energieversorger spielten in dieser Phase insbesondere im Hinblick auf den Netzzugang eine zentrale Rolle. Die Einspeisung von Windstrom war oftmals eine Ermessensentscheidung, sie hing von Aushandlungen mit den lokalen Energieversorgern ab (vgl. Kapitel 7.3.2.6). Errichtung und Betrieb einer Anlage unterlagen deshalb zur damaligen Zeit großen finanziellen Risiken.

7.3.2.8 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Der Innovationsprozess wurde maßgeblich getrieben durch das Bedrohungsszenario und den Veränderungsdruck, den die Tschernobyl-Katastrophe auslöste. Auch die sichtbaren Erfolge in anderen Ländern (Dänemark, Kalifornien) bestärkten die Akteure in ihrem Engagement.[658] Es zeigte sich eine erste Entkopplung der in der dominanten Teilkonstellation engen Allianz aus staatlichen und energiewirtschaftlichen Akteuren. Staatliche Akteure, die nun Interesse an einer inkrementellen Entwicklung der Technologie zeigten, trieben die Entwicklung an, indem sie Förderprogramme auflegten. Das Bundesforschungsministerium verstärkte den Fokus auf die Windenergie als mögliche zukünftige Energietechnologie und setzte fördernde Impulse (BMFT-Förderprogramme), um die Anlagen im Hinblick auf technische Funktionalität und Marktreife zu entwickeln. Auch kleinere Unternehmen erhielten nun Fördermittel des Bundesforschungsministeriums. Die Bundesländer handelten mit einer Mischung aus industrie- und energiepolitischen Motiven und Zielen (Förderprogramme der Länder). Ziele und Akteure der Nischenkonstellation und die staatlichen Teile der dominanten Konstellation näherten sich also an. In der zweiten

[658] Vgl. Molly [2005, mdl.]; Molly et al. [1988, 55 f.]; Heymann [1995, 428].

Hälfte der 1980er Jahre wurde sowohl auf der Ebene der förderpolitischen Rahmenbedingungen als auch auf der Ebene der damit induzierten Technologieentwicklung die Basis für den sich anschließenden „Durchbuch“ geschaffen.

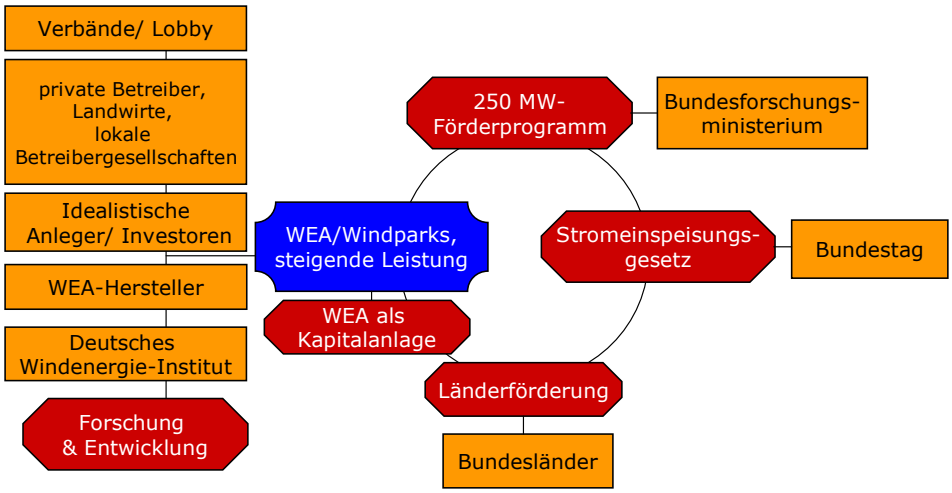
Materialentwickler, Maschinenbauer, Nutzer, Landwirte etc. bildeten erste kollektive Organisationen in Form von lokalen und regionalen Teams (Bürgerwindanlagen). Die Förderprogramme waren intensive, auf diese Periode konzentrierte und auf diese Akteure zugeschnittene Kurzzeitmodelle, die geeignet waren, die Ideengebung zu fördern. Sie waren hinsichtlich der Ziele und der Motivationen ihrer jetzigen Adressaten in der Nische konsistenter, knüpften an bestehende Strukturen an und entfalteten so mehr Wirkung als das Vorläuferprogramm zur Großwindanlagenforschung. Restriktiv bzw. nicht förderlich wirkte der noch fehlende rechtliche Rahmen (Energiewirtschaftsrecht, Bau- und Planungsrecht) für die Windenergienutzung.

Große Technologieunternehmen und Energieversorger spielten nun keine Rolle mehr bei der Weiterentwicklung der Technologie. Ganz im Gegensatz zu den Energieversorgungsunternehmen in Spanien, die dort von Anfang an auf die Entwicklung der Windenergie setzten, sprangen die deutschen Energieversorger nicht auf den (noch kleinen) Zug der Windenergie auf. Erst als die Windenergie Größenordnungen erreichte, die konventionellen Kraftwerken gleich kam, wurde sie für Energieversorger interessant.

Kleine Leistungssteigerungen der als Nischentechnologie zu bezeichnenden Windenergietechnologie bestätigten die Steuerungsmaßnahmen und lenkten die Aufmerksamkeit auf die schlummernden Potenziale[659]. Die Technik war – verglichen mit dem High-Tech-Versuch des GROWIAN – robust. In der Entwicklung konnte auf das Know-how aus dem traditionellen deutschen Maschinenbau und auf vorhandenes Wissen aus der Verbundstofftechnik sowie dem Turbinenbau zurückgegriffen werden. Anlagenherstellung und Betrieb lagen oft in einer Hand oder waren eng rückgekoppelt. Auf diese Weise wurde die Leistungsfähigkeit der Anlagen nach und nach gesteigert.

[659] Vgl. Technikglossar

7.3.3 Phase 3: Durchbruch 1991 bis 1995



WEA = Windenergieanlage
MW = Megawatt

Abbildung 7-4: Konstellation Phase 3: Durchbruch 1991 bis 1995

7.3.3.1 Charakteristika der Konstellation

In der dritten Phase entfaltete sich eine starke Dynamik. Wichtigstes Ereignis war die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes, mit dem den Windenergiebetreibern erstmals ein geordneter Zugang zum Markt ermöglicht und eine berechenbare Vergütung des eingespeisten Stroms zugesichert wurde. Es ergänzte die noch wirksamen Förderprogramme des Bundes und der Länder.

Die Anlagentechnik wurde hinsichtlich technischer Verfügbarkeit und Effizienz stark verbessert und mit einigen technischen Innovationen (getriebelose Windenergieanlagen, Pitch-Regelung)[660] bereichert (vgl. Kapitel 7.3.3.4). Zunehmender Preiswettbewerb führte zu einer abnehmenden Zahl von Herstellerunternehmen.

Die räumliche Ausbreitung immer größerer Anlagen setzte Bund, Länder und Kommunen unter Druck. Alle Ebenen mussten sich mit der Neuregelung der räumlichen Steuerung der Windenergie befassen. Zugleich wurden erstmals Zielkonflikte zwischen Klima- und Naturschutz deutlich.

[660] Vgl. Technikglossar

7.3.3.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Die dynamischen Entwicklungen in der Nische verliefen parallel zu einer nationalen und internationalen Debatte, die mit der Thematisierung von Ressourcenschonung und Klimawandel wichtige Begründungskontexte für den Ausbau der Windenergie lieferten (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2).

So rückte das im Brundtland-Report formulierte Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung[661] in dieser Phase als Begründungskontext für die Windenergienutzung in den Vordergrund. Indem die Rio-Konferenz für Umwelt und Entwicklung 1992 die Erfordernisse des globalen Klimaschutzes und die Notwendigkeit einer Energiewende unterstrich, wurden die Potenziale der Windenergienutzung ausdrücklich auch in den Kontext des Klimaschutzes gestellt. Die von der Bundesregierung im Dezember 1991 vorgestellten neuen Leitlinien der „Energiepolitik für das vereinte Deutschland" betonten das Gewicht ökologischer Aspekte der Energieversorgung und die Einbindung der nationalen Energiepolitik in den europäischen Binnenmarkt.

Eine für die Windenergieentwicklung nachteilige Kontextbedingung war der sinkende Ölpreis, der sich Anfang der 1990er Jahre bei knapp 10 Dollar/Barrel einpendelte. Damit sank in den USA, die noch Mitte der 1980er Jahre starken Einfluss auf die Nachfrage nach Windenergieanlagen aus Dänemark und damit indirekt auch auf die Stimmung in Deutschland hatten, das Interesse an erneuerbaren Energien.

7.3.3.3 Staatliche Steuerungsimpulse

Das Stromeinspeisungsgesetz

Mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG[662]), das am 01. Januar 1991 in Kraft trat, setzte eine dynamische Entwicklung der Windenergie ein. Nach dem Gesetz waren Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Windstrom abzunehmen und mit mindestens 90 % des Durchschnittserlöses der Stromabgabe an Endverbraucher im jeweils vorletzten Jahr zu vergüten. Das StrEG öffnete den Markt für Erzeuger von Strom aus Windenergie. Aufgrund der im StrEG geregelten Abnahme und Vergütung von Strom sowie des Netzzugangs für mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen stieg von nun an sowohl die durchschnittliche Nennleistung der Windenergieanlagen als auch die installierte Leistung. Windenergieanlagen, insbesondere Windparks, wurden nun auch als Kapitalanlage interessant.

---

[661] Im von der Brundtland-Kommission [Hauff 1987] skizzierten Konzept der nachhaltigen Entwicklung wird eine zugleich ökonomische, soziale und ökologische Verteilungsgerechtigkeit zwischen heutigen und zukünftigen Generationen gefordert. Das Prinzip, die Bedürfnisse heutiger Generationen zu befriedigen, ohne die Bedürfnisbefriedigung künftiger Generationen zu gefährden, ist ein Grundpfeiler des Konzepts. Dabei gibt die Tragekapazität der natürlichen Umwelt, die nach der Definition des Sachverständigenrat für Umweltfragen für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung der Zivilisation nicht überschritten werden darf, die Grenze jeder ökonomischen Entwicklung vor [SRU 1994, 9]. Innerhalb der Grenzen dieser beiden Prinzipien – der intertemporalen Verteilungsgerechtigkeit und der Respektierung der Tragekapazität der natürlichen Umwelt – sollen die Interessen der ökonomischen, sozialen und ökologischen Entwicklung ausgeglichen werden.

[662] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Anlässlich der ersten Neufassung 1994 griffen die Energieversorger, der Deutsche Industrie- und Handelstag und der Bundesverband der deutschen Industrie das Gesetz heftig an. Aus ihrer Sicht waren die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze für die Abnahme des Windstroms überhöht, reflektierten nicht den Wert der erzeugten Energie und waren daher aus volks- und stromwirtschaftlicher Perspektive ungeeignet [Hemmelskamp & Jörg 1999, 86]. Als ungerecht monierten sie auch, dass lediglich die im windreichen Norden tätigen Stromversorger diese Belastung faktisch zu tragen hatten. Die Energieversorgungsunternehmen in den Küstenländern hatten den Hauptteil der Einspeisevergütung zu tragen – dem standen jedoch im Vergleich zu vielen anderen Branchen sehr hohe Gewinnmargen gegenüber [Tacke 2004, 173]. Obwohl das StrEG eine von den Energieversorgungsunternehmen bis dahin nicht beanspruchte Härtefallklausel enthielt, bot das regionale Ungleichgewicht bei der Einspeisemenge von Windstrom den betroffenen Energieversorgungsunternehmen ein wichtiges Argument gegen das StrEG [ebda.].

Nationale Förderprogramme und steuerrechtliche Abschreibungsmöglichkeiten

Parallel zur – im Volumen stark reduzierten – Förderung von Großprojekten wurde im Juni 1989 vom Bundesforschungsministerium das 100-MW-Wind-Programm initiiert (vgl. Phase 2). Ziel des Programms war es, die Windenergie in energiewirtschaftlicher Größenordnung zu erproben, Langzeiterfahrungen zu sammeln und Anreize für die Installation einer größeren Anzahl von Windenergieanlagen durch unterschiedliche Betreiber an unterschiedlichen Standorten zu schaffen [Hemmelskamp & Jörg 1999, 85]. Das Programm löste eine Flut von Anträgen für den Betrieb von privaten Windenergieanlagen aus[663], so dass es im Februar 1991 erweitert wurde zum 250-MW-Wind-Programm. Mit dem Programm gelang der Windenergie ein wichtiger Durchbruch, denn erstmals wurden langfristig (für zehn Jahre) gesicherte „Aufschläge“ von 8 Pfg/kWh zur nach der so genannten Verbändevereinbarung gültigen Einspeisevergütung von 8,66 Pfg/kWh gezahlt. Eine weitere wichtige Wirkung des Programms war die ab 1989 gegebene Gewissheit der Hersteller über die Absatzzahlen für aus diesem Programm geförderte Anlagen [Hoppe-Kilpper 2003, 86].

Darüber hinaus gewährte das Bundesministerium für Wirtschaft zur Finanzierung von Windenergieanlagen langfristige, zinsvergünstigte Darlehen über die bundeseigene Deutsche Ausgleichsbank im ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm[664] sowie im Rahmen des Umweltprogramms der Deutschen Ausgleichsbank (DtA-Umweltprogramm) [Hoppe-Kilpper et al. 1997, 143]. Damit wurde in den Folgejahren der weitaus größte Teil der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen finanziert.

Das 250-MW-Wind-Progamm, das in Verbindung mit einem „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP, vgl. ISET 2006) aufgelegt wurde, hatte eine vertrauensbildende Wirkung sowohl auf Investoren in die Windenergie als auch auf Anteilseigner von Windenergieanlagen. Die von einer neutralen Instanz, dem Institut für Solare Energietechnik

[663] Bis Juni 1991 lagen dem Bundesforschungsministerium 2.400 Anträge vor mit einer beantragten Gesamtleistung von 550 MW, mehr als das Doppelte der beabsichtigen Förderung [Tacke 2004, 177].

[664] ERP-Mittel waren ursprünglich Mittel aus dem European Recovery Programme (ERP), die 1948 als "Marshallplanhilfe" für den Wiederaufbau der deutschen Wirtschaft bereitgestellt wurden.

der Universität Kassel, aufbereiteten Daten dienten den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als Basis für Prognosen der zu erwartenden Windleistung (wind power management) und als Grundlage für Beratung, wissenschaftliche Begutachtung und Studien zur Windenergienutzung. Das WMEP trug zum einen dazu bei, die Seriosität der Windenergie zu fördern und zum anderen, Transparenz über die Leistungsfähigkeit der Technologie zu schaffen.

Seit dem Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes erkannte die Finanzverwaltung die Absicht der Gewinnerzielung von Windenergieprojekten an [Hemmelskamp & Jörg 1999, 87]. Damit verbesserten sich die steuerlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in Windenergieprojekte erheblich. Zum einen kann die Wertminderung der Anlagen als Anlagegut bzw. Betriebsvorrichtung steuerlich abgeschrieben werden (§ 7 Abs. 1 des Einkommensteuergesetzes). Zum anderen können bei Windenergieprojekten entstehende Verluste aus der Anlaufzeit mit zukünftigen Gewinnen verrechnet werden, um die Besteuerung der Leistungsfähigkeit über die gesamte Betriebdauer zu gewährleisten [Hemmelskamp & Jörg 1999, 88].

Landesförderung

Einige Bundesländer, so z. B. Brandenburg, boten Förderprogramme für Windenergie an [Staiß 2003, I-163]. Die Länderprogramme gewährten meist investive Zuschüsse für Betreiber von Windenergieanlagen. Die Landesinvestitionsbanken einiger Länder vergaben zinsvergünstigte Kredite für den Bau von Windenergieanlagen. In einigen Ländern gab es auch Fördermittel für Hersteller zur Entwicklung von Vorserien. In der Regel wurde die Höhe der Landesförderung durch Anrechnung der Bundesförderung begrenzt, so dass die maximale Förderung der Betreiber 50 % betragen konnte.

Die Jahre 1993 bis 1995 waren der Höhepunkt der Windenergie-Förderung der Bundesländer, im Verlauf der zweiten Hälfte der 1990er Jahre fand eine deutliche Verschiebung der Länderförderung von der Windenergie hin zu Biomasse und Solarthermie statt [Staiß 2003, I-166; Hoppe-Kilpper 2003, 79 f.].

Planungsrechtliche Steuerung

Das Zusammenwirken von Einspeisevergütung, Bundes- und Länderförderung führte zu einer enormen Steigerung der Nachfrage nach Standorten und Baugenehmigungen. Ein beherrschendes Thema dieser Phase war die Frage der Angemessenheit der baurechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen für Windenergieanlagen im baurechtlichen Außenbereich. Windenergiebefürworter sahen Handlungsbedarf unter dem Gesichtspunkt der Erreichbarkeit energiepolitischer Ziele und zur Bewältigung der sprunghaft angestiegenen Standortnachfrage.[665]

---

[665] Waren die Anlagen in den 1980er Jahren von ihren Dimensionen und ihrer Leistungsfähigkeit her als (kleine) Nebenanlagen und vorwiegend zur Eigenversorgung eingesetzt, änderte sich dies nach Einführung des StrEG grundlegend. Um der Windenergienutzung den für ihre Fortentwicklung notwendigen Raum zu schaffen, mussten Bau- und Raumordnungsrecht geändert und neue Formen der planerischen Steuerung sowohl auf kommunaler wie auch auf regionaler Ebene gefunden werden.

Auch angesichts des Dimensionssprungs der Anlagen zeichnete sich ab, dass die genehmigungs- und planungsrechtlichen Bestimmungen des Baugesetzbuches (BauGB[666]) nicht mehr adäquat waren. Insbesondere die Schaffung der baurechtlich geforderten planungsrechtlichen Voraussetzungen[667] erwies sich als zu zeitaufwändig. In dieser Zwangslage wurden zum Teil auch Anlagen, die die Privilegierungsvoraussetzungen des alten Baugesetzbuches nicht erfüllten, weiterhin wie privilegierte Anlagen genehmigt. Dieser Praxis wurde durch ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts 1994[668] ein Ende gesetzt. Dieses Urteil erzwang die Neufassung der Privilegierungsregelung im Baugesetzbuch, da man die Entwicklung nicht zum Stillstand kommen lassen wollte. Mitte 1996 wurde eine der eigentlichen Baugesetzbuchnovelle vorgezogene Regelung verabschiedet, wonach die Anlagen im Außenbereich privilegiert sind, zugleich aber einem Planvorbehalt[669] sowohl auf Ebene der Flächennutzungsplanung als auch der Raumplanung unterliegen. Diese Regelung wurde zum 01. Januar 1997 wirksam (vgl. Phase 4).

Die planungsrechtliche Regelung der Genehmigung traf in den neuen Bundesländern auf spezifische Voraussetzungen: Bis auf wenige Ausnahmen gab es in den neuen Bundesländern keine rechtskräftigen kommunalen Flächennutzungspläne. Erfahrungen mit der baurechtlichen Genehmigung von Windenergieanlagen lagen – anders als in den alten Bundesländern – noch nicht vor. Daher setzte die Landespolitik in diesen Ländern verstärkt auf die überörtliche Ebene zur Steuerung der Windenergienutzung. Besonders schutzwürdige Landschaftsräume sollten durch Konzentration der Windenergienutzung in speziell dafür ausgewiesenen Gebieten freigehalten werden. In den neuen Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern nahm sich die Regionalplanung verstärkt dieser Ordnungs- und Begrenzungsaufgabe an.[670]

Steuerung durch Windkraft-Erlasse auf Länderebene

Zur Konkretisierung und Erweiterung der bestehenden Windkraft-Erlasse (vgl. Phase 2) wurden in dieser Phase Erlasse[671] mit immissionsschutzrechtlich begründeten Abstandsvorgaben zu empfindlichen Nutzungen (Wohnen), bauordnungsrechtlichen Abstandsbestimmungen sowie Abstandsbestimmungen zu Schutzgebieten nach dem Naturschutzrecht verabschiedet.

---

666 Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

667 Durch Ausweisung von Sondergebieten in Flächennutzungsplänen mit einer darauf aufbauenden Aufstellung eines Bebauungsplans.

668 Bundesverwaltungsgerichts-Urteil vom 16.06.1994, Deutsches Verwaltungsblatt 1994, 1141 ff.

669 In der Begründung zum Planvorbehalt heißt es, dass dem sich abzeichnenden „Wildwuchs“ nur durch ein rechtswirksames Instrument der Beschränkung auf Konzentrationszonen auf der Grundlage eines gesamträumlichen Konzeptes zu begegnen sei. Hier erwies sich das Land Schleswig-Holstein abermals als Vorreiter, denn es hatte eine solche Planvorbehalts-Regelung bereits 1991 in einem Erlass auf Landesebene vorgesehen.

670 So lagen 1999 in Mecklenburg-Vorpommern als erstem Bundesland flächendeckend Regionalpläne mit Darstellungen von Windenergienutzungsgebieten vor [v. Nicolai 2005, mdl.].

671 Schleswig-Holstein: Grundsätze zur Planung von Windenergieanlagen. Gemeinsamer Runderlass vom 11.09.1991 – IV 8, IX 3, XI 8 – Amtsblatt Schleswig-Holstein 1991, S. 560 ff.; Niedersachsen: „Empfehlung zur Standortsicherung und raumordnerischen Beurteilung von Windenergieanlagen“; Nds. Innenministerium.

In Schleswig-Holstein wurde mit Hilfe dieser Vorgaben[672] eine Abgrenzung von Windenergie-Flächen auf Ebene der Flächennutzungsplanung vorgenommen. Die Windkrafterlasse hatten in dieser Phase eine wichtige Funktion, zumal sie nicht allein als Hilfestellung für eine vereinheitlichte Gesetzesauslegung fungierten, sondern darüber hinaus weitergehende Festlegungen für den planerischen Umgang mit Windenergienutzung enthielten.

Mit der Anwendung der baurechtlichen Regelungen in Verbindung mit den Windkrafterlassen und immissionsschutzrechtlichen Auflagen (v. a. Lärmschutz) wurde die Erstellung von Genehmigungsunterlagen für den Antragsteller zunehmend komplexer und aufwändiger. Bezüglich der genehmigungsrechtlichen Bestimmungen (Baugenehmigung) konnten die neuen Bundesländer von der Erlasslage in den alten Bundesländern profitieren. Kriterien und Abstandswerte (z. B. Lärmgrenzwerte, Abstände zu Wohngebieten sowie zu Schutzgebieten) wurden vielfach übernommen und adaptiert.

7.3.3.4 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

Die Anlagentechnik wurde hinsichtlich technischer Verfügbarkeit und Effizienz stark verbessert und mit einigen technischen Innovationen (getriebelose Windenergieanlagen, Pitch-Regelung)[673] bereichert. Infolge sehr kurzer Produktionszyklen für die einzelnen Anlagengenerationen fand eine zunehmende Verlagerung vom Qualitäts- hin zum Preiswettbewerb statt, der – zusammen mit den hohen Investitionskosten – für einen Konzentrationsprozess im Herstellerbereich sorgte.

In Deutschland hatte man sich bereits in der vorangehenden Phase anstelle der „Revolution“ in der Windenergie auf die Strategie der „Evolution“ festgelegt [Tacke 2004, 173], die nunmehr in die Tat umgesetzt wurde. In den 1990er Jahren wurden die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik (zum Beispiel: technische Verfügbarkeit, Effizienz) sowie die meisten technischen Innovationen, wie getriebelose Windenergieanlagen oder die Pitch-Regelung, erreicht. Unterschiedliche technologische Grundlagen der Hersteller[674] trugen zur technischen Differenzierung der Anlagen bei. Der Hersteller Enercon traf eine innovative Entscheidung, indem er von der Getriebetechnik auf die getriebelose Technik umstieg. Die Effizienz der Anlagentechnologie konnte deutlich gesteigert werden: 1992 lag die durchschnittliche Nennleistung von neu installierten Anlagen bei 180 kW, in Schleswig-Holstein wurde die Nutzung der Windenergie von Anlagen der Größenklasse 100-300 kW Nennleistung geprägt [Rave 1992, 352], Mitte der 1990er Jahre lagen sie bereits bei 500-600 kW.

---

[672] Im Folgeerlass von 1995 umfassten die Vorgaben auch so genannte Tabuflächen sowie explizit besondere Rast- und Nahrungsgebiete für Vogelarten.

[673] Vgl. Technikglossar

[674] So ist beispielsweise der Hersteller Tacke Windtechnik aus einem Getriebehersteller hervorgegangen, die Husumer Schiffswerft und das Unternehmen Jacobs-Energie nutzen den Windenergieanlagenbau zur Erweiterung ihrer zuvor auf den Schiffsbau konzentrierten Produktion [Hemmelskamp & Jörg 1999, 94].

Ein wichtiges Ziel der technischen Entwicklung bestand darin, die Störanfälligkeit der Anlagen zu verringern und gleichzeitig die technische Wartung der immer größer werdenden Anlagen professionell zu organisieren.

Beachtlich ist, dass die umfangreichsten Verbesserungen in der Anlagentechnik und Senkungen der Herstellungskosten erreicht wurden, als die staatliche Förderung von Forschung und Entwicklung eher gering war. Die Entwicklung wurde im Wesentlichen durch die maßgeblich vom StrEG induzierte Dynamik des wachsenden Energiemarktes ausgelöst und durch die beteiligten Unternehmen finanziert[675] [Hoppe-Kilpper 2003, 95].

Steigende Arbeitsplatzzahlen

Die Beschäftigtenzahlen der Branche stiegen von unter 2.000 im Jahr 1991 auf knapp 10.000 direkt und indirekt Beschäftigte im Jahr 1995. Damit konnte die Branche auf nennenswerte Arbeitsmarkteffekte verweisen.

Anlagenhersteller

Als Folge der ertragsorientierten Betreiberförderung und der steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten überstieg die Nachfrage nach Windenergieanlagen zeitweilig das Angebot. Die Hersteller gerieten unter erheblichen Druck, die Nachfrage mit Anlagen der geforderten Qualität zu befriedigen. Der Preiswettbewerb zog – zusammen mit den hohen Investitionskosten für die fortgesetzte Anlagenentwicklung – eine steigende Marktkonzentration nach sich. Mitte der 1990er Jahre dominierten fünf Anbieter den Herstellermarkt: Enercon, Micon, Vestas, Tacke und AN Windenergie.[676] Neue Anbieter, die in den Windenergiemarkt eintraten, blieben ohne nennenswerten Einfluss auf die Marktanteile der fünf führenden Anbieter.

Entwicklung der Anlagenzahlen und der installierten Leistung

Das Wachstum im Zubau von Windenergieanlagen im Anschluss an die Verabschiedung des StrEG übertraf selbst optimistische Erwartungen. Die installierte Leistung konnte im Zeitraum von 1991 bis 1995 von 105,9 MW auf über 1.120 mehr als verzehnfacht werden (vgl. Tabelle 7-1).

---

[675] Neben der anlagentechnischen Entwicklung wurden in allen untersuchten Phasen für die Windenergie bedeutsame Forschungsaktivitäten an universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen durchgeführt, z. B. zur Entwicklung in den Materialwissenschaften, der Aerodynamik, der elektrischen Versorgungstechnik, der Mess- und Reglungstechnik, der Meteorologie etc. [Hoppe-Kilpper 2003, 95].

[676] Die Marktanteile der Hersteller im Jahr 1998: Enercon 32,5 %; NEG Micon 14,4 %; Vestas Deutschland 13 %; Tacke Windenergie 12,9 %; AN Windenergie 9,8 %; Nordex Balcke.-Dürr 7,4 %; Husumer Schiffswerft 1,5 %; Südwind 1 % und Sonstige 6 % [Wind/ Energie/ Aktuell 8/98]. Online abrufbar unter http://www.windkraft.de/... (Abruf 15.09.2009).

Tabelle 7-1: Entwicklung der Anlagenzahlen und installierte Leistung in Deutschland 1991-1995 [Molly 2009, 9]

Jahr	Installierte Leistung/Jahr in MW	Installierte Leistung kumuliert in MW	Anlagen/Jahr	Anzahl WEA kumuliert	Installierte WEA-Durchschnittsleistung/ Jahr in kW
1991	50,85	105,9	295	700	168,80
1992	68,29	173,74	399	1.084	178,60
1993	152,00	325,74	591	1.675	255,80
1994	292,61	618,35	792	2,467	370,60
1995	503,72	1.120,87	1.062	3.528	472,20

7.3.3.5 Akteure der Konstellation

Steuernder Staat

Staatliche Akteure (Bundestag, Bundesforschungs- und Bundesumweltministerium, Bundesländer) waren in dieser Phase zentral und Weichen stellend. Sie beförderten durch Förderprogramme und insbesondere durch die gesetzlich garantierten Abnahmepreise, dass Windenergieanlagen zu einem wirtschaftlich interessanten Investitionsobjekt wurden.

Akteure der lokalen und regionalen Ebene

Die räumliche Ausbreitung immer größerer Anlagen und Windparks setzte Bund, Länder und Kommunen unter Druck. Alle Ebenen mussten sich mit der Neuregelung der räumlichen Steuerung von Windenergie befassen. Zugleich wurden Zielkonflikte zwischen Umwelt- und Naturschutz deutlich.

In den alten Bundesländern war nach wie vor die Kommune der „Flaschenhals“ für die Anlagenzulassung und stand unter entsprechendem Druck der Antragsteller, aber auch der lokalen Windenergiegegner. Die Kommunen in den neuen Bundesländern wurden kurz nach der Wiedervereinigung von der aufkommenden Nachfrage überrollt. Als Regelungsebene zur planerischen Steuerung wurden – wegen fehlender planungsrechtlicher Voraussetzungen auf kommunaler Ebene – hier die regionalen Planungsverbände eingesetzt.

Markt- und Betreiberstrukturen

Unter Effizienzgesichtspunkten – unterstützt durch das Interesse an einer räumlichen Konzentration von Belastungen – wurden immer seltener einzelne Windkraftanlagen[677], sondern Windparks[678] installiert. Die erforderlichen Investitionsvolumina hierfür überstiegen die Möglichkeiten einzelner (ortsansässiger), privater Nutzer. Größere Investoren oder Betreibergesellschaften traten an ihre Stelle. Beteiligungen an Windparks wurden unter den gegebenen Förderbedingungen zu attraktiven Investitions- und Abschreibungsobjekten. In dieser Phase befand sich der größte Teil der Windenergieanlagen in den Händen lokal oder

[677] Vgl. Technikglossar

[678] Je nach Definition im jeweiligen Landesrecht bestehen Windparks aus fünf oder mehr Anlagen.

regional ansässiger Betreiber (vor allem Landwirte). Viele Betreiber entschieden sich für die Gesellschaftsform der GmbH & Co KG, die steuerliche Vorteile bot. Diese spezielle und für die Betreiber vorteilhafte Struktur trug zum Durchbruch der Windenergie bei. Auch das kommunale Engagement verstärkte sich: Mehrere Stadtwerke begannen, Einzelanlagen oder Windparks zu betreiben.

Institutionalisierung von Interessen und Wissen

In dieser Phase wurde die Entwicklung der Windenergie durch den Aufbau einer windenergiespezifischen Verbandsstruktur stabilisiert. Auch konnten sich erste Fachzeitschriften[679] der erneuerbaren Energien und der Windenergie etablieren.

Bereits 1974 wurde die Deutsche Gesellschaft für Windenergie (DGW) gegründet, 1985 der Interessenverband Windkraft Binnenland (IWB). Beide schlossen sich 1996 zum bis heute aktiven Bundesverband Windenergie (BWE) zusammen.

Im Verband deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) gründete sich im Jahr 1993 die Interessengemeinschaft Windenergie im VDMA, die sich vor allem mit politischer Lobbyarbeit und Öffentlichkeitsarbeit für die Windenergie einsetzte [Schiel 2005, mdl.]. Im Jahr 1990 gründete das Land Niedersachsen das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) als eine der mittlerweile international führenden Institutionen im Bereich Windenergie, das sowohl Messungen, Prognosen und Studien als auch Weiterbildungsangebote und technische, wirtschaftliche und politische Beratung anbietet und damit die Aufmerksamkeit der internationalen Fachöffentlichkeit auf sich zieht.

Auch die Arbeit des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), bei dem die Daten aus dem Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum 250-MW-Wind-Programm gesammelt wurden, hatte Einfluss auf die technische Weiterentwicklung der Windenergie. Die detaillierte Störfallstatistik lieferte wichtige Informationen im Hinblick auf technologische Optimierungs- und Weiterentwicklungspotenziale und trug zur hohen zeitlichen Verfügbarkeit der Anlagen bei [Schlegel 2005, 41].

Zuspitzung der Konflikte zwischen Klima- und Naturschutz

Die Ziele in den Bereichen Klima- und Immissionsschutz einerseits und des Natur- und Landschaftsbildschutzes andererseits klafften in dieser Phase erkennbar auseinander: Einerseits hatten der Klimaschutz und die CO_2-Minderung hohe Priorität, andererseits wurden auf EU-Ebene gleichzeitig auch Richtlinien zum Artenschutz bzw. zum Schutz der Biodiversität auf den Weg gebracht, die die Mitgliedstaaten verpflichteten, entsprechende Schutzausweisungen[680] vorzubereiten. Die strikten Artenschutzbestimmungen der EU schlossen, insbesondere bei Vorkommen der im Anhang der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (FFH-Richtlinie) aufgeführten Vogelarten, die Errichtung von Windenergie-Anlagen aus.

---

[679] So erschienen in dieser Phase erstmals die Fachzeitschriften Neue Energie und Wind/Energie/Aktuell (letztere heute: Erneuerbare Energien).

[680] Gemeint ist hier die Ausweisung von FFH-Gebieten mit striktem Schutzregime im europäischen Schutzgebietsnetz Natura 2000, vgl. http://www.bfn.de/0316_natura2000.html (Abruf 17.09.2009).

In den Fachplänen des behördlichen Naturschutzes[681] sind die schutzwürdigen bzw. schutzbedürftigen Bereiche in Form von Schutzgebieten oder Schutzgebietsvorschlägen gekennzeichnet. Indem diese naturschutzrechtlichen Schutzkategorien als Tabu- oder Abstandskriterien Eingang in die Windenergie-Erlasse der Länder (beispielsweise als Tabuzonen[682] oder Restriktionsbereiche) fanden, entfalteten sie eine restriktive Wirkung im Hinblick auf die Standortvorauswahl. Der Naturschutz setzte sich damit dem Vorwurf aus, wichtige Klimaschutzerfordernisse zu blockieren und übernahm somit in der öffentlichen Wahrnehmung die Rolle des Bremsers einer ansonsten als ökologisch sinnvoll erachteten Entwicklung.

Daher bemühten sich die Naturschutzverbände[683] in Deutschland um einen Ausgleich der kontroversen Positionen zum Ausbau der Windenergienutzung: Die Nutzung der Windenergie wurde generell begrüßt, sollte aber nur mit Rücksicht auf Schutzerfordernisse von Natur und Landschaft ausgebaut werden. Die Fachbehörden der Länder für Naturschutz gaben Empfehlungen zur Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege beim Ausbau der Windenergienutzung[684] heraus. Die Lösung der Zielkonflikte zwischen Naturschutz und Klimaschutz sollte auf der Ebene des konkreten Einzelfalls erfolgen.

Die Naturschutzseite thematisierte die wachsende Zahl der Anlagen und ihre immer größeren Dimensionen, die als eine technische Überformung der Landschaft empfunden wurden.[685] Die geäußerten naturschutzfachlichen Befürchtungen bezüglich der Auswirkungen auf den Artenbestand fokussierten vorwiegend auf die mögliche Gefährdung von Vögeln[686] [Reichenbach 2004, 32]. Die Antragsteller waren verpflichtet, im Rahmen des Zulassungsverfahrens gesonderte Gutachten über die voraussichtlichen Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Vogelwelt erstellen zu lassen. Dies konnte in Einzelfällen zu erheblichen Zeitverzögerungen in der Planung führen.

Auch Akteure, die sich sonst weniger für den Schutz von Natur und Landschaft engagierten, bedienten sich der Argumente des Naturschutzes, um ihre ablehnende Haltung gegenüber dem Windanlagenbau zu begründen. Zum Teil konnte man den Eindruck gewinnen, dass die Naturschutzargumente von Windenergiegegnern vor Ort instrumentalisiert wurden.

---

681 Landschaftsrahmenplan auf regionaler bzw. Landkreisebene; Landschaftsplan auf kommunaler Ebene.

682 Bestimmte Schutzgebietskategorien des Naturschutzes sind grundsätzlich von Windenergienutzung freizuhalten. Die Länder unterscheiden sich allerdings darin, für welche Schutzkategorien welcher Grad an Restriktion besteht [Mielke 1995; Vilbusch 1997].

683 Stellvertretend vgl. Positionspapier des BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz) - Landesverband Niedersachsen e.V. [1996].

684 Vgl. ARGE Eingriffsregelung [1996].

685 Vgl. z. B. Hasse & Schwahn [1992]; Nohl [1993]; Dattke & Sperber [1994]; Klöppel & Krause [1996].

686 Konzentrierten sich die Befürchtungen zunächst v. a. auf Vogelverluste durch Kollisionen, rückten bald auch Beeinträchtigung durch Störungen und Vertreibungen in den Blickpunkt [ebda.]. Rast- und Zugvögel schienen hiervon stärker betroffen als Brutvögel.

Jedoch entstanden aus der kritischen Auseinandersetzung auch eine Reihe von Planungsgrundsätzen und Kriterien[687], die dazu beitrugen, auftretende Konflikte im Rahmen planerischer Konzepte zu lösen.

7.3.3.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

In der dritten Phase entwickelte sich die Nische der Windenergie dynamisch. Immer mehr Akteure und Akteursgruppen mit unterschiedlichen Interessenlagen und Hintergründen nahmen Einfluss auf die Entwicklung und veränderten die Struktur der Konstellation.

Akteure des politisch-administrativen Systems beförderten mit dem Stromeinspeisungsgesetz und den Förderprogrammen die wachsende ökonomischer Bedeutung der Technologie. Das Stromeinspeisungsgesetz und seine Fortschreibung waren die maßgeblichen Steuerungsimpulse für den Durchbruch der Windenergie. Das Gesetz war ein auf Konstanz, Langfristigkeit und Investitionssicherheit ausgelegtes Markteinführungsinstrument.[688] Flankiert durch die Förderprogramme (250-MW-Programm und Landesförderprogramme) konnte es in den 1990er Jahren eine hochgradige Wirkung entfalten. Das Stromeinspeisungsgesetz war Teil eines beginnenden Institutionalisierungsprozesses, der den Innovationsprozess begleitete und stabilisierte. Zu diesem Institutionalisierungsprozess gehörte auch die Gründung von Verbänden und Institutionen.

Die Windenergietechnologie wurde unter den politisch gesetzten marktwirtschaftlichen Anreizen in ihrer Größenordnung, Funktionsfähigkeit und Effizienz weiterentwickelt. Sie erfuhr eine Aufwertung durch das langfristig und breit angelegte Mess- und Evaluationsprogramm (ISET).

Die steigende Bedeutung von Windenergieanlagen für das Landschaftsbild und die Raumnutzung sowie die kapitalintensivere Größenordnung der Einzelanlagen und Windparks erforderten jedoch eine stärkere rechtliche und planerische Formalisierung der Windenergienutzung. Insbesondere die Kommunen waren als genehmigungsrechtliche Instanz mit der raumgreifenden Verbreitung von Windenergieanlagen und ersten lokalen Konflikten konfrontiert. Für die weitere Diffusion der Windenergie in die Fläche war eine räumliche Steuerung überfällig, um der wachsenden Branche Investitionssicherheit zu gewährleisten und konfliktarme „integrierte“ Standorte bereitzustellen.

Die Dynamik in der Nischenkonstellation wurde also nicht mehr nur mit finanziellen, sondern nun auch mit energie- und planungsrechtlichen Regelungen befördert. Auch von internationaler und von EU-Ebene wirkten maßgebende neue Regelungen auf die Konstellation ein.

Neben die eher idealistisch motivierten Akteure traten professionelle und wirtschaftliche Akteure, was mit einem Übergang von stärker informellen, vertrauten zu eher marktwirtschaftlichen Beziehungen einherging. Projekte wurden zielorientiert geplant und umgesetzt, die ökonomische Sicherung der Investitionen wurde zunehmend wichtig.

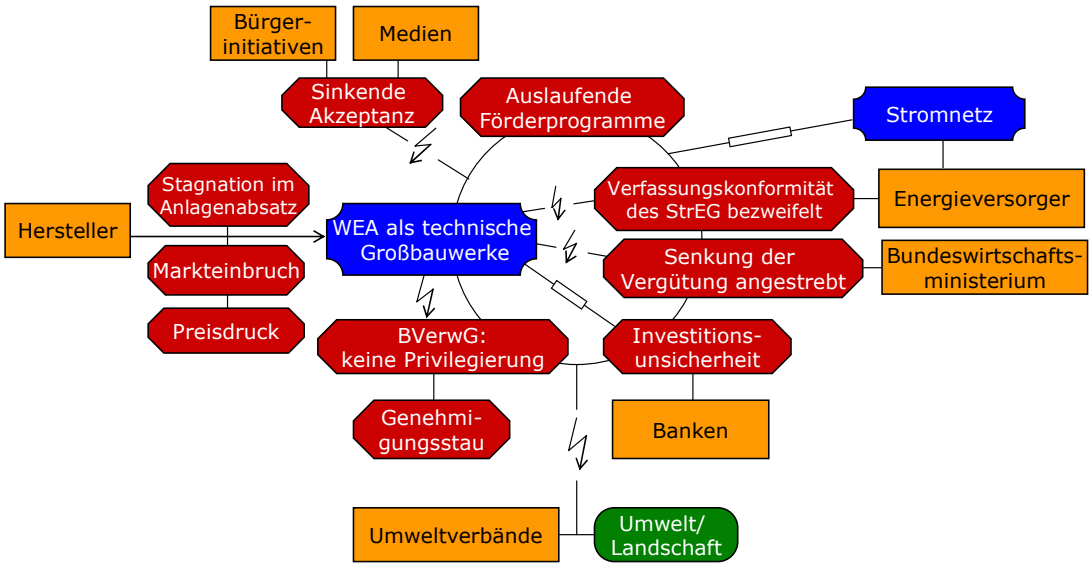
---

[687] Vgl. u. a. Kleinschmidt et al. [1994]; Breuer [1996]; BUND [1996]; BUND [2001].

[688] [Molly et al 1988, 8, 84; Tacke 2004, 175; Hemmelskamp & Jörg 1999, 86; vgl. auch Berchem 2006].

Interessen und Wissen wurden in neuen Organisationen gebündelt. Dennoch spielten auch zivilgesellschaftliche Akteure in dieser Phase eine tragende Rolle für die Diffusion der Windenergie. Der Zusammenschluss von Gleichgesinnten, die ein gemeinsames praktisches Ziel verwirklichen wollten, zu einem Betreiberprojekt kann für den Bereich der regenerativen Energiegewinnung zu diesem Zeitpunkt als sozial-ökologische Innovation betrachtet werden [Byzio et al. 2002, 296 ff. und 398 ff.]. Die traditionelle Energiewirtschaft spielte hingegen in dieser Phase keine signifikante Rolle. Der Weg wurde durch die Abwesenheit einer starken Opposition geebnet. Erst in der nachfolgenden Phase begannen die Vertreter der herkömmlichen Energiewirtschaft, sich gegen die aufblühende Branche zur Wehr zu setzen.

7.3.4 Phase 4: Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre



WEA = Windenergieanlagen
StrEG = Stromeinspeisungsgesetz
BVerwG = Bundesverwaltungsgericht

Abbildung 7-5: Konstellation Phase 4: Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre

7.3.4.1 Charakteristika der Konstellation

In dieser Phase trafen verschiedene ungünstige Entwicklungen aufeinander, die Mitte der 1990er Jahre einen Knick in der schwungvollen Entfaltung der Windenergie verursachten. Es kam zu einem Markteinbruch und Konkursen in der Branche. Der Entwicklungsknick ist an der Kurve der jährlich installierten Leistung und des jährlichen Zubaus an Anlagen ablesbar (vgl. Abbildung 7-8 und Tabelle 7-2). Auch die Beschäftigtenzahlen der Branche sanken.

Infolge des vorhergehenden Wachstums, des Preisdrucks und der kurzen Produktzyklen hatte die junge Branche ohnehin mit technischen und wirtschaftlichen Problemen zu kämpfen. Hinzu kamen auslaufende Förderprogramme, das öffentliche Nachdenken des Bundeswirtschaftsministeriums über die Senkung der Einspeisevergütung sowie die anstehende Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes, die von der energiewirtschaftlich dominanten Teilkonstellation nunmehr als Aufhänger für die Mobilisierung erheblicher Widerstände gegen die Windenergie genutzt wurde.

Rechtsanpassungen, die die bestehende Planungs- und Rechtsunsicherheit hätten lösen können, waren überfällig. Die Aufhebung der Privilegierungsregelung sowie der Genehmigungsstau – die administrative Ebene war auf die Vielzahl der Genehmigungsanträge für Windenergieanlagen nicht ausreichend vorbereitet und verhielt sich abwartend – verschärften die Unsicherheiten, so dass schließlich auch noch die Banken mit der Finanzierung von neuen Anlagen zurückhaltend umgingen. Der Investitions- und Genehmigungsstau

führte schließlich zu einem Markteinbruch. Auch der lokale Widerstand gegen die immer größer werdenden Anlagen erstarkte: Die betroffene Bevölkerung äußerte zunehmend Unmut und organisierte sich in Bürgerinitiativen. Windkritische Stimmen[689] schafften sich über die Medien in der Öffentlichkeit Gehör.

7.3.4.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Die Akteure der Konstellation waren in dieser Phase stark auf sich selbst und die eigene Reorganisation konzentriert. Der übergeordnete und internationale Kontext spielte nur insofern eine Rolle, als infolge der Liberalisierung der Energiemärkte die Energiepreise leicht nachgaben.

7.3.4.3 Rechtlicher und sozio-ökonomischer Rahmen

Schleppende Genehmigungspraxis und rückläufige Akzeptanz

Aufgrund eines Bundesverwaltungsgerichtsurteils von 1994, mit dem entschieden wurde, dass Windenergieanlagen keine privilegierten Vorhaben im Sinne des Baugesetzbuches sind (§ 35 BauGB, vgl. Kapitel 7.3.3.3), wurden Bauanträge vermehrt abgelehnt, z. T. wurde die Entscheidung über die Genehmigung auf unbestimmte Zeit ausgesetzt. Die Genehmigung vieler Windenergieanlagen war in Frage gestellt. Die Debatte der nunmehr eingereichten Gesetzesänderungsvorschläge für eine neue Privilegierungsregelung nahm an Dringlichkeit und Vehemenz zu. Nachdem das Bundesumweltministerium eine Initiative in den Bundestag eingebracht hatte, wurde schließlich im Juni 1996 eine Beschlussempfehlung zur Änderung des § 35 BauGB verabschiedet.

Die im Zuge der Initiativen um eine Baurechtsänderung emotional geführte Debatte um den befürchteten „Wildwuchs“ von Windenergieanlagen führte zu einer zunehmend kritischen Einstellung in der betroffenen Bevölkerung vor Ort. Lärm- und Infraschallemissionen sowie Schattenwurf (Diskoeffekt) schürten Ängste der Anwohner vor gesundheitlichen Gefahren. Auswirkungen wie Beeinträchtigung des Orts- und Landschaftsbildes („Unmaßstäblichkeit“), der hohe Flächenverbrauch, Vogelschlag und die Störung bzw. Vertreibung von Vogelarten und Fledermäusen wurden problematisiert, z. T auch in überzogener Weise. Neben diesen Kritikpunkten wurde der Wertverlust von Immobilien in der Nähe von Windenergieanlagen beklagt.

Widerstand gegen das Stromeinspeisungsgesetz

Das StrEG wurde von der Energiewirtschaft heftig bekämpft (vgl. Kapitel 3.7.1). Die Verbände warfen den Betreibern von Windenergieanlagen vor, sie bereicherten sich auf Kosten der Verbraucher. Einzelne Energieversorgungsunternehmen kürzten – auf Empfehlung des VDEW – jeweils einem der Strom aus regenerativen Energien einspeisenden Kunden die

[689] Zum Beispiel „Naturstrom- und Windkrafteuphorie in Deutschland und ihre Folgen“; http://wilfriedheck.de/, die "inoffizielle" Webseite des Bundesverband Landschaftsschutz (Abruf 06.08.2009)

gesetzlich vorgegebene Vergütung.[690] Das Vorgehen der Energieversorger stieß in der Öffentlichkeit auf massive Kritik. Auch Bundestagsabgeordnete aller Parteien äußerten ihre Missbilligung gegenüber dem Vorgehen der Stromversorger und forderten diese auf, das Einspeisungsgesetz in der vom Bundestag beschlossenen Form zu respektieren.[691]

Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes

Die Windenergiebetreiber forderten eine Novellierung des StrEG mit neuen Vergütungssätzen, da nur 90 % der eingespeisten Energie vergütet wurden und infolge des durch die Liberalisierung eingetretenen Wettbewerbs die Preise fielen. Obwohl nicht federführend zuständig, engagierten sich auch Fachkräfte des Bundesumweltministeriums stark für eine Reformierung des StrEG, die schließlich vom Bundestag beschlossen wurde. Dabei blieb zwar die Höhe der Vergütung unangetastet, aber die bestehende Härtefallklausel wurde durch die Einführung des so genannten 5 %-Deckels verändert. Wenn der Windstromanteil eines Energieversorgers über 5 % der von ihm insgesamt abgesetzten Kilowattstunden anstieg, war der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die Mehrkosten zu erstatten. Beispielsweise wurden die 5 % beim norddeutschen Energieversorger Schleswag überschritten, so dass die vorgelagerte PreussenElektra die Mehrkosten tragen musste. Wenn jedoch auch beim Netzbetreiber der Anteil des erneuerbaren Stroms 5 % überschritt, endete die Abnahmepflicht.[692]

Erneute juristische Auseinandersetzungen nach der StrEG-Novellierung

Kurz nach der Novellierung des StrEG, im Mai 1998, wurde erneut die Prüfung der Verfassungskonformität des Gesetzes durch das Bundesverfassungsgericht eingeleitet, in diesem Fall initiiert von der PreussenElektra bzw. deren Tochterunternehmen Schleswag. Die Klage vor dem Landgericht Kiel wurde damit begründet, dass die regionalen Belastungen durch das StrEG gegen den Gleichheitsgrundsatz nach Art. 3, gegen die Berufsfreiheit nach Art. 12 sowie den Eigentumsschutz nach Art. 14 des Grundgesetzes verstießen.[693] Im März 2001 konnte jedoch der Streitfall, der mittlerweile vor den Europäischen Gerichtshof gelangt war, beigelegt werden. Dieser entschied, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz mit dem EU-Recht vereinbar sei und keine rechtswidrige staatliche Beihilfe im Sinne des EG-Vertrags darstelle (vgl. Kapitel 3.7.1). Für die Windenergiebranche wurde damit eine jahrelange Rechtsunsicherheit beendet [vgl. Nagel 2001].

---

[690] Die Badenwerk AG in Karlsruhe, die Kraftübertragungswerke Rheinfelden und die Stadtwerke Geesthacht, zahlten jeweils einem ihrer Strom aus regenerativer Energie einspeisenden Kunden nur die Sätze der Verbändevereinbarung [Tacke 2004, 207].

[691] Vgl. Der Spiegel, 08.05.1995

[692] Vgl. Johnsen [1997, 8] zitiert in Hemmelskamp & Jörg [1999, 86].

[693] Die Klage wurde an den Europäischen Gerichtshof überwiesen, die EU-Kommission beschloss am 20. Juli 1999 die Einleitung eines beihilferechtlichen Verfahrens gegen die Bundesregierung.

7.3.4.4 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

Verunsicherung des Windenergiemarktes

Zwar erscheint der Rückgang des Anlagenzubaus und der jährlich installierten Leistung nur wie eine kurze Phase des Abschwungs (vgl. Tabelle 7-2). Jedoch verunsicherten die Stromversorger die noch junge Branche erheblich, indem sie im Jahr 1998 die Rechtmäßigkeit der per Gesetz festgelegten Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien in Frage stellten. Auch das Wirtschaftsministerium trug zu dieser Verunsicherung bei, da es eine Kürzung der Stromeinspeisungsvergütung in Erwägung zog.

Tabelle 7-2: Entwicklung der Anlagenzahlen und installierte Leistung in Deutschland 1994-1998 [Molly 2009, 9]

Jahr	Installierte Leistung/Jahr in MW	Installierte Leistung kumuliert in MW	Anlagen/Jahr	Anzahl WEA kumuliert	Installierte WEA-Durchschnittsleistung/ Jahr in kW
1994	292,61	618,35	792	2,467	370,60
1995	503,72	1.120,87	1.062	3.528	472,20
1996	427,64	1.546,38	806	4.326	530,50
1997	533,62	2.079,97	853	5.178	628,90
1998	793,46	2.871,48	1.010	6.185	785,60

Zudem stellte für die Hersteller das Entwicklungstempo des Größenwachstums eine große Herausforderung dar. Dem Markt bei der Entwicklung neuer Anlagengenerationen nicht zu folgen hätte einen Konkurrenznachteil dargestellt, den sich kein Hersteller leisten konnte. Zugleich waren die Entwicklungsaufwendungen erheblich und stiegen überproportional mit der Baugröße der Windenergieanlagen. Derartige Aufwendungen verlangten Mindeststückzahlen des entwickelten Anlagen-Typs für die Refinanzierung, die bei zu geringem Marktanteil eines Herstellers nicht erreicht wurden. Kleine Hersteller befanden sich damit in einem extremen Wettbewerbsnachteil, es kam zu einer deutlichen Bereinigung des Marktes [Twele 2005, 24]. 1996 stagnierte der Markt und konnte nach dem Aufschwung der vergangenen Jahre erstmals keine Zuwachsraten verzeichnen. Zwar stieg die durchschnittlich installierte Leistung je Windenergieanlage weiter an, denn es wurden serienmäßig Konverter in der Leistungsklasse oberhalb von 600 kW installiert, der Stückzahlenmarkt entwickelte sich jedoch kaum. In den Herstellerunternehmen waren Kurzarbeit, Entlassungen und auch Firmenzusammenbrüche die Folge. Die direkte Beschäftigungszahl bei den Herstellern sank von ca. 1.400 im Jahr 1995 auf 1.200 im Jahr 1996. Der Umsatz in den deutschen Unternehmen ging 1996 um bis zu 25 % zurück.[694]

Mit ihrem Vorgehen hatten die Energieversorger auch die Banken – und damit indirekt die Investoren – verunsichert. Wegen der vermeintlich höheren Risiken wurden von den Finanzierungsinstituten die Zinsen angehoben und höhere Eigenfinanzierungsquoten gefordert

[694] Vgl. Tacke [2004, 215]; Allnoch [1996 und 1998].

[Tacke 2004, 208]. Im Falle des Herstellers Südwind führte das Handeln der Banken zum Konkurs, im Juli 1997 musste auch der zweitgrößte deutsche Hersteller Tacke Windtechnik GmbH & Co KG Konkurs beantragen.

Technische Probleme

Die Entwicklungen des Marktes standen in einer engen Wechselbeziehung mit der technischen Entwicklung. Insbesondere in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre wurden aufgrund der boomenden Nachfrage die Standorte in den Küstenbereichen knapp. Für die technische Entwicklung bedeutete die Verknappung von Standorten einen zunehmenden Druck auf die Entwicklung größerer Windenergieanlagen, da diese knappe Grundflächen effizienter nutzten als kleinere Windenergieanlagen.

Zu kurze Produktlebenszyklen von maximal fünf Jahren und mangelnde Produktpflege führten zu einer erhöhten Störungsanfälligkeit. Eine zentrale technische Herausforderung bestand darin, die in kurzer Folge auf den Markt kommenden Anlagengenerationen auch unter diesem Aspekt zu optimieren. Einige Anlagentypen galten angesichts der beobachtbaren Tatsache, dass sie mehr stillstanden als liefen, als Negativbeispiele und nährten Zweifel an der Zuverlässigkeit der Technologie.

Belastungsgrenzen des Stromnetzes

Mitte der 1990er Jahre waren bereits Belastungsgrenzen des Stromnetzes zu erkennen. Insbesondere die windhöffigen Standorte in Norddeutschland verfügten aufgrund der geringen Besiedlungsdichte über ein nur begrenzt belastbares Netz. In den Förderrichtlinien der Küstenländer wurde jedoch durch entsprechende Netzverträglichkeitskriterien unterstrichen, dass eine intelligente Betriebsführung der Windenergieanlagen das Kapazitätsproblem mildern könne. Bei der Technologieentwicklung hatte dies zur Folge, dass mit zunehmenden Kapazitätsproblemen insbesondere Anlagen mit indirekter Netzkopplung über ein Wechselrichtersystem[695] bei Pitch-Regelung Vorteile erzielten. Die Belastbarkeit des Stromnetzes war (und ist) ein zentraler Konflikt, in dem die einen auf die technischen Machbarkeitsgrenzen hinweisen, die anderen den Standpunkt vertreten, dass die Netzintegration eine Frage von Regelungstechnik und Management-Kompetenz sei [Molly 2005, mdl.].

7.3.4.5 Akteure der Konstellation

Zentrale Akteure dieser für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland prekären Phase waren Akteure des dominanten Systems. Die Energiewirtschaft setzte sich massiv gegen das Stromeinspeisungsgesetz zur Wehr. Finanzwirtschaftliche Akteure gewannen an Bedeutung, während gleichzeitig staatliche Akteure widersprüchlich handelten und damit hemmend einwirkten.

Es zeichnete sich eine beginnende Lagerbildung ab: Diejenigen, die wirtschaftlich von der Windenergienutzung profitierten, standen der Windenergienutzung und ihrem Erscheinungs-

[695] Vgl. Technikglossar

bild positiv gegenüber. Diejenigen, die daran keinen Anteil hatten und sich lediglich den negativen Auswirkungen einer technisch-industriellen Form der Energieerzeugung ausgesetzt sahen, verwendeten Argumente aus unterschiedlichen Argumentationszusammenhängen, um ihrem Unbehagen Ausdruck zu verleihen. Kritik an der Energiepolitik vermischte sich dabei mit Kritik an der ökonomischen Sinnhaftigkeit und mit naturschutzfachlichen Gegenargumenten.

Windenergiegegner und Bürgerinitiativen hatten bislang in der Regel jeweils für sich und wenig koordiniert agiert, dies änderte sich mit der Gründung des Bundesverbandes Landschaftsschutz (BLS) im Mai 1995, der sich als Forum der Windenergiegegner etablierte, diesen eine Öffentlichkeit verschaffte und sie mit Gegenargumenten versorgte. Die vor Ort negative Stimmung gegenüber der Windenergienutzung wurde zudem durch kritische Veröffentlichungen und Medienberichterstattung verstärkt, die die Windenergie als energiepolitische Alternative generell in Frage stellen [Ohlhorst 2009, 204 f.].

7.3.4.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

In dieser Phase organisierten sich die Gegner des Stromeinspeisungsgesetzes (Gegenlobby-Bildung) und es gelang ihnen eine Atmosphäre der Verunsicherung zu etablieren. Die Verunsicherung erfasste sowohl Hersteller und Investoren als auch Genehmigungsbehörden, Banken und Politiker. Dies verdeutlichte die mächtige Position der Energiewirtschaft in Deutschland. Neben der Verunsicherung des Marktes wirkte sich die schleppende Genehmigungspraxis negativ auf die Entwicklung aus. Auch Versäumnisse der Baurechtsanpassung an die neuen Anlagengenerationen schlugen sich hemmend auf den Anlagenzubau nieder. Viele Kommunen wurden von einer Antragsflut bedrängt und waren mit der Umsetzung überfordert.

Die noch junge Branche geriet massiv unter Druck. Sie musste zudem mit den Folgen des dynamischen Wachstums in der Phase des Durchbruchs fertig werden, die als wirtschaftliche Probleme (Preisdruck) in Erscheinung traten und zu einem Markteinbruch sowie einem Rückgang der Beschäftigtenzahlen führten. Naturschutz- und Umweltverbände äußerten verstärkt Kritik am zunehmend industriellen Charakter der Windenergienutzung. Ökonomischer und rechtlicher Überlebenskampf auf Seiten der Windenergie-Nische und ökonomische und rechtliche Gegenwehr auf Seiten der traditionellen Energiewirtschaft prägten diese Phase der Innovationsbiographie.

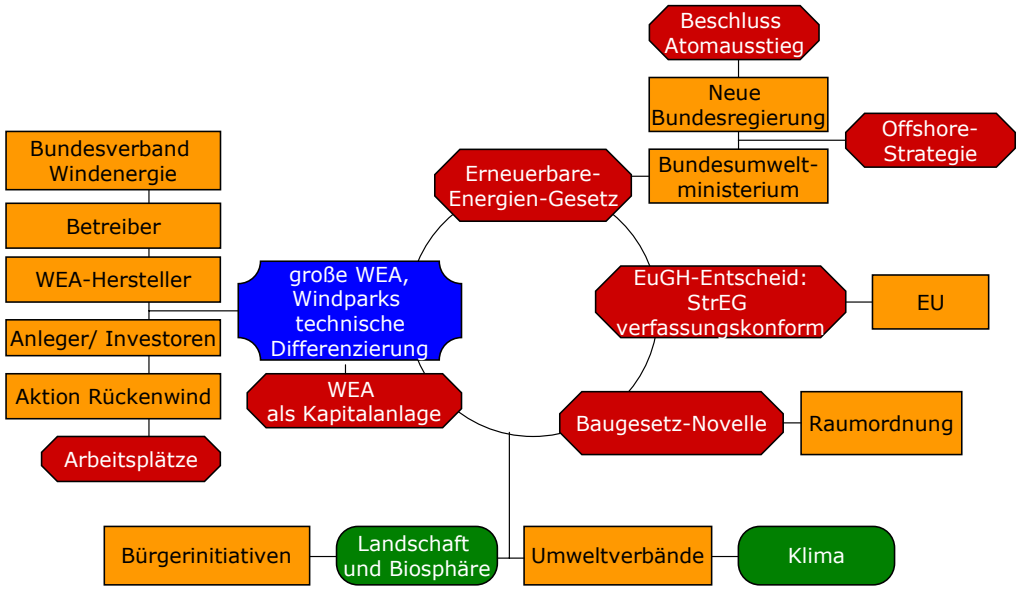
Auch technisch-ökonomische Widerstände spielten eine Rolle. Zu geringe Kapazitäten des Stromnetzes wirkten widerständig, wenn aus Kapazitätsgründen ein Netzanschluss verzögert wurde. Das Image der Windenergieanlagen wurde beeinträchtigt, wenn infolge rasender Innovationszyklen unausgereifte Modelle auf den Markt kamen und Funktionsdefizite auftraten [Twele 2005, 32].

Staatliche Impulse wirkten in dieser Phase bremsend. Motivationen und Ziele der staatlichen Akteure waren diffus und widersprüchlich, wie zum Beispiel die Erwägung einer Reduktion der Einspeisevergütung durch das Bundeswirtschaftsministerium. Eine von der Wind- und Landwirtschaftslobby erwünschte uneingeschränkte Privilegierung von Windenergieanlagen war zunächst nicht durchsetzbar, was die Genehmigung neuer Anlagen faktisch zum Erliegen brachte. Diese Zuspitzung trieb jedoch sowohl das Verfahren zur Änderung der

rechtlichen Genehmigungsgrundlagen (Baurecht) als auch die Entwicklung von Steuerungsmöglichkeiten auf Landesebene (Erlasse der Baubehörden[696]) voran.

[696] Standort- und Genehmigungsentscheidungen werden vornehmlich durch Erlasse der obersten Baubehörden der Länder gesteuert. Zum Teil sind darin auch naturschutzfachliche Abstandserfordernisse (zu Schutzgebieten, avifaunistisch und ästhetisch sensiblen Bereichen) enthalten. Von Naturschutzseite in Erlassen formulierte Abstandserfordernisse können im Rahmen von Beteiligungsverfahren nicht nur koordinierend, sondern auch restriktiv wirken, soweit sie im Genehmigungsverfahren Berücksichtigung finden.

7.3.5 Phase 5: Windenergieboom und Reorganisation 1997/98 bis 2002



EuGH = Europäischer Gerichtshof
StrEG = Stromeinspeisegesetz
WEA = Windenergieanlage

Abbildung 7-6: Konstellation Phase 5: Windenergieboom und Reorganisation 1997/98 bis 2002

7.3.5.1 Charakteristika der Konstellation

Prägend für die Phase (vgl. Abbildung 7-6) waren die Auflösung mehrerer rechtlicher Unsicherheiten, die politische Aufwertung der erneuerbaren Energien und die Reorganisation der emanzipierten Nischenkonstellation – alles zusammen führte zu einem „Windenergieboom“.

Nach dem Regierungswechsel setzte die rot-grüne Koalition neue Akzente in ihrer Energiepolitik. Sie verabschiedete das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie ein Klimaschutzprogramm und setzte damit Signale für eine beständigere Zukunft der Windenergie. Des Weiteren wurde das Bau- und Raumordnungsrecht novelliert und mit der Privilegierung der Windenergie der Abbau des Genehmigungsstaus in Angriff genommen.[697] Auch der Europäische Gerichtshof leistete einen wichtigen Beitrag zur Rechts- und Investitionssicherheit, indem er das Stromeinspeisungsgesetz als mit dem EU-Recht vereinbar anerkannte.

[697] Im Kontext der räumlichen Steuerung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Windparks entwickelten sich auf Ebene der Bundesländer eigene Teilkonstellationen aus den Akteuren der Planungs- und Genehmigungsbehörden. Auf diese Teilkonstellationen wird aus Platzgründen jedoch nicht näher eingegangen.

Die Anlagenhersteller, Betreiber und Investoren reorganisierten sich als Branche und als Bewegung (Aktion Rückenwind). Die technische Entwicklung – steigende Leistung und Größenordnung der Anlagen und technische Ausdifferenzierung mit spezifischen Vorteilen für verschiedene Standorte – spiegelte die neu gewonnene Leistungsfähigkeit wider und trug damit zum Entwicklungsboom bei.

7.3.5.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Initiativen auf europäischer Ebene

Auf europäischer Ebene verstärkten sich die Bemühungen, den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben (vgl. Kapitel 3.3). Sie hatten eine sehr starke Bedeutung für die windenergierelevanten Rahmenbedingungen in Deutschland nicht nur in dieser, sondern vor allem auch in der nachfolgenden Phase. So erhielt die Windenergie mit dem Energiewirtschaftsgesetz 1998 (vgl. Kapitel 3.9.3.1) eine weitgehend gesicherte Perspektive bezüglich des Netzzugangs. Mit der europäischen „Kampagne für den Durchbruch“ im Jahr 1999 (vgl. Kapitel 3.3.2.2) wurde ein erster Schritt zur Erreichung des Ziels getan, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch von etwa 6 % im Jahr 1995 auf 12 % bis 2010 zu verdoppeln. Für den Windenergiebereich war das Etappenziel bis 2003, die installierte Leistung von 6.400 MW im Jahr 1998 europaweit auf 10.000 MW zu steigern. Dieses Ziel wurde jedoch bereits im Jahr 2001 mit einer installierten Leistung von 17.200 MW weit übertroffen [Staiß 2003].

Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung

Im Jahr 2002 legte die Bundesregierung eine Strategie für nachhaltige Entwicklung vor (vgl. Kapitel 3.5.5). Klimaschutz durch den Einsatz erneuerbarer Energien war Teil der Nachhaltigkeitsstrategie, Windenergie wurde dabei als eine der maßgeblichen Technologien hervorgehoben. Ihr Ausbau sollte jedoch nicht isoliert, sondern unter Beachtung eines umfassenden Indikatorensystems und in naturverträglicher Weise erfolgen. Der Bau von Offshore-Windparks sollte einen wichtigen Beitrag dazu liefern, die Energieversorgung der Bundesregierung für die Zukunft auf eine nachhaltige Basis zu stellen. Dahinter stand das Ziel, sowohl die Abhängigkeit von Energie-Importen zu verringern als auch die Umweltverträglichkeit der Energieerzeugung zu verbessern [Bundesregierung 2002, 157].

Kyoto-Protokoll

Im Juli 2001 wurde in Bonn das Kyoto-Protokoll ratifiziert. Deutschland verpflichtete sich darin, seine Kohlendioxid-Emissionen bis zum Jahr 2010 um 21 % zu senken. Das Ziel hatte eine wichtige Bedeutung als Begründungskontext für die weitergehende Förderung insbesondere der Windenergie in Deutschland.

7.3.5.3 Staatliche Steuerungsimpulse

Regierungswechsel

Die energiepolitischen Prioritäten der Bundesregierung wurden mit dem Regierungswechsel im Herbst 1998 deutlich zugunsten umweltpolitischer Schwerpunkte verschoben (vgl. Kapitel 3.5.2). In der Koalitionsvereinbarung [SPD / Bündnis90/Die GRÜNEN 1998] wurde als Ziel

genannt, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2005 gegenüber 1990 um 25 % zu senken. Im nationalen Klimaschutzprogramm wurde das Ziel formuliert, „den deutschen Anteil an erneuerbaren Energien bis 2010 zu verdoppeln“.[698] Die Verabschiedung des EEG 2000 (vgl. Kapitel 3.7.2) war die zentrale Maßnahme der neuen Bundesregierung für den Ausbau der regenerativen Energien.

Baugesetz-Novelle: Privilegierung und räumliche Steuerung

Einige Akteure, darunter insbesondere das Referat „Erneuerbare Energien und Umwelt“ im Bundesumweltministerium, engagierten sich für Änderungen des Bau- und Raumordnungsrechts, um den Genehmigungsprozess für den Windkraftanlagenbau zu erleichtern und Konflikte bzgl. des weiteren Diffusionsprozesses der Windenergienutzung zu vermindern. Eine Änderung des Baurechts (§ 35 Abs. 3 BauGB) mit der neuen Privilegierungsregelung trat zum 01. Januar 1997 in Kraft.[699] Für Windenergieanlagen im unbebauten Außenbereich bestand seither grundsätzlich ein Rechtsanspruch auf eine Baugenehmigung, es sei denn, wichtige öffentliche Belange wie Natur- oder Artenschutz, die Erholungsfunktion der Landschaft oder eine drohende Verunstaltung des Ortsbildes sprachen dagegen. Die Privilegierung wurde durch die gleichzeitige Einführung eines so genannten Planungsvorbehalts eingeschränkt. Dadurch sollte eine undifferenzierte, flächendeckende Bebauung mit Windenergieanlagen ausgeschlossen werden. Die Novelle enthielt eine Aufforderung an die Städte und Gemeinden, innerhalb einer bestimmten Frist „Konzentrationszonen“ für Windenergie im Flächennutzungsplan auszuweisen. Nur wenn Kommunen eine solche Ausweisung im Flächennutzungsplan vornahmen, wurde auf den übrigen Flächen im Gegenzug eine Ausschlusswirkung wirksam.[700] Diese Flächen waren von Windenergieanlagen freizuhalten.

Insgesamt machten – selbst in Bereichen hoher Nachfrage – längst nicht alle Kommunen von der Ausweisung von Konzentrationszonen Gebrauch, da eine Änderung der Flächennutzungsplanung zeit- und kostenaufwändig war. Diejenigen Kommunen, die das Instrumentarium anwandten, taten dies vielfach mit dem Ziel, den Umfang der Windenergienutzung in ihrem Zuständigkeitsbereich zu begrenzen. Einigen Kommunen, die für die Windenergienutzung unattraktive Standorte als Konzentrationszonen auswiesen, wurde gezielte Verhinderungsplanung unterstellt.[701]

---

[698] Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18.10.2000. Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion“. http://www.bmu.de/files/pdfs/ (Abruf 06.08.2009).

[699] Die Privilegierungsregelung war lange umstritten. Gegner fürchteten einen „Freibrief zur Landschaftsverschandelung“. In der Phase des Entwicklungsknicks wurde eine Privilegierungsregelung zur Klärung der Zulässigkeitsvoraussetzungen von den Windenergievertretern als unabdingbar bezeichnet, Entsprechend nahmen die Interessenvertreter der Windbranche Einfluss auf die politische Diskussion.

[700] Insofern hatte dieser Appell eine nachhaltige Wirkung auf die Genehmigungspraxis von Windenergieanlagen. Vgl. Rehfeld et al. [2001]; Neumann [2001]; Neumann et al. [2002].

[701] Durch Bundesverwaltungsgerichtsurteil 4 C 15.01 vom 17.12.2002 wurde klargestellt, dass eine solche Praxis rechtswidrig und eine entsprechende Planung anfechtbar ist.

Das Wirksamwerden der Privilegierung in Verbindung mit dem Planungsvorbehalt erforderte ein Zusammenwirken der regionalen und der kommunalen Ebene.[702] Auf regionaler Ebene sollten so genannte Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ausgewiesen werden. Diese Form der Positivausweisung bestimmter Gebiete für eine bestimmte Nutzung war ein Novum in der Regionalplanung. Innerhalb der Eignungsgebiete sollten die Kommunen potenzielle Standorte für die Windenergienutzung durch Festlegung von Konzentrationszonen weiter differenzieren und die Standorte bauplanungsrechtlich absichern. Mit Hilfe einer Konkretisierung der CO_2-Minderungsziele zunächst auf Länderebene und einem Herunterbrechen dieser Ziele in Form von konkreten, auf die Windenergienutzung bezogenen Erzeugungszielen in den Regionen, setzte sowohl eine Standort- wie auch eine Mengensteuerung ein. Über die Ausweisung von Eignungsgebieten wurde die Planungssicherheit für Windparkbetreiber wesentlich verbessert.

Mit der Verabschiedung der Privilegierungsregelung war die Hoffnung eines schnellen Abbaus des Genehmigungsstaus verbunden, der aber nicht eintrat, sofern die Kommunen von der Möglichkeit zur Aussetzung der Genehmigungsverfahren nicht bis Ende 1998 Gebrauch machten.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000)

Das EEG trat zum 01. April 2000 in Kraft (zum politischen Prozess vgl. Kapitel 3.7.2). Es sollte eine dynamische Entwicklung in Gang setzen, privates Kapital mobilisieren und damit den Einstieg in die Serienproduktion ermöglichen. Für Strom aus Windenergie betrug die Vergütung mindestens 17,8 Pfg/kWh für die Dauer von fünf Jahren. Mit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs[703] vom 13. März 2001 wurde das deutsche Stromeinspeisungsgesetz – das mittlerweile als EEG weitergeführt wurde – als rechtmäßig anerkannt. Das Urteil beendete eine drei Jahre währende Rechtsunsicherheit.

7.3.5.4 Technisch-wirtschaftliche Entwicklung

Differenzierung der Technik

Kennzeichnend für Windenergietechnologie in dieser Phase waren die weiter stark steigende Leistung und die technische Differenzierung der Anlagen, die Größenordnung der geplanten Windparks und der Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung.

---

[702] Nachdem 1997 eine Novellierung des Bundesraumordnungsgesetzes und ab 1998 in Anpassung daran auch der Landesraumordnungsgesetze erfolgt war, wurde die Windenergienutzung zum Thema der Raumordnung. Die Einführung eines Steuerungsinstrumentariums auf regionaler Ebene war insbesondere angesichts der Situation in den neuen Bundesländern geboten: Dort existierte keine flächendeckende rechtskräftige Flächennutzungsplanung und damit keine wirksame Steuerungsmöglichkeit auf kommunaler Ebene [v. Nicolai 2005, mdl.]. Die Ziele der Windenergieproduktion wurden in den Landesraumordnungsplänen verankert und auf die Regionen herunter gebrochen. Beispielsweise wurden in Niedersachsen konkrete MW-Angaben für einzelne Landkreise vorgegeben.

[703] Vgl. Urteil 13.3.2001, Rs. C-379/98 „Die Vereinbarkeit des Stromeinspeisegesetzes und des EEG mit dem primären Europarecht“. Kommentar in Natur und Recht 2002, S. 148.

Bei den Anlagen für die Windenergienutzung an Land zeichneten sich zwei dominante Anlagendesigns ab: Bei kleineren Windenergieanlagen dominierte der drehzahlstarre Betrieb eines netzgekoppelten Asychrongenerators[704]. Die Rotorblätter sind bei diesem Modell starr mit der Nabe verbunden und erlauben keine Leistungsregelung. Sie waren aber in der Herstellung günstiger und erlaubten einen wartungsarmen Betrieb. Bei größeren Windenergieanlagen setzten sich technisch aufwändigere Konstruktionen mit der Pitch-Regelung und mit drehzahlvariabler Betriebsführung[705] durch, bei der die Rotorblätter verstellt und so die Windausbeute erhöht werden konnten. Große Anlagen wurden mit einem getriebelosen Triebstrangkonzept[706] mit Vielpolgeneratoren[707] ausgestattet [Hemmelskamp & Jörg 1999, 84]. Drehzahlvariable Techniken ermöglichten nicht nur eine Leistungssteigerung, sondern auch eine Optimierung der Netzkompatibilität der Anlagen [Heier 1997, 95 ff.].

Die technische Differenzierung erlaubte eine diversifizierte Entwicklung der Windenergieanlagen: Verschiedene Anlagenvarianten mit spezifischen Vorteilen konnten jeweils standortangepasst eingesetzt werden. Die technologische Entwicklung konzentrierte sich auf Korrekturen, Verbesserungen der Details und Fortschritte im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit der Anlagen (z. B. Wirkungsgrad, Leistung, Lebensdauer, Stromqualität). Gleichzeitig nahm die Entwicklung von elektronischen Komponenten zur Steuerung und Überwachung der Anlagen an Bedeutung zu.

Beschäftigungswirkung und Marktzugang

Die Entwicklung der Arbeitsplätze in der Windenergie verzeichnete in dieser Phase hohe Zuwachsraten. Während 1998 noch 15.600 Personen in diesem Sektor beschäftigt waren, stieg die Zahl bis 2002 auf 53.200 Personen [Edler et al. 2004]. Zwar lag Deutschland in der Nutzung der Windenergie weltweit an der Spitze, jedoch betrug der Anteil der deutschen Hersteller von Windenergieanlagen an der weltweiten Produktion nur ca. 30 % – hier war Dänemark mit 43 % führend. Mit der im Jahr 2002 ins Leben gerufenen „Exportinitiative Erneuerbare Energien“[708] wurde versucht, den Export von Windenergieanlagen und damit die Anzahl der Arbeitsplätze in der Branche zu steigern bzw. zu erhalten.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1998 sah vor, dass eine Rechtsverordnung die Ausgestaltung der Netzkonditionen und -entgelte regelt. Damit hatte Deutschland als einziger EU-Mitgliedstaat den „verhandelten Netzzugang“ zur Umsetzung der EU-Richtlinie gewählt und auf eine rechtliche Regulierung des Netzzugangs und den Einsatz einer

---

[704] Vgl. Technikglossar

[705] Drehzahlvariable Anlagen haben den Vorteil, Strom in der geforderten Netzfrequenz unabhängig von der Drehzahl herstellen zu können.

[706] Die Firma ENERCON entwickelte durch die drehzahlunabhängige Leistungsabnahme ein Alleinstellungsmerkmal; vgl. Technikglossar.

[707] Vgl. Technikglossar

[708] Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) wurde im Sommer 2002 vom Deutschen Bundestag beauftragt, die Exportinitiative Erneuerbare Energien aufzubauen und umzusetzen [Bundestagsantrag 14/8278]. Ziel der Exportinitiative war (und ist) es, deutsche Unternehmen durch Informationsangebote, die Vernetzung von bestehenden Initiativen und Aktivitäten sowie die aktive Begleitung von Auslandsprojekten beim Export von erneuerbaren Energie-Technologien zu unterstützen [BT-Drs. 15/1862 vom 31.10.2003].

Regulierungsbehörde, die Netzzugangstarife und -bedingungen festlegt, verzichtet. Die Aushandlung von Netznutzungspreisen und -konditionen erfolgte im Rahmen von Verbändevereinbarungen für den Strom- und Gassektor. Jedoch verblieb die konkrete Festlegung der Netzzugangstarife in der Zuständigkeit des einzelnen Netzbetreibers. Damit blieb es den – zum Teil neu in den Markt eintretenden – Energie einspeisenden Unternehmen überlassen, mit den Netzbetreibern um Zugangsrechte und -entgelte zu verhandeln. Verstieß ein Netzbetreiber gegen das Gebot des diskriminierungsfreien Netzzugangs und angemessener Entgelte, konnte die staatliche Wettbewerbskontrolle (Kartellbehörden) nachträglich eingreifen. Resultat dieser Regelung war, dass zwar explizite Diskriminierungen beim Netzzugang selten vorkamen, dass jedoch die Durchleitungsentgelte sehr hoch waren, sie lagen im europäischen Vergleich an der Spitze [Monstadt 2004, 170]. Die Europäische Kommission beklagte an dem neuen Gesetz, dass die große Marktmacht bisheriger Erzeugungsunternehmen den Marktzugang für neue Marktteilnehmer behindern könne [KOM 2003, 4].

Entwicklung der Anlagenzahlen und der installierten Leistung

Der Boom der Windenergieentwicklung in dieser Phase wird angesichts der Entwicklung der Aufstellungszahlen und des Anschwellens der installierten Leistung deutlich (vgl. Tabelle 7-3).

Tabelle 7-3: Entwicklung der Anlagenzahlen und der installierten Leistung in Deutschland 1997-2002 [Molly 2009, 9].

Jahr	Installierte Leistung/Jahr in MW	Installierte Leistung kumuliert in MW	Anzahl WEA/Jahr	Anzahl WEA kumuliert	Installierte WEA-Durchschnittsleistung/ Jahr in kW
1997	533,62	2.079,97	853	5.178	628,90
1998	793,46	2.871,48	1.010	6.185	785,60
1999	1.567,68	4.439,16	1.676	7.861	935,37
2000	1.665,26	6.104,42	1.495	9.359	1.113,80
2001	2.658,96	8.753,72	2.079	11.438	1.278,96
2002	3.239,96	11.994,22	2.321	13.752	1.395,93

7.3.5.5 Akteure der Konstellation

Staatliche Akteure

Zentraler Akteur in dieser Phase war die neue rot-grüne Bundesregierung. Mit dem Regierungswechsel im Herbst 1998 wurden die energiepolitischen Prioritäten der Bundesregierung deutlich zugunsten umweltpolitischer Schwerpunkte verschoben. Die Verabschiedung des EEG im Jahr 2000 war ihre erste zentrale Maßnahme für den Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland. Daneben ergriff sie – maßgeblich unterstützt durch die Fachabteilungen im Bundesumweltministerium – weitere Maßnahmen, um die Realisierung ihrer energiepolitischen Ziele voranzutreiben: So wurde am 18. Oktober 2000 das Klimaschutzprogramm verabschiedet und im selben Jahr die Deutsche Energie-Agentur (dena) gegründet. Etwa zeitgleich mit dem Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung in Johannesburg hat die Bundesregierung im Jahr 2002 eine Strategie für nachhaltige Entwicklung vorgelegt, in der

für alle Politikfelder konkrete Nachhaltigkeitsziele formuliert wurden [Bundesregierung 2002, 3, 97, 155 ff.]. Im Herbst 2002 erhielt das Bundesumweltministerium, nachdem ein Referat Erneuerbare Energien und Umwelt geschaffen worden war, durch einen Bundestagsbeschluss die Federführung für die Neufassung des EEG. Das Referat setzte sich aktiv für die Onshore- und Offshore-Entwicklung der Windenergie ein.

Auf europäischer Ebene wurde in dieser Phase der Boden für viele Veränderungen bereitet, die sich günstig auf die Windenergie-Entwicklung in Deutschland auswirkten. Dazu gehören insbesondere die EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien von 2001 sowie die Binnenmarkt-Richtlinie für den Strommarkt von 1997. Auch der Europäische Gerichtshof ebnete im Jahr 2001 den Weg für die Windenergie-Diffusion durch sein Urteil, das dem deutschen StrEG Legalität im Sinne des EG-Vertrags bescheinigte.

Mit den Änderungen des Bau- und Raumordnungsrechts wurde eine administrative Nachsteuerung vorgenommen. Neue Akteure aus den Bereichen Raumordnung und Landesplanung sowie aus den Umwelt- und Naturschutzverwaltungen der Länder traten hinzu, um Konflikte um den weiteren Diffusionsprozess der Windenergienutzung zu vermindern.

Auch die Bedeutung der Regionen und Kommunen nahm in dieser Phase maßgeblich zu. Durch die Ausweisung von Eignungsgebieten wurden auf Ebene der Regionalplanung Festlegungen getroffen, die eine starke Bindungswirkung für die nachgeordneten Ebenen und selbst gegenüber Dritten entfalten sollten (vgl. Kapitel 7.3.5.3).

Selbst in Bereichen hoher Standortnachfrage machten längst nicht alle Kommunen von der Ausweisung von Konzentrationszonen Gebrauch, da eine Änderung der Flächennutzungsplanung zeit- und kostenaufwändig war. Diejenigen Kommunen, die das Instrumentarium anwandten, taten dies vielfach mit dem Ziel, den Umfang der Windenergienutzung in ihrem Zuständigkeitsbereich zu begrenzen (vgl. Kapitel 7.3.5.3).

Netzwerkbildung

Unterstützt wurde die neue Boomzeit durch die so genannte Aktion Rückenwind. Ein breites Akteursspektrum lehnte die Pläne des Bundeswirtschaftsministeriums zur Senkung der Einspeisetarife ab. Ein Bündnis unterschiedlichster Akteure organisierte im September 1997 in Bonn eine Demonstration für erneuerbare Energien und zur Verteidigung des StrEG.[709] Darüber hinaus sprachen sich Vertreter aller im Bundestag vertretenen Parteien für eine Förderung erneuerbarer Energien aus. Eine solche Allianz für den Ausbau der erneuerbaren Energien hatte es bis dahin in der deutschen Energiepolitik noch nicht gegeben. Der Protest konnte eine Senkung der Einspeisevergütungen abwenden.

Im Dezember 2001 wurde in Hamburg das Offshore Forum Windenergie gegründet. Gründungsmitglieder waren Planungsgesellschaften, deren Offshore-Projekte bereits einen "fortgeschrittenen Status" erreicht hatten. Ziel des Forums war es, gemeinsame Interessen

[709] Das Bündnis bestand aus Umweltverbänden (Naturschutzbund Deutschland - NABU) und Umweltgruppen, Verbänden der erneuerbaren Energien, dem Deutschen Bauernverband, Anlagenherstellern, evangelischer Kirche und der Industriegewerkschaft Metall [Tacke 2004, 214]. Hauptorganisator der Veranstaltung mit ca. 5.000 Teilnehmern war der erst wenige Monate zuvor gegründete Bundesverband Windenergie (BWE).

zur Offshore-Windenergienutzung gegenüber politischen Gremien, Behörden, Wirtschafts- und Umweltverbänden sowie gegenüber der Öffentlichkeit zu vertreten und sich für die Verbesserung der rechtlichen, ökonomischen und administrativen Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergienutzung einzusetzen.[710]

Umweltverbände

Für die Umweltverbände war eine durchgängig ablehnende Haltung gegenüber der Windenergie nicht opportun. Der Zwiespalt zwischen einer Befürwortung der Windenergienutzung als Beitrag zum Klimaschutz und einer Ablehnung aus Gründen des Natur- und Landschaftsschutzes wurde weiterhin durch „Sowohl-als-auch-Positionen“ dokumentiert, wobei die Notwendigkeit des Klimaschutzes angesichts der sich abzeichnenden Klimaveränderungen stärker betont wurde.

Energieversorgungsunternehmen

Die Energieversorgungsunternehmen wirkten weiterhin bremsend. Mit ihrer großen Marktmacht versuchten sie den Marktzugang für neue Marktteilnehmer insbesondere durch hohe Netznutzungsentgelte zu behindern.

7.3.5.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

In dieser Phase konnte die Konstellation durch eine umfassende Regelungswelle auf nationalstaatlicher und auf EU-Ebene stabilisiert werden. Der Kontext (Kyoto-Prozess, EU-Richtlinie zur Förderung von erneuerbaren Energien, Nachhaltigkeitsziele, Liberalisierung) stellte eine für die Windenergie optimale Kombination aus klima-, umwelt- und wirtschaftspolitischen Zielen und Maßnahmen dar, die die Markteintrittsbarrieren weiter absenkten.

Gesetzgebung, finanzielle Anreize, Koalitionsbildungen sowie verstärkte Interaktionen zwischen Markt und Staat brachten den Innovationsprozess voran. Insbesondere das EEG entfaltete eine weitreichende Wirkung. Daneben gewährte die Baurechtsnovelle den Betreibern eine starke Rechtsposition in Bezug auf die Inanspruchnahme des Außenbereichs. Der Steuerungsimpuls, den diese Novelle setzte, war neben dem EEG maßgeblich für den Entwicklungsboom. Dieser fand seinen Ausdruck in der weiteren Verbreitung von Windenergieanlagen. Die Windenergie konnte nun auch die Potenziale des Massenmarktes für sich erschließen.

Besondere Wirkung entfaltete in dieser Phase die Konvergenz klima- und umweltpolitischer Ziele und Maßnahmen einerseits und energie- und wirtschaftspolitischer Ziele und Maßnahmen andererseits. Bislang additive und meist konkurrierende ressortspezifische Zielsetzungen (insbesondere der Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie für Wirtschaft und Technologie) wurden in Einklang gebracht und ent-

[710] Gründungsmitglieder des Forums waren folgende Gesellschaften: Energiekontor AG, Future Energy AG, GEO mbH, Neptun TechnoProduct GmbH, Plambeck Neue Energien AG, PROKON Nord Energiesysteme GmbH, Amrumbank West GmbH, 1. SHOW-VG mbH und die Winkra-Energie GmbH. Vgl. www.iwr.de/... (Abruf 11.05.2009).

wickelten dadurch Schubkraft. Durch das EEG erhielten auch die Akteure der traditionellen Energiewirtschaft die Möglichkeit, von der Nutzung der Windenergie zu profitieren.

Die Ökonomisierung der Innovation schritt voran, sie wurde vor allem von professionell arbeitenden, mittelständischen Betrieben, Planungs- und Entwicklungsgesellschaften sowie Kapitalgesellschaften getragen. Ein Verdrängungswettbewerb unter den professionalisierten Betreibern und Herstellern („Wachsen oder Weichen") führte zu einer Konzentration auf eine überschaubare Zahl von Unternehmen. Im Vergleich zu den Energieversorgungsunternehmen wiesen sie allerdings eine nur sehr begrenzte Wirtschaftskraft auf.

Mit der ausgelösten Dynamik waren zum Teil nicht intendierte Folgen verbunden, wie „Wildwuchs" von Windenergieanlagen und Zielkonflikte insbesondere mit dem Landschafts- und Naturschutz. Einige Naturschutzverbände[711] übernahmen eine Vermittlerrolle zwischen widersprüchlichen Interessen der Windenergienutzung und des Naturschutzes (Windenergie wurde befürwortet, aber nicht überall).

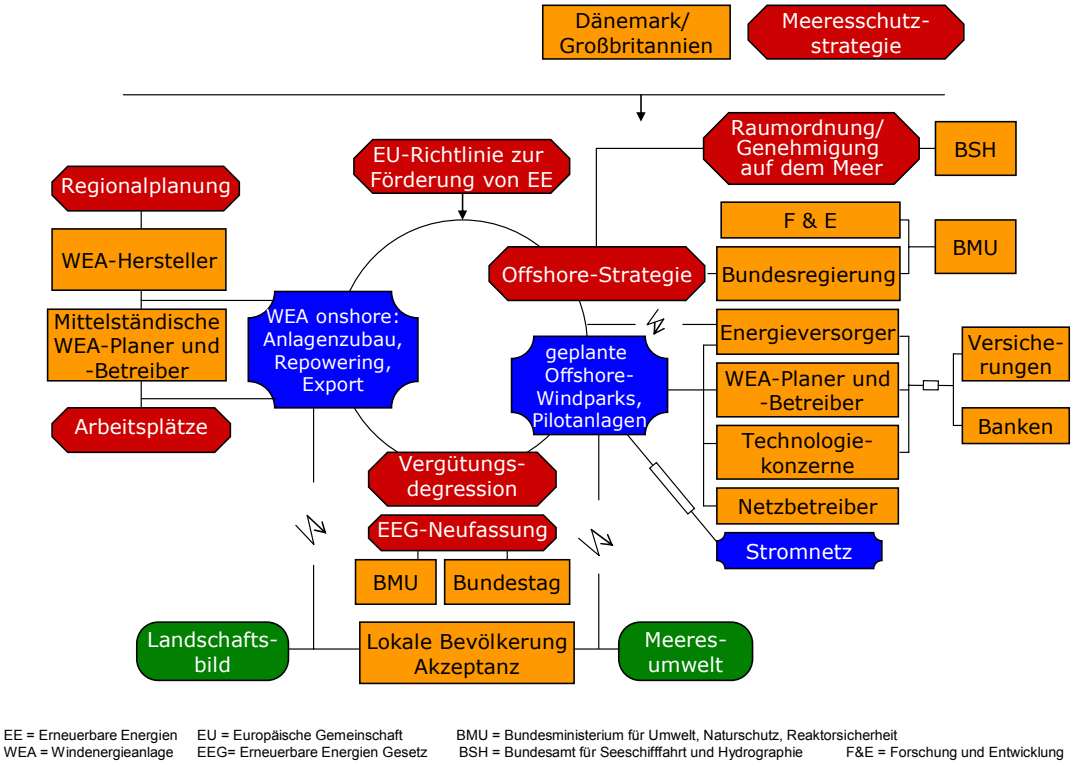
Zwar regte sich lokaler Widerstand gegen die neue Technologie, dennoch fand sie breite gesellschaftliche Unterstützung. Die gesellschaftliche Einbettung der Innovation fand einen Ausdruck in der Aktion Rückenwind, aber auch darin, dass immer mehr Menschen einen Arbeitsplatz in der neuen Branche fanden oder privates Kapital in die neue Technologie investierten.

Auch in dieser Phase stabilisierten Institutionalisierungen den Innovationsprozess, dazu gehörten insbesondere legislative Institutionalisierungen wie das EEG und die Änderung des Baugesetzbuchs, aber auch der Wechsel der Ressortzuständigkeit (dem Bundesumweltministerium wurde die Zuständigkeit für erneuerbare Energien übertragen) sowie Verbandsgründungen (Bundesverband Windenergie).

Die Möglichkeiten der Einpassung der neuen Technologie in das bestehende Stromnetz wurden unterschiedlich beurteilt – je nach Interessenlage. Das Stromnetz gewann damit als potenzielles technisches Hemmnis eine Bedeutung. Probleme mit den Aufnahmekapazitäten des Stromnetzes traten in den vorangehenden Phasen vor allem regionalspezifisch auf (und hier vor allem in den nördlichen, windhöffigen Bundesländern). Mit der so genannten dena-Netzstudie gelangte das Thema auf die bundesweite Agenda und erhielt damit eine neue Dimension. Proponenten der Windenergie befürchteten, dass das Stromnetz mit seinen Belastungsgrenzen zu einem „Flaschenhals" der Innovationsentwicklung werden könnte. Die Diskussionen wurden zwar technisch geführt, waren aber politisch konnotiert: Der Zugang zum Stromnetz stellte sich als eine Machtfrage zwischen den professionalisierten Nischenakteuren und der dominanten Energiewirtschaft heraus, die mit Blick auf die Offshore-Nutzung der Windenergie an Bedeutung gewann.

[711] Z. B. BUND (Bund Naturschutz Deutschland); DNR (Deutscher Naturschutzring); NABU (Naturschutzbund Deutschland).

7.3.6 Phase 6: Konsolidierung und Gabelung des Entwicklungspfads ab 2002



EE = Erneuerbare Energien EU = Europäische Gemeinschaft BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit
WEA = Windenergieanlage EEG= Erneuerbare Energien Gesetz BSH = Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie F&E = Forschung und Entwicklung

Abbildung 7-7: Konstellation Phase 6: Konsolidierung und Gabelung des Entwicklungspfads ab 2002

7.3.6.1 Charakteristika der Konstellation

In der sechsten Phase teilte sich die Entwicklung der Windenergie in Deutschland in zwei Entwicklungspfade: die Onshore- und die Offshore-Windenergienutzung. Die Stimmung der Windbranche war zu Beginn der Phase weiterhin positiv. Zwar stagnierte der Onshore-Ausbau ab 2002 erstmals bzw. entwickelte sich rückläufig, jedoch konnte der sinkende Absatz – neben dem weiteren Zubau von Windenergieanlagen im Megawattbereich – durch Exportmöglichkeiten auch über die EU-Grenzen hinaus kompensiert werden. Der Beginn der Offshore-Windenergie-Entwicklung baut auf dem EEG, dem ökonomischen Erfolg der Onshore-Windenergie sowie auf Positivbeispielen aus Dänemark auf. Die Offshore-Windenergie wird von einer Allianz aus neuen Akteuren (Großkonzerne, Energieversorgungsunternehmen und Bundesregierung) getragen. Diese Allianz wird durch die staatlichen Klimaschutzverpflichtungen unterstützt.

7.3.6.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Einflüsse aus dem Ausland

In Dänemark und Großbritannien gab es in dieser Phase bereits Offshore-Windparks. Vor diesem Hintergrund wurde (und wird) die deutsche Windenergiebranche von der Sorge getrieben, ihre in der Onshore-Windenergienutzung erkämpfte führende Position angesichts

der in Dänemark und Großbritannien einsetzenden technologischen und wirtschaftlichen Offshore-Entwicklungen zu verlieren.

Meeresschutzstrategie 2008

Am 01. Oktober 2008 beschloss das Bundeskabinett auf Vorschlag des Bundesumweltministers Siegmar Gabriel eine nationale Strategie für die nachhaltige Nutzung und den Schutz der Meere.[712] Ergänzend zu den vorgenommenen Rechtsanpassungen im Bereich der planerischen Steuerung und Genehmigung der Windenergienutzung auf See verlieh die Strategie der Minimierung möglicher Risiken für die Meeresumwelt mehr Gewicht. So sollen Kabeltrassen, insbesondere wenn sie durch Schutzgebiete führen, gebündelt festgelegt werden. Auch Auswirkungen auf Meeressäuger durch Unterwasserlärm bei Bau, Betrieb und Rückbau der Windenergieanlagen sind zu minimieren.

7.3.6.3 Staatliche Steuerungsimpulse

EEG-Neufassung 2004

Im August 2004 trat die Neufassung des EEG in Kraft (vgl. Kapitel 3.7.2.2). Von Bedeutung war für die Windenergie-Branche, dass eine neuerliche Überprüfung des Gesetzes erst für Ende 2007 vorgesehen wurde - Hersteller, Entwickler und Betreiber begrüßten die dadurch entstandene Sicherheit zur Finanzierung und Umsetzung von Windpark-Projekten in Deutschland.[713]

Gegenüber der vorherigen Gesetzesfassung enthielt das EEG 2004 zahlreiche Neuerungen für die Windenergie: Die Vergütung für die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen an Land wurde gesenkt (die Degression von bislang 1,5 % wurde auf 2 % erhöht) mit dem Ziel, den Kostensenkungsdruck zu erhöhen und mittelfristig Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Stromerzeugungstechnologien zu erreichen. Netzbetreiber waren mit der Gesetzes-Neufassung nicht verpflichtet, Strom aus Anlagen zu vergüten, die an dem geplanten Standort nicht mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen konnten. Damit sollte es unattraktiver werden, Anlagen an windschwachen Standorten zu errichten.[714]

Die Neufassung des EEG sollte durch eine Kalkulierbarkeit der Erlöse wirtschaftliche Anreize für das Repowering[715] schaffen und die Errichtung von Windenergieanlagen an unwirtschaftlichen Standorten verhindern. Allerdings ging von der Absenkung der Vergütung für Strom aus Windenergie auch eine negative Wirkung auf das (erwünschte) Repowering aus.

---

[712] Damit folgte die Bundesregierung den Vorgaben der Europäischen Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (RL 2008/56/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis). Die Strategie identifizierte Spannungsfelder zwischen der wirtschaftlichen Nutzung der Meere und dem Schutz der Meeresumwelt. Dabei formulierte sie Zielvorgaben für verschiedene Problemkreise – z. B. Klimawandel, Biodiversität, Überfischung, Schadstoffeintrag.

[713] Eine weitere Neufassung wurde im Jahr 2008 umgesetzt.

[714] In der Neufassung des EEG wurde die Begrenzung der Förderung von Windstrom auf Anlagen mit mindestens 60 % eines Referenzertrags festgelegt - und die vom Bundesrat geforderte Anhebung dieser Grenze auf 65 % fallengelassen. Nach Ansicht der Regierungskoalition hätte dies zu überzogenen Einschnitten geführt.

[715] Als Repowering wird der Austausch alter durch neue und leistungsstärkere Anlagen bezeichnet.

Zwar galt die Neufassung des EEG im Jahr 2004 als wichtige Weichenstellung für die weitere Entwicklung der Windenergie in Deutschland.[716] Und auch eine vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebene Studie „Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland“ [ISUSI 2005] kam zu dem Ergebnis, dass sich das Einspeisevergütungsmodell im europäischen Vergleich als ausgesprochen effizient erwiesen hat. Der stärkste Anreiz zum Zubau von neuen Windenergiekapazitäten ging von Einspeisemodellen und nicht von Quoten- oder Ausschreibungsmodellen aus.[717]

Dennoch bestanden sowohl für Betreiber als auch für Hersteller von Windenergieanlagen weiterhin erhebliche Unsicherheiten über die zukünftige Marktentwicklung im Inland. So waren beispielsweise die Offshore-Projekte aus Sicht der potentiellen Investoren nur bei einer höheren EEG-Vergütung für Offshore-Windstrom realisierbar.

EEG-Neufassung 2009

Im Januar 2009 trat die Neufassung des EEG in Kraft. Die Windenergiebranche hatte aufgrund der gegenüber dem Jahr 2004 um 10 % gestiegenen Stahl- und Kupferpreise eine höhere Vergütung für Windkraftanlagen gefordert. Die Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land wurde ab dem 01. Januar 2009 heraufgesetzt, sie betrug nun 9,2 Cent/kWh (bisher 8,03 Cent/kWh). Dieser Wert für neu in Betrieb genommene Anlagen wird jedes Jahr um 1 % gesenkt (bisher 2 %).

Um das Repowering voranzutreiben, erhöhte sich mit dem neuen EEG die Anfangsvergütung für WEA an Land um 0,5 Cent/kWh. Eine neue Anlage muss jedoch mindestens die doppelte Leistung der ersetzten Anlagen erreichen und darf zugleich die fünffache Leistung nicht überschreiten. Außerdem müssen die ersetzten Anlagen aus dem gleichen oder einem benachbarten Landkreis stammen und mindestens zehn Jahre alt sein.

Der Anschluss und die Vergütung des Stroms von neu ans Netz gehenden Windenergieanlagen an Land wurde mit dem neuen EEG erstmals an die Vorraussetzung geknüpft, dass bestimmte technische Anforderungen an die Netzintegration der Anlagen erfüllt werden.[718] Ziel der neuen Regelung war es, einen Mindeststandard für die verbesserte Netzintegration und das Verhalten von Windenergieanlagen im Fehlerfall zu schaffen. Indem die technischen Anforderungen im Gesetz verankert wurden, wurde dem Aspekt der Netzintegration von Windenergieanlagen eine besondere Bedeutung zugeschrieben. Darüber hinaus setzte die EEG-Novelle Anreize zur freiwilligen Nachrüstung von Altanlagen. Mit diesen Neuerungen reagierte das EEG u. a. auf den in der dena-Netzstudie [dena 2005] festgestellten Handlungsbedarf.

Anschlussvoraussetzung ist nun eine Einrichtung an der Windkraftanlage, die eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung erlaubt. Erfüllen die Anlagen diese Netzanforderungen, erhalten sie zusätzlich zur EEG-Vergütung einen

---

[716] Vgl. die Offshore-Windenergie betreffenden Regelungen des EEG 2004 in Kapitel 7.3.6.5

[717] Vgl. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/... (Abruf 11.08.2009)

[718] Vgl. www.eeg-aktuell.de (Abruf 02.02.2009).

Systemdienstleistungsbonus (0,5 Cent/kWh). Bei Nicht-Erfüllung haben Neuanlagen keinen Anspruch auf die EEG-Vergütung. Die Anforderung gilt ab dem 01. Januar 2011 auch für Altanlagen, die nun entsprechend nachgerüstet werden müssen.[719] Bei kleineren Einzelanlagen können die Kosten für die Nachrüstung den Betreiber empfindlich treffen. Bei Turbinen mit Stall-Regelung[720] ist nur ein Not-Stopp, aber keine fließende Reduzierung der Leistung möglich.

Systemdienstleistungsverordnung

Im Juni 2009 beschloss die Bundesregierung eine Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV[721]), die die Sicherheit und Stabilität der Stromnetze auch bei deutlich wachsenden Windstromanteilen erhöhen soll. Mit der Verordnung wird der Forderung entsprochen, dass Windenergieanlagen verstärkt Eigenschaften konventioneller Kraftwerke erfüllen und damit auch Verantwortung für mehr Netzsicherheit übernehmen müssen. Die Systemdienstleistungsverordnung schreibt keine spezifische Technologie vor, sondern bezieht sich auf die Charakteristik der Stromeinspeisung am Netzverknüpfungspunkt. Für neu in Betrieb gehende Windenergieanlagen werden die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung ab Mitte 2010 zu Vergütungsvoraussetzungen. Um die Mehrkosten zu decken, wird eine erhöhte Anfangsvergütung gewährt.

Vom Erzeugungs- zum Einspeisemanagement

Strom aus erneuerbaren Energien ist vom Netzbetreiber vorrangig abzunehmen (§ 8 EEG). Eine gesetzgeberische Innovation ist die Einführung des so genannten Einspeisemanagements zur Behandlung von Netzengpässen in § 11 EEG 2009. Die Vorschrift setzt Voraussetzungen fest, unter denen Netzbetreiber ausnahmsweise zur Regelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien berechtigt sind und angebotenen Strom aus diesen Anlagen nicht bzw. nicht vollständig abnehmen müssen [Reshöft & Sellmann 2009, 142]. Die neue Regelung verbessert die Investitionssicherheit, denn sie schränkt die Möglichkeiten des Abregelns durch den Netzbetreiber ein und verringert Einnahmeverluste für die Betreiber. Eine finanzielle Besserstellung erfolgt auch, indem der Netzbetreiber für im Rahmen des Einspeisemanagements nicht abgenommene Energiemengen eine finanzielle Kompensation zahlen muss.[722]

Verordnung zur Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus

Die nach dem EEG vergüteten Strommengen wurden bislang in einem aufwändigen Verfahren auf alle Stromvertriebsunternehmen in Deutschland verteilt (EEG-Ausgleichsmechanismus). Insbesondere bei kleinen und mittleren Stromvertriebsunternehmen konnte dies zu erheblichen Mehrkosten führen. Die „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ (AusglMechV) vereinfacht das Verfahren ab Januar

---

[719] § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

[720] Vgl. Technikglossar

[721] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[722] Zudem sind Netzbetreiber mit dem neuen EEG ausdrücklich nicht nur zum Netzausbau, sondern auch zur Optimierung und Verstärkung vorhandener Netze verpflichtet.

2010[723], indem Strom aus erneuerbaren Energien nicht mehr physikalisch an die Vertriebsunternehmen weitergegeben werden muss. Stattdessen erfolgt ein finanzieller Ausgleich für den EEG-Strom, der am Strommarkt vermarktet wird. Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus soll Aufwand, Risiken und Mehrkosten für die Beteiligten minimieren. Ob diese neue Regelung tatsächlich die erwartete treibende Kraft für die Entwicklung der Windenergie entfaltet, bleibt jedoch abzuwarten.

7.3.6.4 Entwicklung der Onshore-Windenergie

Technisch-wirtschaftliche Entwicklung onshore

Der Zubau der installierten Leistung erreichte 2002 mit ca. 3.200 MW/Jahr einen Peak. Anschließend sank die Rate bis 2005 kontinuierlich auf ca. 1.800 MW/Jahr ab (vgl. Abbildung 7-8). Grund dafür war, dass sich die Gebietsausweisungen zunehmend restriktiv auf den Anlagenzubau auswirkten. Die jährlichen Zuwachsraten neu installierter Leistung sanken, weil die Verfügbarkeit wirtschaftlich interessanter Standorte ohne planungsrechtliche Restriktionen abnahm. Das technische Ausbaupotenzial der Windenergie in Deutschland wurde durch die Gebietsausweisungen verknappt.

Im Jahr 2006 wurde mit ca. 2.250 MW nochmals eine kurzfristige Erhöhung erreicht. In den Jahren 2007 und 2008 verstetigte sich der Zubau (auf dem Niveau von 1999/2000) bei ca. 1.600 MW/Jahr. Trotz gegenüber den Boomjahren gesunkener Zubauraten sind die Installationsraten immer noch hoch. Ende 2008 waren insgesamt knapp 24.000 MW Leistung installiert, die Zahl der Anlagen betrug etwa 20.300. Nach Ahmels [2009, mdl.] stellt der Bau von onshore-Windparks nach wie vor das Kerngeschäft der deutschen Windenergiebranche dar. Das Repowering (siehe unten) erreicht mit insgesamt rd. 240 Anlagen und einer installierten Leistung von rd. 460 MW nur nachrangige Bedeutung.

[723] Die Verordnung (AusglMechV) wurde vom Bundeskabinett am 27. Mai 2009 beschlossen und wird dem Deutschen Bundestag zur Zustimmung zugeleitet (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

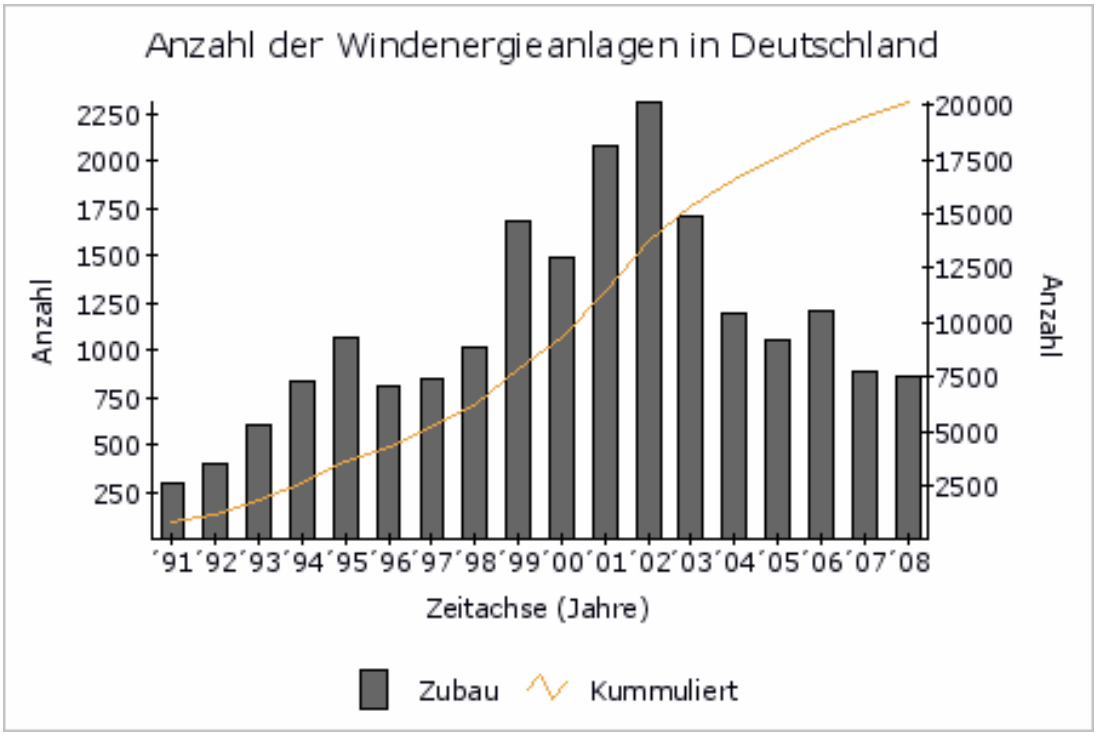


Abbildung 7-8: Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland, kumuliert und jährlicher Zubau [BWE 2008]

Einfluss planungsrechtlicher Restriktionen

Zurückzuführen war dies auf das Wirksamwerden der planerischen Steuerung durch Ausweisung von Eignungsgebieten auf regionaler und kommunaler Ebene. Einschränkungen für die Standortwahl ergaben sich durch die in den Windkrafterlassen der Länder verankerten und in der Regionalplanung angewandten Abstands- und Tabukriterien, die darauf zielten, Konflikte mit Anwohnern und Naturschutzbelangen zu vermeiden.[724] Insbesondere die FFH-Gebietsausweisungen[725] hatten aufgrund ihrer Großflächigkeit eine restriktive Wirkung auf die Windenergie, vor allem solche, die als Lebensraum geschützter Vogelarten oder Fledermausarten gelten. Die Auswirkungen auf Vögel hatten sich als weniger gravierend erwiesen als befürchtet. Im Zusammenhang mit sich verschärfenden artenschutzrechtlichen Bestimmungen rückten etwa ab 2005 die Auswirkungen auf Fledermäuse stärker in den Mittelpunkt.[726]

Wie auch in der vorangehenden Phase wurde an Land auf eine Steuerung gesetzt, die durch die in den Regionalplänen ausgewiesenen Eignungs- bzw. Vorranggebiete sowie durch die kommunalen Konzentrationszonen eine räumliche Konzentration erreichen sollte. Im Unterschied zur vorhergehenden fünften Phase, in der die Eignungsgebiete vorübergehend Planungssicherheit und Raum für die Errichtung von Windparks schufen, wirkten sich die

[724] In Brandenburg wurden erstmals neben immissions- und naturschutzrechtlich begründeten Abstandskriterien auch tierökologische Abstandskriterien eingeführt [MLUR 2003].

[725] Zum Teil befanden sich die FFH-Gebietsausweisungen in den Ländern noch im Entwurf.

[726] Vgl. u. a. BUND 2004; Hötker et al. 2004; Sprötge et al. 2004.

Gebietsausweisungen in dieser Phase zunehmend restriktiv aus. Die jährlichen Zuwachsraten der neu installierten Leistung sanken. Die Verfügbarkeit von wirtschaftlich lohnenswerten Standorten ohne planungsrechtliche Restriktionen war an Land mittlerweile begrenzt.

Insbesondere in den nord-westlichen Bundesländern Schleswig-Holstein[727] und Niedersachsen waren die in den 1990er Jahren gesteckten Ziele zum Ausbau der Windenergienutzung bereits erfüllt, in einigen Regionen sogar weit überschritten.[728] Dieser Erfolg diente in der Diskussion über die Ausweisung von zusätzlichen Eignungsgebieten als Rechtfertigung für eine ablehnende Haltung der Landesregierungen Schleswig-Holsteins und Niedersachsens gegenüber einem weiteren Anlagenzubau. Wenn dort Perspektiven für einen weiteren Ausbau der Windenergienutzung an Land gesehen wurden, sollten sie nicht mit der weiteren Inanspruchnahme von Flächen verbunden sein. Kapazitätszuwächse sollten vielmehr durch Repowering und eine verstärkte Offshore-Nutzung [Voigt 2006] erzielt werden.

Genehmigungsgrundlagen

Die rechtlichen Grundlagen für die Anlagenzulassung wurden 2004 geändert. Grundsätzlich bedurften ab 2004 alle Windenergieanlagen einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz. Durch diese Regelung verlagerte sich die Genehmigungszuständigkeit von den Kommunen auf die Ämter für Immissionsschutz als zuständige Behörden für Fragen der immissionsschutzrechtlichen Zulässigkeit. Die baurechtliche Genehmigung wurde in die immissionsschutzrechtliche Genehmigung integriert. Aus Sicht der Vorhabensträger stellte dies eine Verbesserung dar. Die Kommunen wurden damit einerseits vom Genehmigungsdruck entlastet. Allerdings büßten sie auch ihre bis dahin entscheidende Stellung für die Windenergieanlagenzulassung ein. Die Kommunen nahmen nun die Rolle eines – weiterhin bedeutsamen – Verfahrensbeteiligten ein.

Aufgrund der Novellierung des Baugesetzbuches (durch das EAG-Bau 2004)[729] konnten Kommunen Bauanträge für Windenergieanlagen bei Neuerstellung oder Änderung eines Flächennutzungsplans erneut (wie bereits 1998) zunächst für ein Jahr zurückstellen, was zu Verzögerungen des Zubaus führte. Auch die Trägheit von formellen Planwerken wie Regionalplänen oder Flächennutzungsplänen, deren Anpassung an die neue Rechtslage

[727] Im Landesraumordnungsplan Schleswig-Holstein von 1998 werden die Zielvorgaben des Energiekonzepts als Grundlage für die Zuordnung der zu installierenden Leistung auf die einzelnen Landkreise herangezogen.

[728] In Schleswig-Holstein wurden Ende 2003 rund 25 % des Stromverbrauchs durch Windenergie gedeckt [Rohwer 2004]. Ende 2003 waren 2.547 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 2.000 MW und einer Stromproduktion von etwa 3.000 Gigawattstunden errichtet worden. Das Erreichen dieses Anteils war im Energiekonzept Schleswig-Holstein von 1992 als Ziel für das Jahr 2010 formuliert worden.

[729] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

sowie an wachsende Anlagendimensionen zum Teil mehrere Jahre benötigt, hemmte sowohl den Zubau als auch das Repowering.[730]

Repowering von Windenergieanlagen

Das Repowering wurde nicht nur unter dem Aspekt der Leistungssteigerung propagiert.[731] Die damit verbundene Reduktion der Anlagenzahlen galt (und gilt) auch unter dem Gesichtspunkt der Verringerung landschaftsökologischer und visueller Belastungswirkungen als vorteilhaft. Einzel- und Streuanlagen außerhalb ausgewiesener Konzentrationszonen sollten im Zuge des Repowering beseitigt werden, die neuen Anlagen würden dann der planerischen Steuerung unterliegen [vgl. u. a. Fritsche 2003; Wustlich 2007, 20]. Vertreter der Raumordnung und Regionalplanung der nordöstlichen Bundesländer wiesen darauf hin, dass die ausgewiesenen Eignungsgebiete durchaus noch Ausbaupotenziale beinhalteten[732] und diese genutzt werden sollten, bevor neue Gebiete ausgewiesen werden.[733]

Der Austausch von Altanlagen schritt in dieser Phase jedoch nur zögerlich voran. Hierfür waren zum einen betriebswirtschaftliche Gründe ausschlaggebend [Köpke 2004 und 2005a]. Die in der Phase des Durchbruchs errichteten Anlagen waren zu einem großen Teil noch nicht vollständig abgeschrieben. Wenn die Investitionskosten für eine Anlage noch nicht refinanziert waren (frühestens etwa zehn Jahre nach Kreditaufnahme), war es zudem schwieriger, für die neuen Anlagen das erforderliche Investitionskapital aufzubringen. Hinzu kam die Degression der Einspeisevergütung. Anlagen höherer Leistungsklassen kommen möglicherweise nicht lange genug in den Genuss eines profitablen Vergütungssatzes, um die Investitionskosten innerhalb eines bestimmten Zeitraumes zu refinanzieren. Damit wurde ein Repowering in dieser Phase wirtschaftlich uninteressant [Köpke 2004]. Das Deutsche Windenergieinstitut (DEWI) rechnete allein aufgrund der betriebswirtschaftlichen Hemmnisse erst ab 2010 mit einem nennenswerten Repowering in Deutschland.[734]

Als planungs- und baurechtliches Hindernis stand dem Repowering entgegen, dass Baugenehmigungen für Anlagen außerhalb bauplanungsrechtlich gesicherter Flächen nach dem

---

[730] In der konkreten Anlagengenehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG; vgl. Rechtsquellenverzeichnis) spielen Lärmgrenzwerte und einzuhaltende Mindestabstände zu Wohnsiedlungen die wichtigste Rolle. Weitere Restriktionsgründe, wie Naturschutzbelange, werden bei der Beteiligung der Träger öffentlicher Belange eingebracht. Einerseits wurde ein Restriktionsgrund (Vogelschutz) abgeschwächt und mittlerweile differenzierter betrachtet; andererseits treten neue Restriktionsgründe hinzu (Fledermausschutz). Aus Gründen des Landschaftsbildschutzes wird weiterhin an der Freihaltung von Schutzgebietskategorien des Naturschutzrechts von Windenergienutzung festgehalten.

[731] Im Austausch alter durch leistungsstärkere neue Anlagen wurde ein erhebliches Zuwachspotenzial für die installierte Windenergieleistung gesehen. Potenzialanalysen für den norddeutschen Küstenraum ließen eine nennenswerte Steigerung der installierten Leistung erwarten, [Deutsche WindGuard 2005a], selbst unter Beachtung der durch Abstandskriterien bewirkten Einschränkungen [Deutsche WindGuard 2005b].

[732] Genaue Daten über den Grad der Ausschöpfung liegen nicht vor.

[733] Zum Teil war die zunehmende Konkurrenz unter den Betreibern Ursache für die noch nicht volle Ausschöpfung der Eignungsgebiete. Nach v. Nicolai [2005, mdl.] klagen Betreiber, die eine Minderung der Windausbeute fürchten, gegen Neuplanungen im Luv bereits bestehender Windparks. Diese Rechtsstreitigkeiten seien ebenfalls Ursache für freibleibende Flächen.

[734] Vgl. Molly [2005, mdl.]; BWE [2005a]; Deutsche WindGuard GmbH [2005a].

Abriss erlöschen [Maslaton & Kupke 2005]. Lagen diese Flächen nicht innerhalb ausgewiesener Eignungsgebiete für die Windenergienutzung, war eine erneute Anlagengenehmigung an diesem Standort unwahrscheinlich. Eine wesentliche Restriktion bestand durch die im Rahmen der bauplanungsrechtlichen Sicherung vor Jahren festgelegte Höhenbegrenzung sowie durch Abstandsregelungen für Windenergieanlagen. Begrenzungen auf Anlagenhöhen unter 100 m entsprachen nicht mehr den neuen Anlagendimensionen [Wustlich 2007, 20].[735] Eine entsprechende Anpassung der kommunalen und regionalen Pläne wäre aber aufgrund der erforderlichen Zustimmung der regionalen und kommunalen Gremien ein zeitaufwändiges Verfahren.

Einzelne Länder wie Nordrhein-Westfalen setzten Höhenbegrenzungen gezielt ein, um die Möglichkeiten für ein Repowering zu begrenzen. Mit einem neuen Windkrafterlass[736], der restriktive Höhenbegrenzungen und Abstandsgebote enthielt, wurden ab Herbst 2005 die Spielräume der Anlagenbetreiber stark eingeschränkt.[737] Zugleich stellte das Land Nordrhein-Westfalen im September 2005 einen Antrag zur Abschaffung der Privilegierungsregelung.[738.] Beide Vorstöße gegen die Erhöhung der Windenergienutzungskapazitäten beeinträchtigten die Stimmung hinsichtlich des Repowerings auf dem Windenergiemarkt erheblich.

Neben planungs- und baurechtlichen Hindernissen (Höhenbegrenzungen, Abstände zur Wohnbebauung aufgrund der Immissionsschutzgrenzwerte) stehen dem Repowering von Windenergieanlagen die Aufnahmekapazitäten des Stromnetzes entgegen. Das Netz muss für die punktuell höheren Strommengen aufnahmebereit sein. Der Bau neuer Anlagen kollidiert jedoch häufig mit Netzengpässen. Schwerpunkträume sind die Küstenregionen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein, in denen die Entwicklung vor ca. 20 Jahren ihren Ausgang nahm.

Wettbewerbsdruck und zunehmende Exportorientierung

Bereits seit Mitte der 1990er Jahre wurde der Windenergiemarkt zunehmend auf den Export ausgerichtet.[739] Die Entwicklung der vorangehenden Jahre mit rückläufigen Aufstellungszahlen in Deutschland erhöhte den Wettbewerbsdruck auf die Hersteller. Deutschland war trotz rückläufiger Neuaufstellungen ein hart umkämpfter Markt, der als zunehmend gesättigt und „weitgehend aufgeteilt“ [Köpke 2005b] eingeschätzt wurde. Eine Konzentration auf große Anbieter, teils über Fusionen (Nordtank und Micon 1997, Vestas und NEG 2004),

---

[735] Berücksichtigen die Pläne die Erfordernisse des Repowering nicht, laufen sie Gefahr, als rechtswidrige Verhinderungsplanung abgelehnt zu werden [Wustlich 2007, 21].

[736] Vgl. Gemeinsamer Runderlass des Ministeriums für Bauen und Verkehr, des Ministeriums für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz sowie des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen „Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen – WEA-Erlass“ vom 21.10.2005.

[737] BWE Pressespiegel vom 04.10.2005: „Abstandserlass für Windräder gibt falsches Signal“. Vgl. [Köpke 2005b].

[738] Vgl. Gesetzesantrag von Nordrhein-Westfalen an den Bundesrat vom 30.09.2005 (Bundesrats-Drs. 718/05) zur Änderung des Baugesetzbuches. Der Antrag hatte jedoch keinen Erfolg.

[739] 1990 gab es eine spezielle Export-Förderung für Hersteller, das ELDORADO-Programm, mit dem Ziel, durch die Förderung von Serienanlagen deutschen Herstellern den Einstieg in den Export zu erleichtern.

Konkurse kleiner Anbieter (Südwind, Frisia, Lagerwey, Tacke) oder die Übernahme durch global agierende Konzerne (Enron, GE, Siemens) hatte zu deutlichen Veränderungen am Markt geführt. Neue Märkte suchende kleinere Unternehmen hatten angesichts dieser Situation in Deutschland kaum noch Aussicht auf Erfolg, ihnen wurden allenfalls als lokale Nischen-Anbieter im internationalen Markt noch Chancen zugeschrieben [Twele 2005].

Die Hersteller waren daher bemüht, die rückläufigen Zahlen im deutschen Markt durch verstärkten Export zu kompensieren. Der Exportanteil deutscher Hersteller konnte seit 2000 kontinuierlich gesteigert werden (12 % in 2000, 59 % in 2004, 74 % in 2006, 83 % in 2008).[740] Für den Export sind jedoch – ebenso wie für den Bereich der Offshore-Windenergie – kapitalstarke Anbieter unerlässlich [Twele 2005]. Die verstärkten Anstrengungen der deutschen Hersteller, sich im Exportmarkt zu behaupten, standen (und stehen) einer starken dänischen und spanischen Konkurrenz gegenüber.

In der Windenergiebranche wird erwartet, dass sich zunächst ein Exportmarkt entwickelt, im Zuge des Know-how-Transfers jedoch auch die Produktion der Anlagen ins Ausland verlagert wird. Dabei wird betont, dass Bemühungen notwendig sind, um Dienstleistungen rund um die Windenergie sowie die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur Windenergietechnologie in Deutschland zu erhalten [Voigt 2005, mdl.].

Windenergieanlagen für den Export

Die Exportsteigerung erforderte zum Teil erhebliche technische Entwicklungen, da viele Modelle, die für den deutschen Markt konstruiert wurden, für den Export nicht geeignet waren. Die geänderten Anforderungen bestanden zum einen im Hinblick auf den Transport und zum anderen bzgl. der Einsatzbedingungen im Zielland. Sofern es sich um Märkte in Europa handelte (Spanien, Österreich, Italien, Griechenland), waren die Unterschiede in den technischen Anforderungen gering, in Asien (Indien, China, Japan) kamen dagegen deutlich andere Rahmenbedingungen zum Tragen [Twele 2005].

Arbeitsplatzeffekte und regionale Wertschöpfung

Die in der Windbranche weiter gesteigerten Arbeitsplatzeffekte und die Möglichkeiten der regionalen Wertschöpfung dokumentierten den Erfolg der Branche. Ende 2004 waren ca. 61.600 Menschen in der Windenergieindustrie beschäftigt, ca. 23.500 der Arbeitsplätze entfielen auf die Herstellung von Windenergieanlagen für den Inlandsmarkt, ca. 9.100 Arbeitsplätze auf Betriebsführung und Instandhaltung laufender Anlagen in Deutschland und 29.000 auf die Herstellung von Anlagen für den Auslandsmarkt.[741] Ende 2007 war die Anzahl der in der Branche geschaffenen Arbeitsplätze nach Ermittlungen des BWE aufgrund des stark wachsenden Weltmarktes auf über 90.000 angestiegen.[742] Damit wurde gegenüber der Vorphase erneut ein beträchtlicher Anstieg erreicht. Arbeitsplatzeffekte und der Beitrag der Windbranche zur regionalen Wertschöpfung wurden nun nicht mehr bestritten.

---

[740] Vgl. Ender & Molly [2004]; BWE 2008: Datenblatt 2008 (Abruf 04.03.2009); Vgl. auch Pressemeldung von BWE und VDMA im Januar 2009: http://www.wind-energie.de/de/aktuelles/... (Abruf 24.02.2009).

[741] BWE [o. J.]; vgl. auch http://www.wind-energie.de/de/statistiken/... (Abruf 31.08.2009).

[742] http://www.wind-energie.de/de/statistiken/... (Abruf 11.02.2009).

Die Branche ist nach wie vor überwiegend mittelständisch geprägt. Besonders strukturschwache Regionen profitieren von den Beschäftigungsperspektiven. Der Anteil regionaler Wertschöpfung liegt in Norddeutschland mit ca. 50 % relativ hoch, während er in Ostdeutschland mit ca. 20 % am niedrigsten ist [nach ZSW et al. 2006, 6]. In den nordwestdeutschen Küstenländern, in denen der Schub für die regionale Wirtschaft durch die Onshore-Windenergienutzung bereits abnahm, wurden Hoffnungen in den Ausbau der Offshore-Windenergie gesetzt. Eine regionale Wertschöpfung wurde auch dadurch erwartet, dass einzelne Häfen als Stützpunkte für bautechnische Großgeräte und Wartungsschiffe ausgebaut werden.

Mangelnde Netzkapazitäten

Aufgrund zu geringer Netzkapazitäten kam es in Einzelfällen zu Abschaltungen von 20 % der einspeisenden Windenergieanlagen. Die Windenergiebranche beklagte eine mangelnde Netzoptimierung und einen verschleppten Netzausbau. Die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Anlagen sinkt durch die langen Abschaltzeiten erheblich.[743]

Akteure der Teilkonstellation Onshore

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundestag

Wichtigster Akteur in dieser Phase war das Bundesumweltministerium. Durch Bundestagsbeschluss war 2002 festgelegt worden, dass die Zuständigkeit für erneuerbare Energien vom Bundeswirtschaftsministerium an das Bundesumweltministerium übergehen soll. Damit erfuhr die Windenergie eine – wenn auch personell begrenzte – Institutionalisierung auf der obersten ministeriellen Ebene.

Bei der Neufassung des EEG mussten sich das Bundesumweltministerium und der Bundestag mit heftigen Angriffen aus der traditionellen Energiewirtschaft auseinandersetzen. Ihre Vertreter argumentierten mit den hohen Kosten der für den Ausgleich von Windenergieschwankungen notwendigen Regelenergie sowie den Kosten für die Bereitstellung des Stromnetzes. Demgegenüber argumentierten das Bundesumweltministerium und Bundestagsabgeordnete insbesondere von BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN und der SPD-Fraktion, die Netzbetreiber könnten ihre Kosten durch bessere Prognosen, ein effizienteres Netzmanagement[744] und durch flexiblere Kraftwerke im Zuge des ohnehin anstehenden Ersatzes alter Kraftwerke durch umweltfreundlichere Kraftwerke erheblich senken[745] und für die Regelenergie erhalte der Netzbetreiber die entsprechenden Netznutzungsentgelte.

Hersteller, Planer und Betreiber

Für viele Hersteller, Planer und Betreiber der Windenergiebranche war diese Phase eine Phase der Konsolidierung. Die Unternehmen mussten sich darum bemühen, international wettbewerbsfähig zu bleiben [Weinhold 2009, 51]. Aufgrund des zurückgehenden Marktes in

---

[743] Vgl. Zeitschrift „neue energie“ vom 18.03.2008.

[744] Vgl. Technikglossar

[745] Rede des Bundesumweltministers Jürgen Trittin am 28.01.2003 beim Neujahresempfang der Verbände BWE / Fachverband Biogas / VDMA in Berlin.

Deutschland konzentrierten sie sich auf den wachsenden Weltmarkt und den Export von Windkraftanlagen ins Ausland. Der Ersatz kleiner Anlagen durch leistungsstärkere, große Anlagen (Repowering) schritt nur zögernd voran. Zwar stieg weltweit das Marktwachstum der Windenergie, jedoch war die Situation durch die 2008 einsetzende Wirtschaftskrise angespannt. Vielfach mussten Verzögerungen von Projekten aufgrund der Finanzkrise in Kauf genommen werden.

Bundesländer

Die Bundesländer spielten eine maßgebliche Rolle in Zusammenhang mit planungsrechtlichen Restriktionen. So stellte der Niedersächsische Landtag fest, dass „das Landschaftsbild in einigen Teilräumen stark durch Windenergieanlagen dominiert wird und auf dem Festland ein weitgehender Sättigungsgrad erreicht ist".[746] Träger der Landes- und Regionalplanung ließen verlauten, dass mit den nunmehr ausgewiesenen Gebieten und deren Ausbaupotenzialen die Grenzen der Umwelt- und Sozialverträglichkeit der Windenergienutzung erreicht seien. „Mittlerweile ist Schluss – mehr können wir hier den Bürgern nicht zumuten" [Kegel mdl. 2005]. Auch das Land Schleswig-Holstein machte unter Verweis auf die Zumutbarkeit für die Bevölkerung deutlich, dass man über den bisher ausgewiesenen Anteil von 1 % der Landesfläche nicht hinausgehen werde.[747] Von Seiten der Raumordnung wurde die Deckelung mit der mangelnden Sozialverträglichkeit gerechtfertigt. Diese sei ab einer gewissen Dichte von Windparks nicht mehr gegeben.

7.3.6.5 Entwicklung der Offshore-Windenergie

Technisch-wirtschaftliche Entwicklung offshore

Für die Offshore-Anwendung steht die Entwicklung offshore-tauglicher Multimegawatt-Anlagen im Zentrum der technischen Entwicklung. Offshore-Windenergieanlagen müssen hohe technische Anforderungen erfüllen, um einen sicheren und störungsarmen Betrieb zu garantieren. Sie sind entsprechend teurer als Onshore-Anlagen. Aufgrund der höheren Investitionskosten sind für einen wirtschaftlichen Betrieb größere Anlagen mit höheren Leistungen erforderlich. Sowohl ihre flächenmäßige Ausdehnung als auch die Zahl der Anlagen pro Windpark übertreffen die bis dahin an Land gebauten Einheiten. Derzeit wird an neuen Generationen der Offshore-Windkrafttechnologie geforscht – das Spektrum der Forschung reicht von kleinen 6 kW-Modellen mit Vertikalachsen bis zur Vision der 20-MW-Anlage, von der Wiederbelebung der weniger störanfälligen Stall-Technik und der Erforschung neuer Materialien bis hin zu neuen Transportkonzepten für die riesigen Komponenten der Großanlagen [Weinhold 2008].

---

[746] Beschlussempfehlung des Umweltausschusses an den Niedersächsischen Landtag, Drs. 15/1615 vom 03.12.2003.

[747] „Es wird keine Erweiterung der bestehenden Eignungsgebietsausweisungen geben. In Schleswig Holstein ist 1 % der Landesfläche als Eignungsgebiete für Windenergienutzung ausgewiesen. Auf dieser Fläche lassen sich die energiepolitischen Zielsetzungen für Stromerzeugung aus Wind problemlos erfüllen, wir haben die Ziele sogar schon übererfüllt. (…) Eine Ausweitung der Flächen kommt nicht in Frage (…)" [Püstow 2005, mdl.].

Vielfach bestehen bautechnische Unsicherheiten für Offshore-Windparks. Die Projekte weisen einen hohen geotechnischen Schwierigkeitsgrad auf.[748] Zunächst sind die Baugrundverhältnisse des heterogen aufgebauten Meeresbodens in Nord- bzw. Ostsee zu erkunden [BSH 2008]. Eine genaue Kenntnis der geotechnischen Eigenschaften des Untergrundes ist von hoher Bedeutung für die Konzeption des Fundaments, das in Einzelanfertigung erstellt wird und ca. 25 % der Kosten ausmacht. Nach erfolgter Baugrunderkundung müssen die Bauteile (Unterwasserstruktur mit Fundament und Verankerung im Meeresboden, Turm, Generator, Rotorblätter) an der Küste montiert, über das Meer transportiert und vor Ort installiert werden. Die Ausmaße und das Gewicht der Bauteile stellen eine Herausforderung dar, die nur mit großen Kranschiffen bewältigt werden kann – es besteht jedoch ein Mangel an solchen Spezialschiffen. Eine weitere Herausforderung ist die Auslegung der Materialien und Tragstrukturen auf die örtlichen Belastungen durch Seegang und Wind. In Deutschland können die Hersteller – anders als in Großbritannien – nicht auf eine entwickelte Offshore-Technologie aus der Öl- und Gasbranche zurückgreifen. Auch werden Windenergieanlagen der 5- oder 6-MW-Klasse noch nicht in Serien gefertigt. Darüber hinaus wirken sich mangelnde Wartungskonzepte, gestiegene Rohstoffkosten sowie erst noch herzustellende Anbindung an das HGÜ-Netz[749] hemmend auf den Offshore-Ausbau aus.

Nach Einschätzung des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE) vom Oktober 2005 sind die Voraussetzungen für die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland im Vergleich zu den europäischen Nachbarstaaten ungünstiger, denn die Projekte sollen in Entfernungen von 30-100 km von der Küste und in bis zu 40 m Wassertiefe errichtet werden [BWE 2005, 1 ff.]. Die bau- und gründungstechnischen Anforderungen sind entsprechend höher als beim Bau in flacheren Gewässern direkt vor der Küste.

Es kristallisierte sich heraus, dass die Ausbauziele von 20.000 bis 25.000 MW bis 2025 bzw. 2030 nicht erreicht werden. Branchenexperten halten bis zu 16.000 MW für diesen Zeitrahmen für realistisch.

Neben offenen Finanzierungs- und Versicherungsfragen sowie technischen Herausforderungen trug die im Jahr 2008 einsetzende Finanzkrise dazu bei, dass der Offshore-Ausbau deutlich langsamer voran kam als geplant. Für einige Projekte wurde der Baubeginn aufgrund der Zurückhaltung der Banken und Investoren verschoben. Auch die explodierenden Stahlpreise machten den Planern der Hochsee-Windparks zu schaffen, weil sie den Finanzbedarf für die Projekte erheblich steigerten.

Trotz der erzielten Fortschritte zur Realisierung von Offshore-Windparks machte sich zum Ende der betrachteten Phase eine gewisse Resignation hinsichtlich der weiteren deutschen Offshore-Entwicklung in der Branche breit [Waldermann 2007]. Sowohl in der Entwicklung der Offshore-Technologie als auch der speziellen Technologien zum Bau und zur Wartung der Anlagen auf See fürchteten die Akteure der Branche, Wettbewerbsvorteile gegenüber dem Ausland zu verlieren.

---

[748] http://www.bsh.de/... (Abruf 11.08.2009)

[749] Vgl. Technikglossar

Strategie zum Ausbau der Offhore-Windkraft

Ende Januar 2002 wurde die „Strategie zum Ausbau der Windenergienutzung auf See“[750] veröffentlicht. Sie wurde Teil der im April 2002 beschlossenen nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Ziel war ein Zuwachs des Anteils der Windenergie am Stromverbrauch innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte auf mindestens 25 % [BMU 2001, 8]. Es wurde davon ausgegangen, dass allein mit der Offshore-Windenergienutzung 15 % des Stromverbrauchs in Deutschland zu decken sind. Mit der Strategie, die federführend vom Bundesumweltministerium erstellt und ressortübergreifend abgestimmt wurde, konnte ein wichtiger Impuls für die Offshore-Entwicklung gesetzt werden. Sie gab vor, dass der Ausbau der Windenergie auf dem Meer umweltverträglich, d. h. unter Vermeidung möglicher ökologischer Risiken für die Meeresumwelt erfolgen soll. Diese Prämisse sollte durch ein für den Energiesektor innovatives Stufenkonzept (Pilotanlagen – Monitoring – Entscheidung über Endausbaustufe), bei dem die Realisierung der jeweils nächsten Stufe ein positives und belastbares Ergebnis hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit voraussetzt, erreicht werden. Zur Verbesserung der Grundlagen für die Beurteilung von Umweltauswirkungen wurde eine ökologische Begleitforschung[751] initiiert. Aktuelle Forschungserkenntnisse konnten damit fortlaufend in die weitere Anlagengenehmigung einfließen.

In der Vorbereitungsphase, die für die Jahre 2001 bis 2003 angesetzt wurde, sollten für die Offshore-Windenergienutzung geeignete Flächen identifiziert, entsprechende Forschungsaktivitäten durchgeführt und die Startphase der Realisierung vorbereitet werden.

Für die Startphase von 2003/04 bis 2007 waren Bau und Betrieb erster Pilot-Windparks mit einer installierten Leistung von 500 MW geplant, an Hand derer auswertbare praktische Erfahrungen gesammelt werden sollten. Ziel für die anvisierte Ausbauphase von 2007 bis 2010 war die Installation einer Leistung von 2.000 bis 3.000 MW, in weiteren Ausbauphasen sollten mit zunehmender Wirtschaftlichkeit bis zu 25.000 MW installiert werden [BMU 2001]. Diese zeitlichen Ausbauziele konnten jedoch nicht eingehalten werden.

Veränderte Bedingungen für die Offshore-Windkraftnutzung

Mit der am 01. August 2004 in Kraft getretenen EEG-Neufassung wurden die Vergütungen für die Windenergienutzung auf See erhöht. Der erhöhte Anfangsvergütungssatz von 9,1 Cent/kWh wurde mit Inkrafttreten der Neufassung für mindestens zwölf anstatt bisher für neun Jahre gewährt, wenn die Anlagen bis 2010 in Betrieb genommen werden (zuvor galt eine Frist bis 2006). Alleridings griffen die Verbesserungen nur, wenn die Anlagen nicht innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone, in einem Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung oder in einem Vogelschutzgebiet lagen.

Angesicht der erhöhten Vergütungssätze stieg das Interesse der Investoren, sich Standorte für Windparks zu sichern. Dem entgegen standen die zeitgleich vorgenommenen, umfangreichen Ausweisungen von FFH-Gebieten und Vogelschutzgebieten für das europäische Netz Natura 2000. Der geplante Bürgerwindpark Butendiek lag z. B. in einem

---

[750] Vgl. http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/... (Abruf 11.08.2009)

[751] Für den Bereich der Offshore-Windenergienutzung wurden 4,2 Mio. Euro aufgewendet.

FFH-Gebiet und war bereits genehmigt worden – ein Umstand, der aus Sicht des Naturschutzes mit den Zielen der FFH-Richtlinie[752] und der Vogelschutz-Richtlinie[753] unvereinbar war. Grundsätzlich stand eine Entscheidung an, wie künftig mit Anträgen für Offshore-Windparks in europäischen Schutzgebieten verfahren werden sollte. Die Meinungen hierüber gingen auseinander. Auf der einen Seite wurde für eine Regelung plädiert, die Vorhaben in Schutzgebieten zuließ, dafür aber eine entsprechende Vermeidung bzw. Kompensation der Beeinträchtigungen[754] vorsah. Bei Beachtung der entsprechenden Vorgaben wäre so die Realisierung von Windparks in Schutzgebieten ermöglicht worden. Hingegen zeichnete sich ab, dass die Schutzgebietsflächen nicht zwingend benötigt wurden, um die gesetzten Ausbauziele zu erreichen. Die Schutzgebiete sollten *grundsätzlich* von Windparks freigehalten werden. Diese Argumentationslinie konnte sich schließlich durchsetzen [Kaiser 2009, mdl.]. So wurde der Vergütungsanspruch für Anlagen innerhalb von Schutzgebieten in der EEG-Neufassung 2004 schließlich gestrichen – eine Maßnahme, die den Anreiz, in Schutzgebieten in Windparks zu investieren, deutlich senkte.

Angesichts der standortbedingt hohen Investitionskosten setzte die EEG-Neufassung die Degression für Anlagen auf See bis zum Jahr 2008 aus und es wurde eine erhöhte Anfangsvergütung eingeführt, die an die Parameter Wassertiefe und Küstenentfernung gekoppelt war. Die zwölfjährige Anfangsvergütungsfrist erhöhte sich für weit von der Küstenlinie entfernte und in großer Wassertiefe errichtete Anlagen.[755] Diese Regelung, die auf eine räumliche Steuerung der marinen Windenergienutzung über ökonomische Einflussgrößen abzielte, sollte Umweltschutz bezogene Interessenkonflikte vermeiden.

Als zentraler Grund für den langsamen Fortschritt der Entwicklung der Offshore-Windkraft in Deutschland wurden die hohen Kosten für die Anlagen auf See betrachtet. Daher wurde der Vergütungssatz mit der EEG-Neufassung 2009 erneut angehoben – auf ein mit anderen EU-Ländern vergleichbares Niveau. Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore) wurde auf 15 Cent/kWh angehoben, dieser Vergütungssatz gilt bis Ende 2015. Im Gegenzug wurde die Endvergütung abgesenkt: Nach 2015 wird Strom aus neu in Betrieb genommenen Anlagen nur noch mit 13 Cent/kWh vergütet, dieser Satz wird jedes Jahr um fünf Prozent verringert.

Forschungsförderung Offshore durch das Zukunftsinvestitionsprogramm

Im Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP) der Bundesregierung standen dem Bundesumweltministerium von 2001 bis 2003 insgesamt rund 30 Mio. Euro zur Verfügung.[756] Die Offshore-

---

[752] Richtlinie 92/43/EWG – Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[753] Richtlinie 79/409/EWG – Vogelschutzrichtlinie; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[754] Bis dato war die Anwendung der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung für die AWZ nicht vorgesehen. Diese Option hätte es erforderlich gemacht, den Geltungsbereich nationaler Regelungen des Naturschutzrechts auf die AWZ zu erweitern. Dies galt auch aus rechtlicher Sicht als problematisch.

[755] Für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende Seemeile verlängert sich der Zeitraum um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Vgl. www.offshore-wind.de/... (Abruf 05.02.2009).

[756] Die Förderung umfasst solarthermische Kraftwerke, geothermische Stromerzeugung und ökologische Begleitforschung in den drei Bereichen Offshore-Windenergie, Biomassenutzung sowie Brennstoffzellen.

Forschung bildete den Schwerpunkt innerhalb der Windenergieforschung [Welke & Nick-Leptin 2005, 5].

Ziel der ökologischen Begleitforschung im Rahmen des ZIP[757] war es, die Umweltwirkungen von Offshore-Anlagen beispielsweise auf Meeressäuger, Seevögel, Fische, die Tierwelt des Meeresbodens sowie den Vogelzug zu untersuchen bzw. die Voraussetzungen dafür zu schaffen. Ergänzend wurde im Rahmen des ZIP-Programms des Bundeswirtschaftsministeriums der Bau von zwei Messplattformen in Nord- und Ostsee finanziert, die die Grundlagenforschung unterstützen.

Die Forschungsförderung trug in dieser Phase dazu bei, die Befürchtungen hinsichtlich möglicher negativer Folgen für das marine Ökosystem in Fachkreisen sowie in der öffentlichen Diskussion um Offshore-Windenergie zu versachlichen und somit die Akzeptanz der Offshore-Projekte zu verbessern.

Etwa zur gleichen Zeit wurden in Dänemark die Auswirkungen der Offshore-Nutzung im Rahmen eines begleitenden Monitorings zum Bau und Betrieb der beiden großen Offshore-Windparks, also an bereits realisierten Objekten, einzelfallbezogen ermittelt. Über die Ergebnisse der Untersuchungen fand ein mehrmaliger internationaler Erfahrungsaustausch statt [z. B. Köppel et al. 2002; Zusammenfassung in Zucco & Merck 2004].

Forschungsplattformen FINO I, II und III

Die Errichtung von drei Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee[758] sollen die Erforschung von Auswirkungen der Offshore-Windenergienutzung auf Meeressäuger, Seevögel, den Vogelzug, die Tierwelt des Meeresbodens sowie auf Fische ermöglichen. Seit 2002 führen Institute aus verschiedenen Fachgebieten meteorologische, hydrologische und biologische Untersuchungen auf der Forschungsplattform durch. Die Erkenntnisse sollen Energieversorgungsunternehmen, Planern, Betreibern, Zertifizierungsorganisationen und Genehmigungsbehörden als Grundlage für die technische und ökologische Bewertung der Offshore-Projekte bieten. Die staatliche Förderung dieser Forschungsplattformen ist Teil der Offshore-Strategie und soll dazu beitragen, Wissenslücken, die der Implementierung der Offshore-Nutzung entgegenstehen, zu beseitigen. Zwar bewirkte die Errichtung der Forschungsplattformen keinen maßgeblichen Entwicklungsschub, jedoch war damit ein weiterer Schritt auf dem Weg in Richtung eines ersten Offshore-Windparks getan.

---

[757] Das "Zukunftsinvestitionsprogramm 2001-2003" (ZIP) wurde aus den Einnahmen der Versteigerung von UMTS-Mobilfunk-Lizenzen (Universal Mobile Telecommunication Systems) finanziert.

[758] 2002: Errichtung FINO I; 2007: Errichtung FINO II in der Ostsee Nähe Kriegers Flak; 2009: Errichtung FINO III 80 km westlich von Sylt .

Implementierung einer räumlichen Steuerung der Meeresnutzung

Zunächst sah es so aus, als würde man mit der Verlagerung der Offshore-Windparks in die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)[759] Konflikten mit dem Naturschutz, die infolge der Inanspruchnahme von Nationalparkflächen[760] unweigerlich aufgetreten wären, ausweichen können. Auch war damit die Hoffnung verbunden, dass in der AWZ weniger Konflikte aufgrund sich überlagernder Nutzungsansprüche bestünden. Jedoch erwiesen sich diese Hoffnungen als trügerisch.

Zum einen setzte – parallel zur Ausweisung von Eignungsgebieten auf See – aufgrund der europarechtlichen Artenschutzrichtlinien auch in der AWZ die Ausweisung von Natura 2000-Gebieten ein [Bruns et al. 2008]. Zusammen mit den nationalen Schutzgebietskategorien (Nationalpark Wattenmeer, nationale Meeresschutzgebiete) engte sie den Spielraum für die Standortsuche beträchtlich ein, zumal auch aufgrund von Restriktionen durch andere Nutzungen in der AWZ (z. B. Schifffahrt, militärische Nutzung, Sand- und Kiesgewinnung) bereits große Bereiche nicht für eine Offshore-Nutzung in Frage kamen. Insofern schien – wie an Land – der Grundkonflikt zwischen Naturschutz (Biodiversität) und Klimaschutz [Byzio et al. 2005] weiter zu bestehen.

Mit der Novellierung des Raumordnungsgesetzes des Bundes (ROG)[761] im Jahr 2004 wurden durch Einfügung des § 18a ROG die rechtlichen Voraussetzungen für eine Raumordnung auf dem Meer geschaffen. Auch auf dem Meer sollte die umweltverträgliche Standortplanung für Offshore-Windparks dem Grundprinzip der räumlichen Konzentration folgen. Eine Steuerung der Standortwahl sollte durch die Ausweisung von Eignungsgebieten erreicht werden.[762] Hierzu wurde die an Land bereits praktizierte Festlegung von Eignungsgebieten[763] auf die AWZ übertragen. Ziel war es, rasch Rechts- und Planungssicherheit für die Entwicklung von Offshore-Windparks zu erreichen.[764] Die geplanten Gebietsfestlegungen für die Windenergie sollten der "Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See" von 2002 Rechnung tragen, wonach bis zum Jahr 2030 Windkraftanlagen mit einer Kapazität von ca. 25.000 MW zu installieren sind. Die Rechtsverordnung des Bundesverkehrs-

---

[759] Die AWZ schließt seewärts an das Küstenmeer (Zwölf-Seemeilen-Zone) an und erstreckt sich bis zu maximal 200 Seemeilen Abstand von der Basislinie. Sie gehört nicht zum Hoheitsgebiet des Küstenstaates. Gegenwärtig sind 33 Windparks in der AWZ beantragt, davon 27 in der Nordsee und sechs in der Ostsee [BSH 2006].

[760] Die großflächigen Nationalparkgebiete zum Schutz des Wattenmeers in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie zum Schutz der Boddenlandschaften in Mecklenburg-Vorpommern galten als Tabuzonen für die Offshore-Windenergienutzung.

[761] vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[762] Eignungsgebiete im Sinne der Seeanlagenverordnung (§ 3a SeeAnlV) bzw. § 18a Absatz 3 ROG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis); diese sind in ihrer Rechtswirkung nicht identisch mit den Eignungsgebieten der Regionalplanung in den Ländern. Sie haben raumordnerisch den Status von Vorranggebieten und haben im Hinblick auf die Wahl des Standortes die Wirkung eines Sachverständigengutachtens.

[763] Hier: Besondere Eignungsgebiete für Windenergieanlagen gemäß § 3a der Seeanlagenverordnung.

[764] Vgl. Rede der Parlamentarischen Staatssekretärin M. Wolf am 16. April 2003. https://www.bmu.de/reden/... (Abruf 11.08.2009).

ministeriums über die Raumordnung in der AWZ wurde am 16. September 2009 vom Kabinett gebilligt.[765]

Mit dem Raumordnungsplan für die AWZ soll eine erste Tranche von ca. 11.000 MW, dies entspricht ca. 2.200 Einzelanlagen (bei der Annahme von 5 MW je Anlage), gesichert werden (über 8.000 MW in den im Raumordnungsplan vorgesehenen Vorranggebieten für Windenergie und ca. 2.800 MW in den bereits bestandskräftig genehmigten Windparks außerhalb dieser Vorranggebiete).[766]

Darüber hinaus wurde die Attraktivität naturschutzfachlich wertvoller Gebiete über das EEG 2004 durch eine Absenkung der Vergütung in diesen Gebieten gemindert: Nach § 10 Abs. 7 EEG entfiel ein Vergütungsanspruch für Anlagen innerhalb eines Gebietes, das nach dem Bundesnaturschutzgesetz[767] oder nach Landesnaturschutzrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt wurde. Dadurch wurden Standorte mit naturschutzrechtlichem Schutzstatus wirtschaftlich unattraktiv.

Genehmigung von Offshore-Windparks

Rechtsgrundlage für die Genehmigung ist die Seeanlagenverordnung von 1997, in der die Genehmigungszuständigkeiten und -verfahren festgelegt sind.[768] Als verfahrensführende Behörde für Genehmigungsverfahren wurde ebenfalls das BSH bestimmt. Die Konzentration der Zuständigkeit für planungs- und genehmigungsrechtliche Vollzugsaufgaben in der AWZ auf das BSH sollte die Umsetzung der Offshore-Windparks vereinfachen.[769] Mit der Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes (2003) wurden wichtige Neuregelungen für die Ausweisung von Schutzgebieten in der AWZ sowie von besonderen Eignungsgebieten für Windenergieanlagen [BMVBW 2002] und zum Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung geschaffen. Ab 2003 begannen sich erste Routinen für die Durchführung von Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung zu etablieren.[770]

Zu Beginn der Phase setzte ein „run“ auf die vermeintlich besten Standorte nach dem Prinzip „first come – first served“ ein. Zum Teil wurden mehrere Genehmigungsanträge für ein und denselben Standort gestellt. In diesem Fall kam derjenige Antragsteller zum Zuge, dessen Antrag zuerst genehmigungsfähig war. Etliche Antragsteller reichten daraufhin vorsorglich Anträge für mehrere Standorte ein und blockierten sich damit gegenseitig. Um Abhilfe zu schaffen, wurde 2004 das Prozedere geändert: Mit der Annahme des Antrags wurde der

---

[765] Vgl. Pressemitteilung 290/2009 des Bundesministeriums für Verkehr. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg hatte 2004 mit der Aufstellung eines Raumordnungsplans für die AWZ begonnen, der Zeitraum bis zur Verabschiedung betrug demnach etwa 5 Jahre.

[766] Vgl. http://www.bmv.de/... (Abruf 15.09.2009)

[767] Hier: § 38 in Verbindung mit § 33 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes.

[768] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Die Seeanlagenverordnung wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen (BMVBW) erarbeitet.

[769] Allerdings blieb die Zuständigkeit der Bundesländer für den Bau der Kabeltrassen im Bereich des Küstenmeeres bestehen und somit auch der hohe Koordinierungsaufwand zwischen den zuständigen Entscheidungsträgern.

[770] Vgl. Dahlke [2002]. Zu den Genehmigungsverfahren vgl. weitergehend Bruns et al. [2008].

Standort für den Betreiber nur für eine gewisse Frist reserviert. Innerhalb dieser Frist mussten die Genehmigungsunterlagen vervollständigt werden, sonst verfiel der Anspruch auf den Standort.

Für die Offshore-Windparks war eine Umweltverträglichkeitsprüfung mit – im internationalen Vergleich – hohen Anforderungen an Dauer und Umfang der Untersuchungen[771] durchzuführen. Dies galt bei den Betreibern als zeitraubendes und kostenträchtiges Hemmnis. Zur Entlastung der Antragsteller wurde eine Regelung angestrebt, nach der für Windparks in ausgewiesenen Eignungsgebieten – im Sinne der Abschichtung – geringere Anforderungen zu stellen sind [BMU 2007, 16].

Aufgrund der Asynchronität der Windparkplanung und deren Steuerung aus gesamträumlicher Sicht liegen die Standorte heute zwar mehrheitlich innerhalb, aber auch außerhalb der Eignungsgebiete [Kruppa 2007], so dass der bisherige Steuerungserfolg begrenzt ist.

Bei Redaktionsschluss für diese Untersuchung waren 21 Windparks in der Nord- und Ostsee genehmigt[772] (vgl. Tabelle 7-4 und folgender Absatz). Die Genehmigung des BSH bezieht sich – wie in der Offshore-Strategie der Bundesregierung vorgegeben – in der Regel auf bis zu 80 Anlagen mit einer Leistung bis zu 5 MW, so dass die Windparks in der ersten Ausbauphase eine installierte Leistung von im Durchschnitt 400 MW pro Standort aufweisen. Gegenwärtig laufen Planungen für mehr als 50 Vorhaben.

Neben Windparks in der AWZ, für deren Genehmigung das BSH zuständig ist, wurde auch ein Offshore-Windpark-Standort im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern genehmigt, hier ist das Land Mecklenburg-Vorpommern zuständig. Baltic I ist der erste deutsche kommerzielle Offshore-Windpark in der Ostsee.[773] Die Genehmigungen für die erste und zweite Ausbaustufe erfolgten im April und August 2006. Mit den ersten Baumaßnahmen soll im Frühjahr 2010 begonnen werden. Bei vergleichsweise geringer Anlagenzahl und moderaten Wassertiefen sollen mit diesem Pilotvorhaben wichtige Erfahrungen für weitere Offshore-Windparks in tieferem Wasser gesammelt werden.

---

[771] Die Anforderungen richten sich nach dem „Standarduntersuchungskonzept“ des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie [BSH 2002]. Einen Vergleich der politischen und rechtlichen Einflussfaktoren auf die Offshore-Windenergie in Deutschland mit den USA bieten [Portman et al. 2009, 3596-3607].

[772] Lediglich zwei Windparks in der Ostsee sind aus naturschutzfachlichen Gründen nicht genehmigt worden.

[773] Baltic 1 liegt rund 16 km nördlich der Halbinsel Darß/Zingst und soll eine Gesamtleistung von 48,3 MW haben. Siemens Energy und die EnBW Energie Baden-Württemberg AG unterzeichneten einen Vertrag über die Lieferung von 21 Windenergieanlagen vom Typ SWT 2.3-93.

Tabelle 7-4: Übersicht über genehmigte Offshore-Windparkprojekte in der AWZ, Stand November 2009[774]

Nr.	Windpark	Genehmigt
	Nordsee	
1	„Delta Nordsee 2“ Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH (E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH)	31.08.2009
2	„MEG Offshore I“ Nordsee Offshore MEG I GmbH	31.08.2009
3	„Veja Mate“ Cuxhaven Steel Construction GmbH	31.08.2009
4	„Gode Wind II“ PNE Gode Wind II GmbH	27.07.2009
5	„Borkum West II", Prokon Nord Energiesysteme GmbH	13.06.2008
6	„Hochsee Windpark He dreiht", EOS Offshore AG	20.12.2007
7	"Meerwind Ost" und "Meerwind Süd", Meerwind Südost GmbH & Co Rand KG und Meerwind Südost GmbH & Co Föhn KG	16.05.2007
8	"BARD Offshore 1", BARD Engineering GmbH	11.04.2007
9	"Godewind", Plambeck Neue Energien AG	28.08.2006
10	"Hochsee Windpark Nordsee", EOS Offshore AG	05.07.2006
11	"Global Tech I", Nordsee Windpower GmbH & Co.KG	24.05.2006
12	"Nördlicher Grund", Nördlicher Grund GmbH	01.12.2005
13	"DanTysk", Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH	23.08.2005
14	"ENOVA Offshore Northsea Windpower", ENOVA Offshore Projektentwicklungsgesellschaft mbH & Co. KG	11.02.2005
15	"Sandbank 24", Sandbank 24 GmbH & Co KG	23.08.2004
16	"Nordsee Ost", WINKRA Offshore Nordsee Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH	09.06.2004
17	"Amrumbank West", Amrumbank West GmbH	09.06.2004
18	"Borkum Riffgrund West", Energiekontor AG	25.02.2004
19	"Borkum Riffgrund", PNE2 Riff I GmbH	25.02.2004
20	"Butendiek", OSB Offshore Bürger- Windpark Butendiek GmbH & Co. KG	18.12.2002
21	Testfeld „alpha ventus“ (ehemals "Borkum West", Prokon Nord)	09.11.2001
	Ostsee	
1	"Ventotec Ost 2", Ventotec Ost 2 KG	16.05.2007
2	"Arkona-Becken Südost", AWE Arkona-Becken-Entwicklungs-GmbH	15.03.2006
3	"Kriegers Flak", Offshore Ostsee Wind AG	06.04.2005

Angesichts der bereits eingetretenen Realisierungsverzögerungen erweist sich der Umstand, dass die Genehmigungen erlöschen, wenn nicht innerhalb einer bestimmten Frist mit den Bauarbeiten für die Installation der Anlagen begonnen wird, als administratives Hindernis für Planer und Betreiber.

[774] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, www.bsh.de/de/Meeresnutzung/... (Abruf 11.08.2009).

Referenzprojekt alpha ventus und Forschungsinitiative RAVE

Mit dem Offshore-Windpark-Testfeld alpha ventus wurde mit einiger Verzögerung im April 2009 ein Demonstrationsprojekt installiert, das grundlegende Erfahrungen im Hinblick auf die zukünftige kommerzielle Nutzung von Offshore-Anlagen ermöglichen soll.[775] Seit August 2009 wird von dort erstmals Windstrom von der Nordsee in das deutsche Stromnetz eingespeist. Das Projekt umfasst die Errichtung von zwölf Windenergieanlagen, darunter sechs vom Typ Multibrid M5000, sowie eine Umspannwerk-Plattform. Die Anlagen werden zusammen eine installierte Leistung von 60 MW haben. Das Testfeld wird gemeinsam von den Energieversorgungsunternehmen E.ON, EWE und Vattenfall betrieben.

Netzanbindung und Netzintegration der Offshore-Windparks

In dieser Phase standen neben der Entwicklung offshore-tauglicher Multimegawatt-Anlagen die Probleme der Netzintegration von Offshore-Windstrom im Vordergrund. Die Aufnahmekapazitäten des Stromnetzes im Küstenbereich sind begrenzt, durch die geplanten Offshore-Windparks ist ein Netzausbau notwendig [Kuxenko 2003, 337]. Laut dena-Netzstudie müssen neue Hochspannungstrassen auf einer Länge von 850 km gebaut und auf 400 km verstärkt werden, um den Windstrom zu den Verbrauchern zu transportieren. Hinzu kommt der Ausbau von Knotenpunkten in der Nähe der Küste. Das Bundesumweltministerium wies darauf hin, dass bis zur Realisierung des notwendigen Ausbaus technische Übergangslösungen zur Verfügung stünden, mit denen der Netzbetrieb optimiert und damit zusätzliche Netzkapazitäten geschaffen werden könnten [BMU 2007, 20].

In küstennahen Regionen mit hohem Windenergieanteil waren Auswirkungen bereits spürbar.[776] Gefordert wurde daher zum einen ein Energiemanagementsystem, das dieser Herausforderung gerecht wird [Ramesohl et al. 2002, 36 ff.], zum anderen jedoch auch die Kooperationsbereitschaft der traditionellen Stromwirtschaft sowie der Netzbetreiber [Mautz & Byzio 2004, 124].

Die Netzanbindung der Offshore-Windparks stellte einen zentralen infrastrukturellen wie finanziellen Engpass dar. Für die Netzanbindung mussten neue Seekabelverbindungen geplant und genehmigt werden.[777] Die Bündelung der verschiedenen Seekabelanschlüsse in einer Trasse erwies sich aufgrund der divergierenden Interessen der konkurrierenden Windparkbetreiber zunächst als schwierig. Der Kabelanschluss der ersten Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von mindestens 3.000 MW, darunter auch die für das Testfeld „alpha ventus“ vorgesehene Querung der Insel Norderney, war lange umstritten. Im Herbst 2006

---

[775] http://www.alpha-ventus.de/… (Abruf 11.08.2009).

[776] Bei starkem Wind stoßen die Hochspannungsleitungen vor allem in den nördlichen Bundesländern an die Grenzen ihrer Transportkapazitäten. Notwendig sind neue Umspannwerke, die Zugang zur Hoch- und Höchstspannungsebene schaffen. Die wachsende Windenergieeinspeisung fordert darüber hinaus Leitungsneubauten auf den oberen Spannungsebenen, um den Windstrom großräumig in die Ballungsgebiete transportieren zu können.

[777] Die Genehmigung für die Verlegung und den Betrieb von Stromkabeln zur Anbindung der Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz unterliegt dem Bundesberggesetz (BBergG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis). Zuständige Genehmigungsbehörde in der AWZ ist auch das BSH, in der Zone des deutschen Küstenmeeres sind es die Bundesländer.

wurden unter Moderation des Bundesumweltministeriums schließlich die Voraussetzungen für den Bau der Kabeltrasse geschaffen, so dass die Genehmigung 2007 erfolgen konnte (vgl. Tabelle 7-5).

2006 wurde eine gesetzliche Regelung im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz[778] verankert, die eine finanzielle Entlastung für zukünftige Windparkbetreiber erbrachte. Danach hatten nun die Netzbetreiber – wie an Land bereits üblich – die Investitionskosten für den Netzanschluss (Leitungen zwischen Windpark und Land) zu tragen[779] [Bauchmüller 2006, 20]. Die Investitionskosten konnten damit um rund ein Drittel gesenkt werden. Die Branche erwartete, dass die Wirtschaftlichkeit der Projekte und das Finanzierungsinteresse von Banken und Investoren dadurch zunehmen würden.[780]

Im Februar 2007 genehmigte das BSH Kabelanschlüsse für drei weitere Offshore-Windparks.

Tabelle 7-5: Genehmigte Netzanbindungen in der Nordsee, Stand November 2009[781]

Projekt	Anbindung	Jahr	Träger	Technik
Windnet	Windpark „Borkum-West“	2007	Prokon Nord	110-kV-Hochspannungs-Drehstromverbindung (Dreileiterkabel)
Multikabel	Windpark „Nördlicher Grund“	2006	Multikabel GmbH	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kabelsystem (bipolares HVDC Kabelsystem)
Sandbank 24	Windpark „Sandbank24“	2007	Sandbank Power GmbH & Co KG	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kabelsystem
OTP	Windpark „Amrumbank West“ und Pilotphase des Windparks „Nordsee Ost“	2007	Offshore Trassenplanungs-GmbH (E.ON)	4 Drehstrom-Dreileiter-Seekabel à 200 MW sowie eine Querverbindung zwischen den genannten Windparks mit 2 Drehstrom-Dreileiterkabeln à 200 MW

Ausbau der Höchstspannungsnetze an Land

Das "Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze" (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG), das Ende 2008 auf den Weg gebracht wurde, ist eine Reaktion auf die langen Planungs- und Genehmigungszeiten für den Ausbau des Hochspannungsnetzes an Land. Das EnLAG[782] stellt in Artikel 1 für ausgewählte Neubauvorhaben einen vordringlichen Bedarf verbindlich fest. Das "Ob" dieser Vorhaben stand damit nicht mehr in Frage. Mit Artikel 2 des Gesetzes wurde das Energiewirtschaftsgesetz geändert. Für

[778] Das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (InfraStrPlanVBeschlG) wurde am 27.10.2006 vom Bundestag beschlossen und trat am 16.12.2006 in Kraft (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

[779] Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Windparks bis 2011 in Bau gehen.

[780] WindForum extra. Newsletter der Energiekontor AG April 2007. www.energiekontor.de (Abruf 01.10.2009).

[781] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, www.bsh.de/de/Meeresnutzung/... (Abruf 27.11.2009).

[782] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

die Genehmigung von Anbindungsleitungen von Offshore-Anlagen wurde ein Planfeststellungsverfahren mit konzentrierender Wirkung eingeführt. Es ersetzte die bis dato notwendigen aufwändigen Einzelgenehmigungen und soll verfahrensbeschleunigend wirken. Trotz dieser Maßnahmen bleibt fraglich, ob damit die Netzkapazitäten rechtzeitig bereitstehen oder ob dieser Engpass die Offshore-Expansion maßgeblich behindern wird.

Konflikte um den Netzausbau

Das Thema Netzausbau und Kapazität der vorhandenen Hochspannungsnetze erhält in den regionalen politischen Debatten insbesondere in den nordwestdeutschen Küstenländern zunehmend Bedeutung.[783] Die Fragen der Verträglichkeit großer aus Windenergie erzeugter Strommengen für das Netz und die Versorgungssicherheit sowie die Fragen des Stromtransportes zu den Verbrauchszentren betreffen allerdings nicht mehr nur einzelne Regionen bzw. regionale Netzbetreiber. Die von der Deutschen Energie-Agentur [2005] dargelegten Aspekte der Netzintegration und des langfristig erforderlichen Netzausbaus werden bundesweit kontrovers diskutiert.

Der Neubau von Hochspannungsleitungen[784] ist ausgesprochen konfliktträchtig, denn die Beeinträchtigungen für die Anwohner können nicht durch einen Nutzen für die Region oder einen persönlichen Nutzen ausgeglichen werden. Die umstrittenen Windparks in der Nordsee waren noch nicht gebaut, da formierte sich bereits Widerstand gegen die Folgen an Land – besonders in Niedersachsen. Der Niedersächsische Städte- und Gemeindebund hielt die Realisierung von acht neuen Trassen mit 60 m Höhe und zwei bis drei Masten pro Kilometer Trasse für unrealistisch [Haack 2005, 23]. Mit der Konfliktträchtigkeit stieg die Planungsdauer des Vorhabens auf bis zu zehn Jahre, denn angesichts der heterogenen Interessenlagen der beteiligten Träger öffentlicher Belange gestaltete sich die Herstellung von Übereinkünften zeitaufwändig.[785]

Mit dem Ausbau der Windenergie und der damit einhergehenden Zunahme der Marktanteile von Anlagenbetreibern spielten auch Machtkonflikte eine immer stärkere Rolle. Die Auseinandersetzungen betreffen u. a. das Netzzugangsregime in Deutschland [Ohlhorst et al. 2008, 57 f.]. Den Betreibern der Versorgungsnetze wurde vorgeworfen, die tatsächlichen Kostenstrukturen nicht transparent offen zu legen und mit der Erhebung überhöhter Netzzugangsentgelte Monopolgewinne abzuschöpfen. Bei der Fokussierung auf großtechnische Energiegewinnungs- und Transportsysteme bestand eine Tendenz zur Zentralisierung und

---

[783] Ein Antrag der CDU-Fraktion von 2002 beispielsweise forderte die schleswig-holsteinische Landesregierung auf, ihre Konzeption für den Ausbau der Stromnetzkapazitäten aufgrund gestiegener Windstromeinspeisungsmengen vorzulegen [Schleswig-Holsteinischer Landtag 2002].

[784] Auch dazu trifft das Infrastrukturbeschleunigungsgesetz eine Regelung: Die Stromkonzerne dürfen Hochspannungsleitungen weiterhin oberirdisch bauen, wenn sie bis zum 01.07.2007 dargelegt haben, wie und wann das künftige Energienetz an Land aussehen soll. Sie sollen verpflichtet werden, den jeweiligen Baufortschritt anschließend zu dokumentieren.

[785] Der Herstellung von Übereinkünften mit den Trägern öffentlicher Belange wird bei konfliktträchtigen Vorhaben wie Hochspannungstrassen hohe Aufmerksamkeit geschenkt, da potentielle rechtliche Klagen die Realisierung des Vorhabens beeinträchtigen bzw. noch stärker verzögern können.
Das Ende 2006 in Kraft getretene Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (vgl. Kapitel 7.3.6.5) soll dazu beitragen, die Planungszeiten für den Trassenausbau zu verkürzen.

Ausprägung marktbeherrschender Stellungen. Die Kontrolle über das Stromnetz steht in einem engen Zusammenhang mit dem Einfluss auf das gesamte Stromversorgungssystem.

Diese Auseinandersetzungen um die Übernahme von Kosten, die technische Integration von Windenergie in das Stromnetz sowie die Erweiterung des Stromnetzes stehen in einem engen Zusammenhang mit den kontroversen Interessen auf dem Strommarkt.

Akteure der Teilkonstellation Offshore

Bundesregierung und Bundesumweltministerium

Zentraler Akteur der Teilkonstellation Offshore war die Bundesregierung mit ihrer Offshore-Strategie. Mit dem Ziel der Nutzung von Offshore-Windenergie verbanden die Bundesregierung und das Bundesumweltministerium die Hoffnung, sowohl die ökonomischen Potenziale als auch die ökologischen Vorteile dieser Energiequelle nutzen zu können. Energie- und klimapolitische Ziele sollten zu einer Win-Win-Situation verbunden, die Abhängigkeit von Energieimporten verringert und ein wesentlicher Beitrag zur Energieversorgung geleistet werden. Auch unter ökonomischen und arbeitsmarktpolitischen Gesichtspunkten sollte sich die Offshore-Windenergie positiv auswirken.

Anlagenhersteller

Der nationale Onshore-Markt war rückläufig, denn es waren immer weniger Flächen für Windenergieanlagen verfügbar. Zudem wurde die Realisierung von Windparks durch verschärfte Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen erschwert. Dem Rückgang der Windindustrie am nationalen Markt stand eine Steigerung der Exportquote gegenüber. Der Windenergie-Weltmarkt expandierte und ging mit einem Nachfrageanstieg aus dem Ausland einher. Im Zuge dessen gewann der Export für die deutsche Windindustrie immer stärker an Bedeutung.

Den deutschen Unternehmen kam der technische Know-how-Vorsprung zugute, den sie in den letzten Jahren vor allem aufgrund der hohen Dynamik des nationalen Onshore-Marktes erzielen konnten. Das EEG schaffte Investitionssicherheit, daher konnte sich in Deutschland, anders als in den USA oder Großbritannien, eine exportorientierte Windindustrie entwickeln und durch technologische Fortschritte Kostensenkungen erzielen.

Die nationale Windindustrie entwickelte und testete nun Multimegawatt-Anlagen, die im Offshore-Betrieb eingesetzt werden sollten. Allerdings schien es, als könne der Einstieg ins internationale Offshore-Geschäft nur gelingen, wenn auch in Deutschland zügig Pilotprojekte errichtet würden. Dänemark, Schweden, Großbritannien, die Niederlande und Irland sammelten mit „Nearshore-Windparks“ bereits seit Jahren Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergie und hatten damit einen Vorsprung gegenüber der deutschen Windenergieindustrie.

Unternehmen in der Entwicklung offshore-tauglicher Multimegawatt-Anlagen

Zunächst betätigten sich in Deutschland die Unternehmen Enercon und REpower Systems AG (REpower 5M) an der Entwicklung offshore-tauglicher Mulitmegawatt-Anlagen – Enercon

zog sich jedoch aus der Offshore-Entwicklung zurück. Ein großer Teil der für den Offshore-Betrieb vorgesehenen Anlagen werden heute von den Unternehmen Areva-Multibrid Multibrid 5000[786]) und Bard (BARD VM[787]) hergestellt.[788] Beide Unternehmen sind sowohl Hersteller als auch Windparkbetreiber. Viele der Begründer des 2001 gegründeten Offshore Forums (vgl. Kapitel 7.3.5.5) treten nicht mehr in Erscheinung.

Genehmigungsbehörde

Im administrativen Bereich wurde mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie eine neue Zuständigkeit festgelegt. Dieser Akteur nahm in dieser Phase eine sehr wichtige Rolle bei der Ausgestaltung des Steuerungsinstrumentariums auf dem Meer ein.

Betreiber

Die garantierte Einspeisevergütung nach EEG und das beträchtliche Windpotenzial auf See rief das Interesse vieler Investoren an Offshore-Windparkprojekten in Nord- und Ostsee hervor. Nachdem Standortplanungen und Genehmigungen vorlagen, beteiligten sich nun auch deutsche Energieversorgungsunternehmen, z. B. E.ON und RWE, an Offshore-Windparks.[789] In der Regel kauften sie sich in bereits genehmigte Projekte ein.

Die für Offshore-Projekte erforderliche Finanzkraft wirkte sich auf die Struktur der Investoren aus. Die Planung und künftige Umsetzung seetüchtiger Anlagen lag vornehmlich in der Hand mittelständischer Aktien- und Betreibergesellschaften, global agierender Konzerne sowie großer Stromproduzenten.[790] Denn die für das Offshore-Windenergiegeschäft erforderlichen Volumina an Risiko- und Investitionskapital können nur von solch großen Unternehmen, gestützt durch Banken und Versicherungen, aufgebracht werden.

Der größte Teil der in Nord- und Ostsee genehmigten Offshore-Projekte befindet sich im Besitz von Energieversorgungsunternehmen.[791] Während für die großen Konzerne eine Finanzierung aus Unternehmensmitteln möglich ist, setzen andere Unternehmen auf eine Projektfinanzierung, also die Refinanzierung ihrer Investition durch Erträge aus dem Windpark. In der aktuellen Situation an den Finanzmärkten lassen sich Kapitalgeber

---

[786] Multibrid stellt Windenergieanlagen für Offshore-Projekte (M5000) in Bremerhaven her. Das Unternehmen, das zur PROKON Nord Gruppe gehört, wurde 2000 gegründet. Im Oktober 2007 ist der französische Energiekonzern AREVA eingestiegen. Der Prototyp der M5000 wurde im April 2005 an Land in Betrieb genommen. 2006 und 2008 erfolgte die Aufstellung weiterer Anlagen auf Offshore-Fundamenten – ebenfalls an Land, so dass mittlerweile vier Anlagen im Testbetrieb sind.

[787] Die in Emden hergestellten Prototypen der BARD VM wurden 2007 als Nearshore-Anlagen am Standort Rysumer Nacken installiert und an das Netz angeschlossen. 2008 ging die Produktion dieses Offshore-Anlagentyps mit 5 MW in Serie. Die speziellen Offshore-Fundamente werden in Cuxhaven hergestellt. Für 2009 ist die Offhore-Installation dieses Anlagentyps geplant.

[788] Die BARD Engineering GmbH ist zugleich Inhaber zahlreicher Genehmigungen für Offshore-Windparks in der Nordsee.

[789] RWE stieg 2007 in die Windkraft ein. Siemens baute ab 2008 Windenergieanlagen exklusiv für E.ON.

[790] Eine Besonderheit stellt der „Bürgerwindpark Butendiek“ dar [BUTENDIEK GmbH & Co. KG o.J.]

[791] Vgl. www.handelsblatt.com/unternehmen/... (Abruf 11.05.2009)

allerdings nur zögerlich auf dieses Arrangement ein.[792] Es ist also davon auszugehen, dass die erste Ausbaustufe kommerzieller Offshore-Windenergieparks vornehmlich von strategischen Investoren, beispielsweise Energiekonzernen, auf Basis einer Unternehmensfinanzierung realisiert wird.

Offshore-Stiftung

Auf der vierten Nationalen Maritimen Konferenz des Bundeskanzlers im Januar 2005 in Bremen wurde von den Teilnehmern die Forderung nach Errichtung eines oder mehrerer Offshore-Testfelder an den Bund herangetragen. Mit der Gründung einer Stiftung sollten die Risiken gleichmäßig auf die Akteure aus Politik und Wirtschaft verteilt werden. Die Stiftung der deutschen Wirtschaft zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See hält die Rechte an einem genehmigten Offshore-Windpark (alpha ventus) und stellt ihn den Testfeldbetreibern zur Verfügung. Von der Errichtung dieses Offshore-Testfeldes mit zwölf Anlagen der 5 MW-Klasse 45 km vor der Insel Borkum sollte eine Initialzündung für den Ausbau der Windenergiegewinnung in Nord- und Ostsee ausgehen.[793] Das Bundesumweltministerium stellte für die Forschung und Entwicklung im Testfeld 50 Mio. Euro über einen Zeitraum von fünf Jahren bereit.

Netzbetreiber

Die Energieversorger sind verpflichtet, eine störungsfreie öffentliche Energieversorgung zu gewährleisten. Insbesondere aufgrund der Stromerzeugung aus Windenergie auf dem Meer betrachten sie einen Ausbau des Leitungsnetzes (Hochspannungsleitungen) an Land als erforderlich. Dissens besteht darüber, in welchem Umfang die Kapazitäten der Leitungsnetze erweitert werden müssen bzw. in welchem Umfang die vorhandenen Kapazitäten durch eine intelligente Betriebsführung der Windenergieanlagen und des Stromnetzes effektiver genutzt werden können.

Den Betreibern der Versorgungsnetze, die sich in einer marktbeherrschenden Position befinden, wird vorgeworfen, die tatsächlichen Kostenstrukturen nicht transparent offen zu legen und mit der Erhebung überhöhter Netzzugangsentgelte Monopolgewinne abzuschöpfen. Es wird ihnen vorgeworfen, dass sie ihren Verpflichtungen zum Netzausbau nicht nachkommen und bereits mehrfach den Anschluss von Windparks an nahegelegene Einspeisepunkte verweigerten. Auch könne das bisherige Erzeugungsmanagement[794] durch ein effektiveres Engpass-Management ersetzt werden. Im Rahmen des Erzeugungsmanagements werden bis zu 20 % der möglichen Stromproduktion von Windenergieanlagen nicht in das Netz aufgenommen, was zu Einnahmeverlusten bei den Anlagenbetreibern führt. Zudem begännen Netzbetreiber in der Regel erst dann mit der Planung zum Netzausbau, wenn eine Genehmigung, Teilgenehmigung oder ein Bauvorbescheid zur Errichtung von Windenergieanlagen vorliegen (Voraussetzungen nach § 4 Absatz 2 EEG). Dadurch können lange Verzögerungen für den Ausbau der Windparks entstehen. Für Verluste, die bei potenziellen

[792] Price Waterhouse Coopers: Gegenwind für Offshore-Windparks. Pressemitteilung vom 04.12.2008. Vgl. http://www.pwc.de/portal/pub/... (Abruf 15.09.2009).

[793] Vgl. www.offshore-stiftung.de (Abruf 11.08.2009).

[794] Vgl. Technikglossar

Einspeisern durch mangelnde Netzkapazitäten sowie durch gänzlich verhinderte Erzeugungsanlagen entstehen, können keine Schadensersatzansprüche geltend gemacht werden [BWE 2007].

Der Streit um die Abgrenzung zwischen Netzanschluss und Netzausbau wird häufig vor Gericht ausgetragen, auch dies führt zur Verzögerung von Ausbaumaßnahmen. Hinzu kommt, dass für die Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes Netzdaten erforderlich sind, die dem Anlagenbetreiber in der Regel nicht zur Verfügung stehen [BWE 2007].

Die Auseinandersetzungen um die Übernahme von Kosten, die technische Integration von Windenergie in das Stromnetz sowie die Erweiterung des Stromnetzes stehen in einem engen Zusammenhang mit den kontroversen Interessen auf dem Strommarkt.

Kritiker der Offshore-Windenergienutzung

Mit den Offshore-Windparks wurde die Idee der kleinteiligen dezentralen Energieerzeugung mit Windenergie aufgegeben. Windenergie soll nun, zunehmend zentralisiert und industrialisiert, in bisher nicht gekannten Größenordnungen zur nationalen Energieversorgung beitragen. Die Kritiker dieser Entwicklung fürchten und beklagen nicht intendierte Folgen sowie die durch den Dimensionssprung verursachte Eigendynamik des Prozesses, die die Einflussmöglichkeiten der lokalen Bevölkerung mindert [Byzio et al. 2005].

Zwar werden durch die küstenferne Verortung der Offshore-Windparks die Konflikte mit der lokal ansässigen Bevölkerung gemindert. Dadurch jedoch, dass die Offshore-Windenergienutzung mit den an Land entstehenden Belastungen durch den Netzausbau in Verbindung gebracht wird, steht auch die küstenferne Windenergienutzung weiterhin in einem konfliktträchtigen Spannungsfeld.

7.3.6.6 Interpretation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

In der sechsten Phase löste sich die Konstellation in zwei Teilkonstellationen auf. Auf der einen Seite formierte sich die Teilkonstellation der Windenergie auf dem Land, die sich ausdifferenzierte. Aufgrund von immer knapper werdenden geeigneten Standorten – Eignungsgebiete der Regionalplanung und Konzentrationszonen der kommunalen Flächennutzungsplanung entwickelten mittlerweile eine restriktive Wirkung – wurde die fortgesetzte Aufstellung von Windenergieanlagen an Land schwieriger. Im Kern der Konstellation stand die Erschließung neuer Geschäftsfelder (Repowering, Export), die notwendig war, um die Stabilität der Windbranche aufrecht zu erhalten.

Auf der anderen Seite bildete sich die Konstellation der Offshore-Windenergie. Sowohl gezielt zur Steuerung eingesetzte Instrumente (EEG, Strategiepapier der Bundesregierung) als auch der ökonomische und technische Erfolg der Onshore-Windenergie wirkten als treibende Kräfte auf die Offshore-Entwicklung. Die Teilkonstellation wurde getragen durch eine neue Allianz aus Akteuren der dominanten Teilkonstellation (Energiewirtschaft, Großkonzerne) und staatlichen Akteuren (Bundesregierung, Bundesumweltministerium), aber auch Banken und Versicherungen. Ohne finanzstarke Akteure war keine Realisierung von Offshore-Windparks möglich. Hintergrund des Strategiepapiers der Bundesregierung zur Nutzung der Offshore-Windenergie war das Erreichen klimaschutzpolitischer Ziele sowie eine Substitution von Energieimporten. Eine Allianz aus Herstellern, Planern und Betreibern

sowie Energieversorgern und großen Konzernen, unterstützt durch das Bundesumweltministerium, trieb die Umsetzung der Planungen voran. Auch die EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energie hatte treibende Kraft. Offshore-Windparks sollten Energieimporte ersetzen, in nennenswertem Umfang zur nationalen Energieversorgung beitragen und sich in zentralisierte Energiewirtschafts- und Kraftwerksstrukturen einpassen. Die hohen Investitionsmittel für die Offshore-Windenergie sowie die Widerständigkeit der Netzbetreiber hemmten jedoch den Prozess. Zudem war der Einsatz von Windenergieanlagen auf See – weitab der Küste und in großer Tiefe – mit hohen technischen Herausforderungen verbunden, die bisher nicht umfassend gelöst wurden, was zu Verzögerungen führte.

Die Entwicklung der Preise für fossile Energieträger sowie Diskussionen um die Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten wirkten als treibende Kräfte auf beide Teilkonstellationen. Die Konstellation der Windenergienutzung an Land war jedoch durch überwiegend hemmende Kräfte geprägt: Immer knapper werdende geeignete Flächen, Konkurrenz durch Biomasse und Photovoltaik und schleppendes Repowering sorgten für eine Phase der Konsolidierung. Zwar sollte das neu gefasste EEG einen Anreiz für das Repowering setzen (Kalkulierbarkeit der Erlöse), jedoch wirkten sich ökonomische, bauplanungsrechtliche und technische Gründe hemmend aus. Initiativen einiger Bundesländer wirkten sich nachteilig auf die Entwicklung aus. Der Export von Windenergieanlagen hingegen wies Erfolge auf und schaffte einen Ausgleich für die Degression im Inland. Treibende Kraft für den Export war die Marktführerschaft deutscher Hersteller, die jedoch einer starken dänischen und spanischen Konkurrenz gegenüber stehen.

Neue Anlagen- und Leistungsdimensionen werden angepeilt. Technische Restriktionen bestehen jedoch örtlich in der Aufnahmekapazität des Stromnetzes. Experten sehen die Lösung zum Teil in einem Infrastrukturausbau, zum Teil in organisatorischen Maßnahmen.

7.3.6.7 Ausblick

Die Studie „Zur Struktur der Windenergieforschung in Deutschland“ [Allnoch et al. 2008] geht der Frage nach, wie die deutsche Forschungsstruktur im Windbereich künftig verbessert werden kann. In vielen Bereichen der erneuerbaren Energien sind bereits national und international ausgerichtete Forschungsinstitute entstanden. In Deutschland habe sich die Forschungslandschaft zur Windenergie weitgehend dezentral entwickelt, was etwa dem Bedarf an Systemlösungen nicht gerecht werde.[795] Im Rahmen des 4. Energieforschungsprogramms wurde vorgeschlagen, zur Verbesserung der Strukturen der Windenergieforschung ein zentrales Forschungsinstitut zu gründen.

---

[795] Die dezentrale Struktur spiegelt sich nach Allnoch et al. [2008] auch in der Hochschullandschaft wider. Die Interdisziplinarität bzw. Unschärfe in verschiedenen Studiengängen habe dazu beigetragen, dass sich bis jetzt „kein Hochschulstandort mit ganzheitlicher Ausstrahlungskraft herausbilden konnte“. Zudem fehle es an Verbindungen zu außeruniversitären Forschungseinrichtungen. Auch im Bereich der technischen Forschungseinrichtungen sieht die Studie deutliche Vorteile in einer Standortbündelung, merkt aber an, dass die Einrichtung eines Zentralinstituts unrealistisch ist. Vorgeschlagen wird daher ein Forschungsverbund, der mit Hochschulen und außeruniversitären Einrichtungen verbunden ist und beispielsweise große Prüf- und Testeinrichtungen betreibt und sie allen Partnern zur Verfügung stellt. Dadurch soll auch die internationale Außendarstellung konzentriert werden [Allnoch et al. 2008].

Gegenstand der Studie ist zudem die Frage, ob die bisher in Deutschland erreichte Technologieführerschaft mit der dezentralen Forschungslandschaft gehalten werden kann. Es wird empfohlen, in sechs Handlungsfeldern tätig zu werden: Diese umfassen Forschung und Lehre, technische Kompetenzen, Normungs- und Gremienarbeit, regionale Entwicklung, die Entwicklung von Kernclustern sowie die internationale Außendarstellung.

Mit dem Blick auf die Statistik des Deutschen Windenergie-Instituts für das Jahr 2008[796] und vor dem Hintergrund des Anfang 2009 in Kraft getretenen neuen EEG sowie der damit verbundenen Planungssicherheit erwarten BWE-Präsident Hermann Albers und der VDMA Power Systems-Geschäftsführer Thorsten Herdan trotz der Finanzkrise auch 2009 wieder ein Wachstum der Windenergiebranche. Abbildung 7-9 verdeutlicht, dass an diesem Wachstum auch in den nächsten Jahren die Onshore-Windkraft den größeren Anteil haben wird. Sie stagniert nicht, sondern wächst laut der Prognose des BEE weiter.

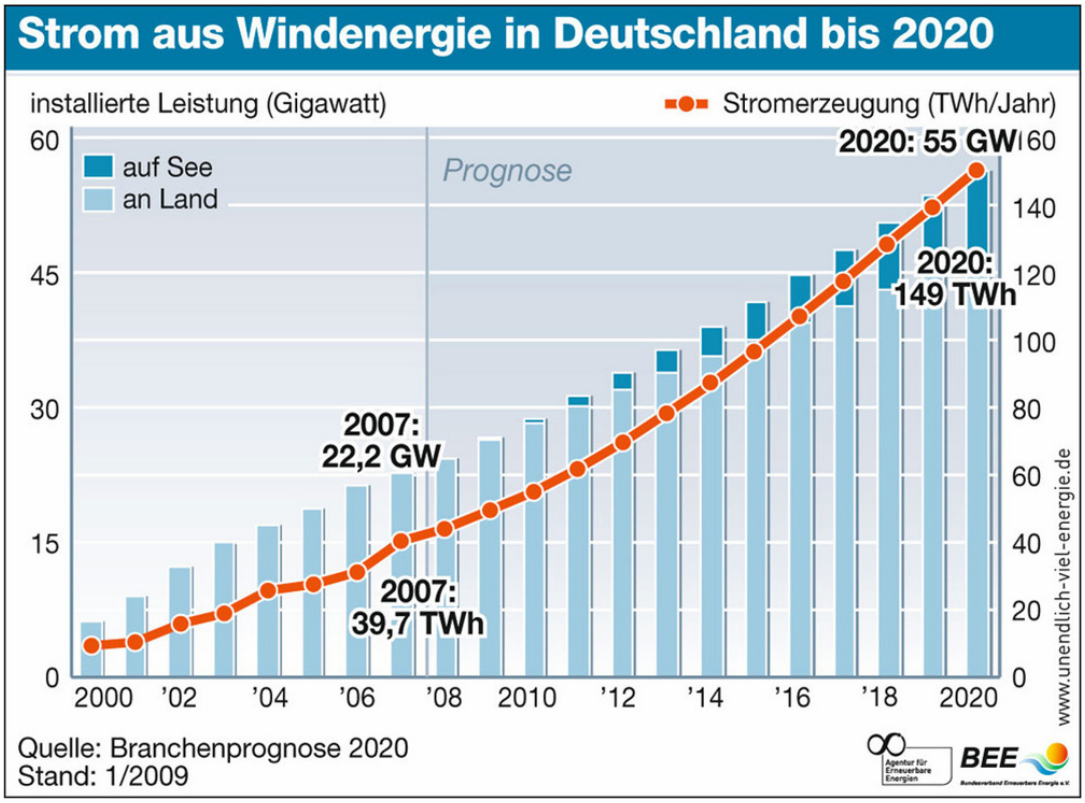


Abbildung 7-9: Prognose für die Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland bis 2020

Aktuelle Erkenntnisse weisen jedoch darauf hin, dass ein Ausbau der Windenergie in Zukunft stark davon abhängen wird, ob eine Transformation des Stromerzeugungssystems insgesamt gelingt. Denn sehr hohe Anteile an erneuerbaren Energiequellen sind damit verknüpft, dass die herkömmliche Grundlaststromerzeugung weitgehend zurückgenommen werden muss. Die verbleibenden fossilen Kondensationskraftwerke stellen dann ausschließlich die

[796] Im Jahr 2008 wurden 866 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 1.665 MW neu installiert. Damit bewegte sich der Zubau in etwa auf dem Vorjahresniveau (2007: 883 WEA, 1.667 MW). Insgesamt waren in Deutschland Ende 2008 20.301 WEA mit einer Gesamtleistung von 23.902 MW installiert.

zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Leistung zur Verfügung [Nitsch 2008]. Auch Energieversorgungsunternehmen thematisieren diese Problematik. E.ON und Électricité de France machten im Mai 2009 in einer Stellungnahme an die britische Regierung deutlich, dass sie hohe Anteile an erneuerbaren Energien für unvereinbar mit dem Neubau kapitalintensiver Grundlastkraftwerke halten und die noch verträgliche Obergrenze bei 25 bis 33 % sehen.

Auf Grund der Wetter- und jahreszeitlich bedingten Änderungen der Windintensität unterliegt das Angebot an Windenergie kurz- und langfristigen Schwankungen. Ohne den Einsatz von Stromspeichern, einen erheblichen Netzausbau und gut regelbaren, schnell startenden Kraftwerken (Gaskraftwerken) ist die Nutzung eines hohen Anteils von Wind- und auch Sonnenenergie in der Elektrizitätsversorgung nicht möglich. Um die Elektrizitätsnachfrage jederzeit vollständig decken zu können, ist eine Kombination von Windparks mit schnellregelbaren Kraftwerks- und Speicherkapazitäten notwendig, um so die Differenz zwischen regenerativer Stromerzeugung und Elektrizitätsnachfrage ausgleichen zu können [SRU 2009].

7.4 Quellen

Literatur

Allnoch, N. (1996): Zur Lage der Windkraftnutzung in Deutschland. Herbstgutachten 1996/1997. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 46, Nr. 10, S. 516-519.

Allnoch, N. (1998): Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland. Herbstgutachten 1997/1998. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 47, Nr. 10, S.660-666.

Allnoch et. al. (Allnoch, N.; Schlusemann, R.; Pochert, O.; Kleinmanns, B.) (2008): Zur Struktur der Windenergieforschung in Deutschland. IWR-Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. Studie im Auftrag des BMU. Münster.

ARGE Eingriffsregelung (1996): Empfehlungen zur Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege beim Ausbau der Windkraftnutzung. In: Natur und Landschaft, Jg. 71., Nr. 9, S. 381-385.

Armbrust et al. (Armbrust, S.; Dörner, H.; Hütter, U.; Knauss, P.; Molly, J. P.) (1976): Nutzung der Windenergie, Teil III. In: Energiequellen für morgen? Nichtnukleare – Nichtfossile Primärenergiequellen. Programmstudie im Auftrag des BMFT. Frankfurt a. M.

Battis, U. & Krieger, H.-J. (1982): Die bauplanungs- und bauordnungsrechtliche Zulässigkeit von Windenergieanlagen im Außenbereich. In: Natur und Recht (NuR), Nr. 4, S. 137-140.

Bauchmüller, M. (2006): Schneller zum Windpark. Süddeutsche Zeitung vom 26.10.2006.

Bechberger et al. (Bechberger, M.; Mez, L.; Sohre, A.) [Hrsg.] (2008): Windenergie im Ländervergleich. Steuerungsimpulse, Akteure und technische Entwicklungen in Deutschland, Dänemark, Spanien und Großbritannien. Frankfurt a. M.

Berchem, A. (2006): Das unterschätzte Gesetz. ZEIT online vom 25.09.2006. http://www.hermes.zeit.de/… (Abruf 13.03.2007).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2001): Windenergienutzung auf See. Positionspapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich vom 07.06.2001.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Hrsg.] (2007): Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland. Berlin.

BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen) (2002): Ausweisung von Eignungsgebieten für Offshore-Windparks gemäß § 3a Seeanlagenverordnung (SeeAnlV). Bonn: unveröffentlicht.

Breuer, W. (1996): Planungsgrundsätze für die Integration der Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege beim Ausbau der Windenergienutzung. In: NNA [Hrsg.]: Standortplanung von Windenergieanlagen unter Berücksichtigung von Naturschutzaspekten, S. 39-45.

Bruns et al. (Bruns, E.; Köppel, J.; Ohlhorst, D.; Schön, S.) (2008): Die Innovationsbiographie der Windenergie. Absichten und Wirkungen von Steuerungsimpulsen. Münster.

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2002): Standarduntersuchungskonzept Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt. Basisaufnahme und Monitoring der Meeresumwelt. 2. Fassung, in Kraft seit 25.02.2002.

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2008): Standard. Baugrunderkundungen für Offshore-Windenergieparks. 1. Fortschreibung. Hamburg und Rostock. http://www.bsh.de/de/... (Abruf 15.09.2009).

BT-Drs. 15/1862 Unterrichtung durch die Bundesregierung. Bericht über die Bestandsaufnahme durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) über den Handlungsbedarf bei der Förderung des Exportes erneuerbarer Energie-Technologien vom 31.10.2003. http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/15/018/1501862.pdf (Abruf 01.10.2009).

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) (1996): Naturschutz und Windenergie. Positionspapier des BUND - Landesverband Niedersachsen e.V. In: NNA [Hrsg.]: Standortplanung von Windenergieanlagen unter Berücksichtigung von Naturschutzaspekten. S. 18-21.

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) [Hrsg.] (2001): Windenergie. BUND-Forderungen für einen natur- und umweltverträglichen Ausbau. Internet-Veröffentlichung. http://www.bund.net/lab/.... (Abruf 21.11.2007).

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) [Hrsg.] (2004): Vögel und Fledermäuse im Konflikt mit der Windenergie. In: Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz, Band 7. Bremen.

BUTENDIEK GmbH & Co. KG [Hrsg.] (o. J.): 20.000 Butendieker gesucht. Beteiligungsangebot, März 2003. OSB Offshore-Bürger-Windpark. www.butendieck.de.

Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. o.O.; http//:www.bundesregierung.de/... (Abruf 26.06.2008).

BWE (Bundesverband WindEnergie e.V) (2005): Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland – Bewertung des Status Quo und Vorschläge für eine zügige Umsetzung. Positionspapier. Berlin.

BWE (Bundesverband WindEnergie e.V.) (2007): Position zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. BWE-Stellungnahme vom 03.09.2007. Berlin.

BWE (Bundesverband WindEnergie e.V.) (2008): Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland 2008. Erhebung des Deutschen Windenergie Institutes (DEWI) im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie und des VDMA. http://www.wind-energie.de/de/statistiken/ (Abruf 15.09.2009).

BWE (Bundesverband WindEnergie e.V.) (o.J.): Statistik Center. Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland. www.wind-energie.de/de/statistiken/ (Abruf 21.01.2008).

Byzio et al. (Byzio, A.; Heine, H.; Mautz, R.; Rosenbaum, W.) (2002): Zwischen Solidarhandeln und Marktorientierung. Ökologische Innovation in selbstorganisierten

Projekten – autofreies Wohnen, Car Sharing und Windenergienutzung. SOFI Soziologisches Forschungsinstitut an der Georg-August-Universität Göttingen.

Byzio et al. (Byzio, A.; Mautz, R.; Rosenbaum, W.) (2005): Energiewende auf schwerer See? Konflikte um die Offshore-Windkraftnutzung. München.

Dahlke, C. (2002): Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen nach der Seeanlagenverordnung. In: Natur und Recht (NuR), Nr. 8, S. 472-479.

Dattke, V. & Sperber, H. H. (1994): Windkraftanlagen und Landschaftsbild. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 26, Nr. 5, S. 179-184.

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2005): Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) durch die Projektsteuerungsgruppe. Berlin.

Deutsche WindGuard GmbH (2005a): Potenzialanalyse „Repowering in Deutschland“. Im Auftrag von: WAB Windenergieagentur Bremerhaven Bremen e.V. Bremerhaven.

Deutsche WindGuard GmbH (2005b): Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Varel.

Schleswig-Holsteinischer Landtag (2002): Antrag der Fraktion der CDU. Stromeinspeisung aus Windenergie. Drs. 15/1859 vom 03.05.2002. http://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl15/drucks/1800/drucksache-15-1859.pdf (Abruf 01.10.2009).

Edler et al. (Edler, D.; Blazejczak, J.; Nathani, C.) (2004): Aktualisierung der Beschäftigtenzahlen im Umweltschutz für das Jahr 2002, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes. DIW. Berlin.

Ender, C. & Molly, J. P. (2004): Versuch der Ermittlung deutscher Wertschöpfung im weltweiten Windenergiemarkt. In: DEWI Magazin, Nr. 25, S. 31-32.

Forschungszentrum Karlsruhe [Hrsg.] (1999): Ein integratives Konzept nachhaltiger Entwicklung. Karlsruhe.

Fritsche, A. (2003): Repowering von Windkraftstandorten. Perspektiven für eine naturschutzverträgliche Nutzung der Windenergie im Küstenraum. Diplomarbeit am Institut für Landschafts- und Umweltplanung der TU Berlin.

Gasch, R. & Twele, J. [Hrsg.] (2005): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Wiesbaden.

Haack, W. (2005): Das Stromnetz – der Flaschenhals des neuen Energiezeitalters. Stadt und Gemeinde, Nr. 1-2, S. 22-23. http://www.nsgb.info/.... (Abruf 15.09.2009).

Hasse, J. & Schwahn, C. (1992): Windenergie und Ästhetik der Landschaft. Ästhetische Landschaftsverträglichkeit von Windenergieanlagen und Windenergieparks (Beispiel Wesermarsch). Gutachten (Teil I im Auftrag des LK Wesermarsch). Bunderhee und Göttingen.

Hau, E. (1996): Windkraftanlagen. Berlin.

Hau, E. (2003): Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin.

Hauff, V. [Hrsg.] (1987): Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtland-Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung. Greven.

Heier, S. (1997): Anschluss von Windkraftanlagen an das öffentliche Netz. In: BWE - Bundesverband Windenergie e.V. [Hrsg.]: Windkraftanlagen 1997 – Marktübersicht. Osnabrück, S. 95-100.

Hemmelskamp, J. (1998): Innovationswirkungen der Umwelt- und Technologiepolitik im Windenergiebereich – ein internationaler Vergleich. Studie des ZEW im Rahmen des Forschungsverbunds „Innovative Wirkungen umweltpolitischer Instrumente“ (FIU) des Bundesministeriums für Bildung, Forschung und Technologie (vervielfältigtes Manuskript). Mannheim.

Hemmelskamp, J. & Jörg, S. (1999): Innovationswirkungen der Umweltpolitik im Windenergiebereich. In: Klemmer, P. [Hrsg.]: Innovationen und Umwelt. Innovative Wirkungen umweltpolitischer Instrumente. Fallstudien zum Anpassungsverhalten in Wirtschaft und Gesellschaft, Band 3, Berlin, S. 81-112.

Heymann, M. (1995): Die Geschichte der Windenergienutzung: 1890-1990. Frankfurt a.M.

Honnef, H. (1932): Windkraftwerke. Braunschweig.

Hoppe-Kilpper, M. (2003): Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik. Technikentwicklung in den 1990er Jahren zwischen Markt und Forschungsförderung. Dissertation, Kassel.

Hoppe-Kilpper et al. (Hoppe-Kilpper, M.; Durstewitz, M.; Kleinkauf, W.; Stump, N.; Windheim, R.) (1997): Stand und Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland – Ergebnisse aus dem Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramm. In: Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 1996/97, S. 141-145.

Hötker et al. (Hötker, H.; Thomsen, K.-M.; Köster, H.) (2004): Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und der Fledermäuse – Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen. Gefördert vom Bundesamt für Naturschutz, im Auftrag des NABU. http://www.download-bibliothek.de/... (Abruf 22.06.2005).

ISET (Institut für Solare Energieversorgungstechnik) [Hrsg.] (2006): Windenergie in Deutschland von der Vision zur Realität. Ausgewählte Ergebnisse aus dem wissenschaftlichen Begleitprogramm WMEP zum Breitentest „250 MW Wind“. Kassel.

ISUSI (Institute for Sustainable Solutions and Innovations) (2005): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland. Endbericht. www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/.. (Abruf 15.03.2008).

Kleinschmidt et al. (Kleinschmidt, V.; Schauerte-Lüke, N.; Bergmann, R.) (1994): Rahmenkonzept für Windkraftanlagen und -parks im Binnenland. In: Natur und Landschaft, Jg. 69, Nr. 1, S. 9-18.

Klöppel, D. & Krause, C. L. (1996): Windkraftparks in der Erholungslandschaft. Standortprobleme unter dem Aspekt von Landschaftsbild und Erholungsqualität. Naturschutz und Freizeitgesellschaft, Band 2. Sankt Augustin.

KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2003): Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts-und Erdgasbinnenmarktes (aktualisierter Bericht unter Einbezug der Beitrittsländer) vom 07.04.2003. SEK/2002/1038. Brüssel.

Köpke, R. (2004): Repowering im Kriechgang. In: Neue Energie, Nr. 4 http://www.neueenergie.net/index.php?id=710. (Abruf 05.04.2007).

Köpke, R. (2005a): Repowering vorerst ohne Impulse. In: Energie & Management, Nr. 6, S. 12.

Köpke, R. (2005b): „Klein, aber nicht chancenlos“. Energie & Management, 15.04.2005, S. 16.

Köppel et al. (Köppel, J.; Bruns, E.; Langenheld, A.; Peters, W.; Wende, W.; Kraetzschmer, D.) (2002): Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), FFH-Verträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung (SUP) für Offshore Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der deutschen Nord- und Ostsee. Ökologische Begleitforschung zur Offshore-Windenergienutzung. Fachtagung des BMU und des Projektträgers Jülich. Bremerhaven 28.-29.05.2002. Tagungsband. Herausgegeben vom PTJ.

Kruppa, I. (2007): Steuerung der Offshore-Windenergienutzung vor dem Hintergrund der Umweltziele Klima- und Meeresumweltschutz. Dissertation an der Fakultät VI - Planen Bauen Umwelt - der Technischen Universität Berlin.

Kuxenko, M. (2003): Der Gesetzeszweck einer umweltverträglichen Energieversorgung im Planfeststellungsverfahren für Energieleitungen. In: Natur und Recht (NuR), Nr. 6, S. 332-339.

Maslaton, M. & Kupke, D. (2005): Rechtliche Rahmenbedingungen des Repowerings von Windenergieanlagen. Leipzig.

Mautz, R. & Byzio, A. (2004): Der Einstieg in die Offshore-Windkraftnutzung als Prüfstein der Energiewende – Konfliktthemen und Konfliktdynamiken. In: SOFI-Mitteilungen, Nr. 32, S. 111-127.

Mautz, R. & Byzio, A. (2005): Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Fotovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie. DFG-Projekt RO 465/8-1: Soziale Dynamik der Energiewende. Zwischenbericht. SOFI (Soziologisches Forschungsinstitut) Göttingen [Hrsg.]. Göttingen. http://www.sofi-goettingen.de/... (Abruf 29.05.2008).

Mielke, B. (1995): Räumliche Steuerung von Windenergieanlagen. ILS (Institut für Landes- und Stadtentwicklungsforschung des Landes Nordrhein-Westfalen) [Hrsg.] – ILS-Schriften, Nr. 100. Dortmund.

MLUR (Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg) (2003): Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg. http://www.brandenburg.de/cms/.... (Abruf 05.09.2005).

Molly, J.P. (2009): Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2009. DEWI GmbH. o. O. http://www.wind-energie.de/... (Abruf 09.09.2009).

Molly et al. (Molly, J.P; Schott, T.; Schmidt-Küster, W.-J.; Tegen, W.) (1988): Perspektiven der Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Strategiestudie. Herausgegeben von der Fördergesellschaft Windenergie e.V. Kiel.

Monstadt, J. (2004): Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess. Dissertation. Berlin.

Nagel, B. (2001): Ökostrom darf durch Mindestpreise gefördert werden – Zur Entscheidung des EuGH in Sachen Preußen-Elektra AG/Schleswag AG. In: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Nr. 4, S. 263-265.

Neumann, T. (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz. In: DEWI Magazin. Jg. 19, S. 7-13.

Neumann et al. (Neumann, T.; Ender, C.; Molly, J.-P. u. a.) (2002): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 1 und 2, Untersuchung im Rahmen des F&E Vorhabens 99946101 im Auftrag des BMU. Deutsches Windenergie-Institut. Wilhelmshaven.

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Zusammenfassung. Im Auftrag des BMU. http://www.bmu.de/files/... (Abruf 15.07.2009).

Nohl, W. (1993): Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe. Materialien für die naturschutzfachliche Bewertung und Kompensationsermittlung. Gutachten im Auftrag des MURL Nordrhein-Westfalen. Werkstatt für Landschafts- und Freiraumentwicklung. Kirchheim b. München.

Ohlhorst, D. (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale. Dissertation. Wiesbaden.

Ohlhorst et al. (Ohlhorst, D.; Bruns, E.; Schön, S.; Köppel, J.) (2008): Windenergienutzung in Deutschland – eine Erfolgsstory. In: Bechberger, M.; Mez, L.; Sohre, A. [Hrsg.]: Windenergie im Ländervergleich. Steuerungsimpulse, Akteure und technische Entwicklung in Deutschland, Dänemark, Spanien und Großbritannien. Berlin u.a.

Portman et al. (Portman, M. E.; Duff, J. A.; Köppel, J.; Reisert, J.; Higgins, M. E.) (2009): Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US. In: Energy Policy, 37 (9), S. 3596-3607.

Püstow, K. (2005): Abteilungsleiter Landesplanung im Innenministerium des Landes Schleswig Holstein. Vortrag zu Perspektiven der Windenergienutzung in Schleswig-Holstein. Husumer Windtage.

Ramesohl et al. (Ramesohl, S.; Kristof, K.; Fischedick, M.; Thomas, S.; Irrek, W.) (2002): Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten. Eine Kurzanalyse der Rolle und Entwicklungsperspektiven neuer dezentraler Energietechnologien und der Wechselwirkungen zwischen technischem Fortschritt und den Akteursstrukturen in

den Strom- und Gasmärkten. Kurzexpertise für die Monopolkommission. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, April 2002. Wuppertal.

Rave, K. (1992): Windenergie in Schleswig-Holstein. In: Altner et al. (Altner, G.; Leitschuh, H.; Michelsen, G.; Simonis, U.E.; von Weizsäcker, E.U.) [Hrsg.]: Jahrbuch Ökologie. München, S. 352-356.

Rehfeld et al. (Rehfeld, K.; Gerdes, G.; Schreiber, M.) (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1, F+E-Vorhaben 99946101 im Auftrag des BMU. 3. Zwischenbericht, April 2001. http://www.erneuerbare-energien.de/... (Abruf 15.09.2009).

Reichenbach, M. (2004): Nur die Einzelfall-Betrachtung hilft weiter. Auswirkungen von Windenergieanlagen auf Vögel – was wissen wir heute? In: Erneuerbare Energien, Nr. 3, S. 32-34.

Reshöft, J. & Sellmann, Ch. (2009): Die Novelle des EEG – Neue Wege auf bewährten Pfaden (Teil 1). In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 59, Nr. 3, S. 139-145.

Rohwer, B. (2004): Die Zukunft der Windenergie in Schleswig-Holstein. Rede am 29.01.2004 in Schleswig.

Saretzki, T. (2001): Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland 1949-1999. Ein Politikfeld zwischen Wirtschafts-, Technologie- und Umweltpolitik. In: Willems U. [Hrsg.]: Demokratie und Politik in der Bundesrepublik Deutschland 1949-1999. Opladen, S. 195-221.

Schlaich et al. (Schlaich, J.; Bergermann, R.; Seidel, J.; Weischede, D.; Friedrich, K.; Schiel, W.) (1989): Aufwindkraftwerke – Technische Auslegung, Betriebserfahrung und Entwicklungspotential. Stuttgart.

Schlegel, S. (2005): Innovationsbiographie Windenergie. Eine Analyse des deutschen Windenergiebooms seit 1990. Diplomarbeit am Institut für Landschafts- und Umweltplanung der TU Berlin.

SPD / Bündnis90/Die GRÜNEN (1998): Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert. Koalitionsvereinbarung zwischen der sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis90/ Die GRÜNEN vom 20.10.1998. Bonn.

Sprötge et al. (Sprötge, M.; Sinnig, F.; Reichenbach, M.) (2004): Zum naturschutzfachlichen Umgang mit Vögeln und Fledermäusen in der Windenergieplanung. In: BUND [Hrsg.]: Vögel und Fledermäuse im Konflikt mit der Windenergie. Bremen, S. 281-290.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (1994): Umweltgutachten 1994 – für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung. Berlin.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009): Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier. Berlin.

Staiß, F. (2003): Jahrbuch erneuerbare Energien 2002/2003. Radebeul.

Stier, B. (1999): Staat und Strom: die politische Steuerung des Elektrizitätssystems in Deutschland 1890-1950. Ubstadt-Weiher.

Tacke, F. (2004): Windenergie – Die Herausforderung. Gestern, Heute, Morgen. Frankfurt a. Main.

Twele, J. (2005): Innovationsbiographie der Windenergie aus technisch-ökonomischer Sicht. Unveröffentlichtes Manuskript im Rahmen des Forschungsprojektes „Die Innovationsbiographie der Windenergie“. Berlin.

Vilbusch, U. (1997): Windenergienutzung in Regelwerken des Naturschutzes in den Bundesländern – Eingriffsregelung, Ausschlussgebiete, Abstände und Rückbau. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 29, Nr. 7, S. 197-202.

Voigt, W. (2006): Windenergie in Schleswig-Holstein – eine Erfolgsgeschichte. In: Altner et al. (Altner, G.; Leitschuh, H.; Michelsen, G.; Simonis, U.E.; von Weizsäcker, E.U.) [Hrsg.]: Jahrbuch Ökologie 2007. München.

Waldermann, A. (2007): Ökobranche begräbt Hoffnung auf Meeres-Windparks. http://www.spiegel.de/wirtschaft/... (Abruf 01.05.2007).

Waller, G. (o. J.): Zur Geschichte der Windenergie. Ringvorlesung. Fachbereich Informatik und Elektrotechnik der Fachhochschule Kiel, Institut für Physik und Allgemeine Elektrotechnik.

Weinhold, N. (2008): Von Alltagsriesen und Traumgiganten. In: neue energie, Nr. 4, www.neueenergie.net/...(Abruf 01.10.2009).

Weinhold, N. (2009): Blaue Stunde. In: neue energie, Nr. 2, S. 50-55.

Welke, M. & Nick-Leptin, J. (2005): Bei der Windenergieforschung liegt Offshore vorn. In: DEWI Magazin, Nr. 27, S. 5-9.

Wolf, M. (2003): Wirtschaftsfaktor Offshore-Windenergie. Parlamentarische Staatssekretärin. Rede am 16.04.2003 in der Landesvertretung Sachsen-Anhalt. Typoskript.

Wustlich, G. (2007): Das Recht der Windenergie im Wandel - Teil 1: Windenergie an Land. In: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Nr. 1, S. 16-24.

Zucco, C. & Merck, T. (2004): Ökologische Effekte von Offshore-Windkraftanlagen. Eine Übersicht zur aktuellen Kenntnislage. Stand März 2004. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 36, Nr. 9, S. 261-269.

ZSW et al. (ZSW, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg/ DIW, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung/ DLR, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt/ GWS, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung, Osnabrück) (2006): Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels – Kurzfassung. Studie im Auftrag des BMU. http://www.Erneuerbare-energien.de/... (Abruf 15.09.2009).

Interviews und mündliche Mitteilungen

Ahmels [2009, mdl.]: Mündliche Mitteilung von Peter Ahmels anlässlich des Workshops „Die Steuerung von Innovationsprozessen – Ergebnisse der Analyse von Innovationsbiographien ausgewählter EE-Technologien zur Stromerzeugung“ am 25. März 2009 im BMU.

Kegel [2005, mdl.]: Interview mit Ulrich Kegel, Leiter der Abteilung Regionalplanung im Zweckverband Großraum Braunschweig, am 16.09.2005.

Lönker [2006, mdl.]: Interview mit Oliver Lönker, Redakteur der Zeitschrift „neue energie. Das Magazin für Erneuerbare Energien“, am 09.03.2006.

Molly [2005, mdl.] Interview mit Jens Peter Molly, Leiter des Deutschen Windenergie-Instituts, am 11.10.2005.

v. Nicolai [2005, mdl.]: Interview mit H. v. Nicolai, Referatsleiter im Ministerium für Arbeit, Bauen und Landesplanung Mecklenburg-Vorpommern, Abt. 4 Raumordnung und Landesplanung, am 28.09.2005.

Schiel [2005, mdl.]: Interview mit Johannes Schiel, Mitarbeiter des Verbandes Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), am 06.09.2005.

Seidler [2005, mdl.]: Interview mit Dieter Seidler, Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz Brandenburg, Ref. 53, am 07.07.2005.

Thom [2005, mdl.]: Interview mit Siegfried Thom, Zweckverband Großraum Braunschweig, Abteilung Regionalplanung, am 16.09.2005.

Twele [2005, mdl.]: Auskünfte und Kommentierungen im Rahmen einer Projekt-zusammenarbeit zur Innovationsbiographie der Windenergie.

Vahrenholt [2005, mdl.]: Interview mit Dr. Fritz Vahrenholt Geschäftsführer Repower-Systems, am 02.09.2005.

Voigt [2005 mdl.]: Interview mit Wilfried Voigt, ehem. Staatssekretär im Umwelt-ministerium des Landes Schleswig-Holstein, am 22.9.2005.

8 Innovationsbedingungen der Wasserkraftnutzung zur Stromgewinnung

8.1 Vorbemerkungen

Von den erneuerbaren Energien wird die Wasserkraft mit über 120 Jahren am längsten zur Stromerzeugung genutzt. Sie war zu Beginn der Stromerzeugung neben der Dampfmaschine die bedeutendste Kraftquelle. In der Vergangenheit leistete die Wasserkraft in Deutschland mit einigen Großkraftwerken (Leistung mehrere MW) und einer Vielzahl kleiner und mittlerer Anlagen (Leistung einige kW bis wenige MW) den größten Beitrag zur Stromversorgung aus erneuerbaren Energien. Mittlerweile (Stand 2008) wurde sie von der Windkraft überholt und steht nunmehr an zweiter Stelle. Der Blick auf die Innovationsbiographie der Wasserkraftnutzung ist vom heutigen Standpunkt aus betrachtet eher ein historischer, denn die Entwicklung der Turbinentechnologie aus dem Wasserrad hatte nach Giesecke & Mosonyi [2005, 4] bereits in der Neuzeit ihren Anfang genommen. In der Zeit der industriellen Revolution waren Techniken verfügbar, mit denen die Energie des über einem Nutzungsstandort liegenden Wassers u. a. durch die Nutzung des Staudrucks[797] nutzbar gemacht werden konnte.

Zu Beginn des Betrachtungszeitraums waren die einzelnen Komponenten der Wasserkrafttechnologie – von den wasserbaulichen Anlagen, Fassungen und Rohrleitungssystemen bis hin zu Generatoren und Transformatoren und Regelungsmodellen – bereits weitgehend entwickelt und befanden sich in der praktischen Anwendung.

Der Prozess der Wasserkraftnutzung in Deutschland wurde in drei Phasen eingeteilt (vgl. Abbildung 8-1), die in Kapitel 8.3 näher erläutert werden.

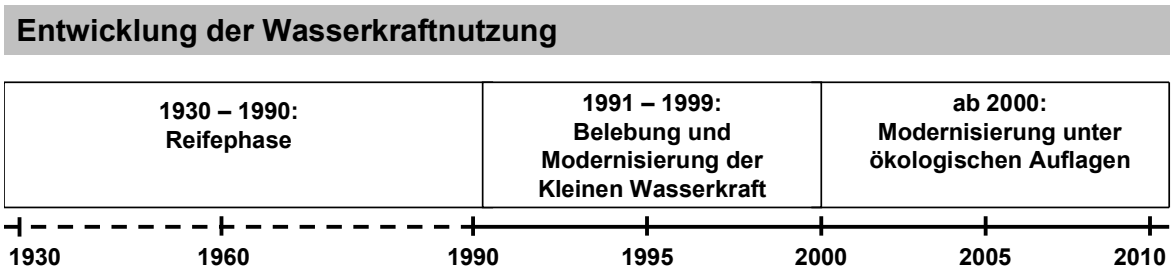


Abbildung 8-1: Phasen der Entwicklung der Wasserkraftnutzung in Deutschland

Die Dynamik des Innovationsprozesses war angesichts der traditionell weiten Verbreitung der Kleinen Wasserkraft[798] und des bereits in den 1960er Jahren fortgeschrittenen Reifungsgrades der Wasserkrafttechnologien im Vergleich zu anderen Sparten deutlich geringer. Dies

[797] Zunächst mit Hilfe von Nieder- und Mitteldruckkraftwerken, ab 1827 (Fourneyron-Turbine) auch mit Hochdruck-Wasserkraftwerken.

[798] In Deutschland zählen Anlagen mit Leistungen bis zu 1 MW zur Kleinen Wasserkraft, Anlagen mit > 1 MW zur Großen Wasserkraft (vgl. Technikglossar).

spiegelt sich auch in der vergleichsweise geringen Zahl der zu differenzierenden Phasen wider.

8.2 Wasserkraftnutzung in der Pionierphase (vor 1930)

Die Phase vor 1930 bezeichnen wir als Pionierphase. Sie liegt außerhalb des eigentlichen Betrachtungszeitraums und ist daher nicht in Abbildung 8-1 dargestellt. Der Vorlauf ist jedoch für das Verständnis des Entwicklungsverlaufs, der hier bereits mit der Reifephase einsetzt, von Bedeutung. Die Pionierphase fällt mit der ersten Elektrifizierung zusammen. Wesentliche Technologieentwicklungen und Pilotanwendungen von Turbinentechnologien, Stromwandlungstechnologien und Anlagenbau leiteten die „moderne Wasserkraftverstromung" ein und lösten die Vorphase der vorwiegend mechanisch genutzten traditionellen Wasserkraft ab.[799] In Deutschland wurde zu dieser Zeit – nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Weltwirtschaftskrise – zunehmend erkannt, dass man elektrischen Strom für die Industrialisierung brauchte.

Turbinentechnologie

Das Prinzip der Wasserturbine[800] zur energetischen Nutzung der Wasserkraft war in dieser Phase bereits knapp 100 Jahre alt. Die wesentlichen Entwicklungsschritte für die Entwicklung von Turbinentypen[801] waren bereits im vorigen Jahrhundert erfolgt.

Die zu den Überdruckturbinen gehörende Fourneyron-Turbine wurde bereits in den 1830er Jahren entwickelt. Es handelte sich um eine Propellerturbine mit innenliegendem Laufwerk, durch die das Wasser radial von innen nach außen strömte. Die von Fourneyron entwickelte Turbine hatte bereits einen Wirkungsgrad von etwa 80 %. Die erste Fourneyron-Turbine wurde ab 1835 in St. Blasien im Schwarzwald eingesetzt und leistete rund 4,5 kW. Sie bildet den Ausgangspunkt für bis heute angewandte Weiterentwicklungen.

Der angloamerikanische Ingenieur James B. Francis entwickelte die Fourneyron-Turbine weiter. 1849 entstand die Francis-Turbine. Sie erzielte einen Wirkungsgrad von etwa 90 %.

Die Firma Voith (Heidenheim) lieferte 1873 die erste Francis-Turbine in Deutschland für die Weberei C.F. Ploucquet in Heidenheim. Hervorgegangen aus einer Maschinenfabrik zur Herstellung von Papiermühlen, hatte Friedrich Voith die bahnbrechenden Eigenschaften dieser ursprünglich amerikanischen Erfindung erkannt und verbesserte sie, indem er u. a. bewegliche Leitschaufeln zur Regulierung der Turbine einsetzte. 1893 nahm die Firma auch den Bau von Freistrahlturbinen auf. 1902 erhielt die Firma den Auftrag zum Bau der damals größten Turbinen der Welt – 12 Francis-Turbinen mit je 12.000 PS für die Kraftwerke an den Niagarafällen (USA/Kanada). Zum Zeitpunkt des insgesamt 50-jährigen Bestehens der Firma im Jahr 1917 hatte das Unternehmen bereits 6.000 Wasserturbinen gebaut.

---

[799] Heimerl [2009, mdl.] bezeichnet diesen Prozess mit „Weg von der klappernden Mühle – hin zum Technikbauwerk".

[800] Die Bezeichnung „Turbine" (nach dem lateinischen Wort „turbo", Wirbel) wurde 1824 im Rahmen eines öffentlichen Wettbewerbs der Societé d'Encouragement pour l'Industrie Nationale gefunden (vgl. Technikglossar).

[801] Erläuterungen zu den Turbinentypen vgl. Technikglossar, Stichwort „Wasserturbinen".

Die Francis-Turbine ist der heute am weitesten verbreitete Turbinentyp. Sie wird v. a. in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken[802] bei Fallhöhen zwischen 50 bis 800 m und großen Wassermengen eingesetzt.

1910 entwickelte wiederum der Österreicher Prof. Victor Kaplan (1876 bis 1934) die Propellerturbine fort. Die Kaplan-Turbine erreicht einen höheren Wirkungsgrad durch verstellbare Leitschaufeln. Ihr Einsatzbereich sind Flusskraftwerke mit kleinen bis mittleren Fallhöhen. Die erste Kaplanturbine wurde 1919 in einer Textilfabrik in Velm/Österreich installiert. Bei einer Fallhöhe von nur 2,3 m erzielte sie bereits 19 kW Leistung.[803] Ab 1922 baute das Unternehmen Voith eine erste Kaplan-Turbine im Leistungsbereich von 1.100 PS.

Bereits um 1900 entstanden frühe Formen der Durchströmturbine, u. a. durch den Australier Anthony Michell (Patent 1903), den Ungarn Donát Bánki und den Deutschen Fritz Ossberger (Patent 1922). Ossberger-Turbinen, noch heute hergestellt, werden vor allem in Kleinkraftwerken für Fabriken und kleine Gemeinden eingesetzt. Eine Einzelturbine kann bis zu 1.000 kW leisten.

Die Pelton-Turbine, die zu den Durchströmturbinen gehört, geht auf den Bergbauingenieur Lester A. Pelton (1829 bis 1908) zurück, der sich um 1870 mit dem Bau von Wasserrädern beschäftigte. Als ein Wasserstrahl zufällig nur den äußeren Teil der gekrümmten Schaufeln des Rades traf, nahm dessen Geschwindigkeit daraufhin derart zu, dass es in Stücke flog. Nach vielen Versuchen entstand eine Schaufel aus zwei flachen Schalen, die in der Mitte der Laufschaufel zusammengefügt sind – das Peltonrad. 1882 galt als das Jahr, in dem erstmals US-Ingenieure in einem Stauwerk in Wisconsin eine dieser „Freistrahl-Turbinen“ mit einem Generator gekoppelt haben.

Die Pelton-Turbine wird in der weiterentwickelten und modernisierten Form heute in Kraftwerken mit Fallhöhen zwischen 200 und 2.000 m und geringen Wassermengen eingesetzt. Die Pelton-Turbine ist bis heute der typische Turbinentyp für Kraftwerke im Hochgebirge.

Für große Leistungsbereiche wird die im Jahre 1919 von Leroy Harza entwickelte Außenkranz-Generatorturbine (Harza-Turbine) eingesetzt. Ausgehend von diesem Prototyp installierte das Schweizer Unternehmen Escher Wyss AG zwischen 1937 und 1950 insgesamt 73 Turbinen dieses Typs in Kraftwerken an Iller, Lech und Saalach. Eine Renaissance erfuhr die Harza-Turbine ab 1980, als die Firma Escher Wyss im belgischen Ardenne drei, und in Lixhe sogar vier weiterentwickelte Typen von jeweils 5,5 MW an das öffentliche Netz anschloss. 1982 folgten zwei weitere Turbinen mit jeweils 8 MW im österreichischen Weinzödl. Besonders interessant ist dieses Turbinenkonzept, weil es auch in einer Pilotanlage eines kanadischen Gezeitenkraftwerks installiert werden soll.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Turbinentechnologie bereits zu Beginn der 1960er Jahre weitgehend ausgereift war.

---

[802] Vgl. Technikglossar

[803] In den 1940er Jahren wurde in Deutschland eine interessante Abwandlung der Kaplan-Turbine entwickelt. Diese bestand aus einer konventionellen Kaplan-Turbine, der in einer stromlinienförmigen Ummantelung ein Generator nachgeschaltet war. Beide Einheiten wurden horizontal in waagrechte Stollen des Kraftwerks eingebaut.

Wasserkraftwerke

Die Nutzung der Wasserkraft konzentrierte sich in den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Dort entwickelten sich gegen Ende des 19. Jahrhunderts die ersten „Elektrizitätswerke“. Betreiber waren Handwerks- und Industrieunternehmen, Kommunen sowie regionale Energieversorger. Daneben gab es z. B. in Bayern über 10.000 Kleinst-Wasserkraftanlagen (mittlere Leistung 14 kW pro Anlage), die überwiegend von Landwirten und Kleinhandwerkern betrieben wurden. Das erste Wasserkraft-Elektrizitätswerk Bayerns baute 1884 Oskar von Miller in Schöngeising.Anfang des 20. Jahrhunderts wurden neben den konventionellen Niederdruck-Laufkraftwerken erstmals Speicherkraftwerke gebaut. Ein bekanntes Beispiel ist das Walchenseekraftwerk, das 1924 in Kochel am See (nahe Walchensee) in Betrieb genommen wurde. Das Hochdruck-Speicherkraftwerk ist mit einer installierten Leistung von 124 MW bis heute eines der größten seiner Art in Deutschland.[804] Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs ließ die Wiederaufbauphase die Nachfrage nach Elektrizität sprunghaft ansteigen und löste einen weiteren Zubau an stromliefernden Wasserkraftwerken aus. In der Schweiz war das Potenzial[805] bereits 1960 so weit ausgeschöpft, dass es dort keine geeigneten Standorte für große Wasserkraftwerke[806] mehr gab.[807]

[804] Es gehört heute der E.ON Wasserkraft GmbH in Landshut.

[805] Vgl. Technikglossar

[806] Vgl. Technikglossar

[807] Vgl. http://www.poweron.ch/de/geschichte/... (Abruf 04.08.2009)

8.3 Phasenbezogene Analyse des Innovationsverlaufs

8.3.1 Phase 1: Reifephase der Wasserkraft (1930 bis 1990)

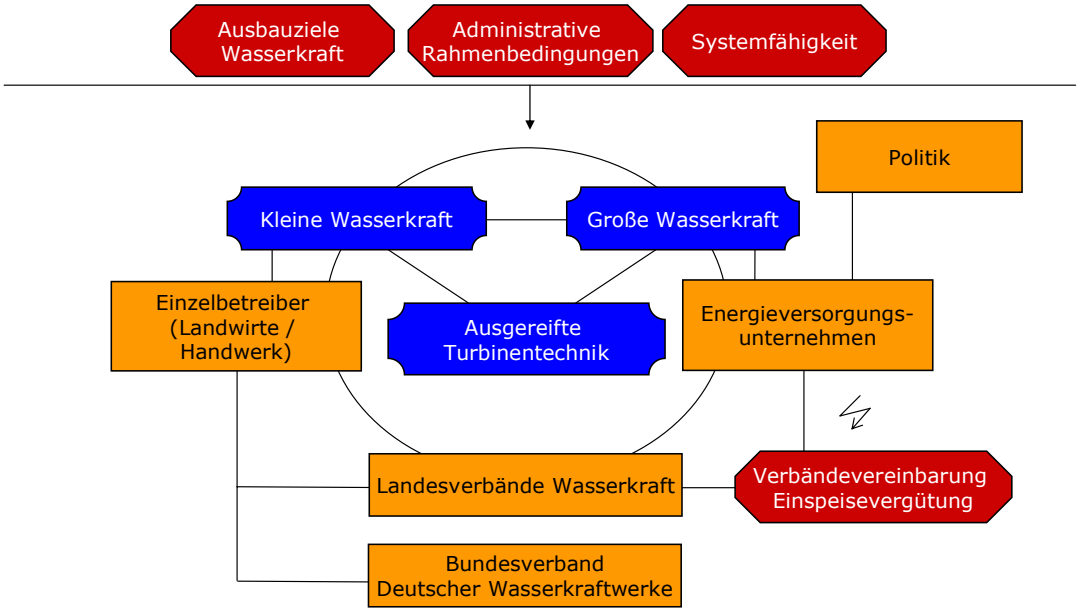


Abbildung 8-2: Konstellation Phase 1: Reifephase 1930 bis 1990

8.3.1.1 Charakteristika der Konstellation

Die Konstellation war durch die Anwendung der in den jeweiligen Einsatzbereichen – Große bzw. Kleine Wasserkraft[808] – bereits weitgehend ausgereiften Turbinentechnik charakterisiert. Diese Einsatzbereiche unterschieden sich durch die eingesetzten Anlagendimensionen und –leistungen. Zum damaligen Zeitpunkt betrieben die damals noch stark regionalisierten Energieversorgungsunternehmen Wasserkraftwerke sowohl im großen als auch im kleinen Leistungsbereich. Wasserkraftwerke galten nicht nur als stromwirtschaftlich kompatibel. Insbesondere als Pump-Speicherkraftwerke erbrachten sie wichtige Ausgleichsleistungen und sorgten für eine Regelfähigkeit im Verbundnetz. Im Zusammenhang mit der fortschreitenden Industrialisierung der Flusstäler war ihr Einsatz zur Stromerzeugung in dieser Phase nicht umstritten. Sichtbares Zeichen hierfür war die

[808] Vgl. Technikglossar

Konzeption der Wasserkraftwerke als hoch aufragende, weithin sichtbare Industriebauwerke.[809]

Zwischen privaten Wasserkraftwerksbetreibern auf der einen, und den Energieversorgungsunternehmen auf der anderen Seite bestand hingegen ein grundlegender Interessenskonflikt. Die Energieversorgungsunternehmen standen den kleinen Wasserkraftwerksbetreibern (Einspeisern) als Netzbetreiber gegenüber und „diktierten" den Strompreis. Es bedurfte der Unterstützung der jeweiligen Landesverbände, um sich eine vertragliche Absicherung der Einspeisevergütung auf der Grundlage der Verbändevereinbarung zu erkämpfen und den Energieversorgern damit eine adäquate Vergütung abzutrotzen.

8.3.1.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Ausbauziele Wasserkraft

Die Förderung bzw. der Ausbau der Wasserkraft war noch in der Nachkriegsphase eine politisch konsensfähige Zielsetzung. Einzelne Maßnahmen wie z. B. die im so genannten Mühlengesetz 1957 verankerte Zahlung von Stilllegungsprämien für Kleinbetriebe auf den „Abbau überschüssiger Mühlenkapazitäten" [BT-Drs. 11/5025, 7/8] sollten dazu beitragen, Standorte für neue Wasserkraftwerke an den Gewässern freizumachen.[810] Denn bereits in den 1960er Jahren zeichnete sich ab, dass geeignete Standorte für Wasserkraftwerke knapp werden würden.

Mit der Ölkrise in den 1970er Jahren wurde dem Ausbau der Wasserkraftnutzung auch auf politischer Ebene mehr Nachdruck verliehen [BT-Drs. 8/3468]. Jedoch waren die von den Energieversorgern gezahlten Vergütungen zum damaligen Zeitpunkt mit ca. 8 Pfg/kWh so niedrig, dass sie – zumindest für die Kleine Wasserkraft – kaum einen Anreiz für einen weiteren Ausbau boten [ebda.].

Auf der Grundlage der in den 1980er Jahren erstellten Potenzialstudien forderten die politischen Parteien einen weiteren Ausbau der Wasserkraftnutzung als umweltfreundliche Alternative [BT-Drs. 11/5025]. Das wirtschaftlich-technische Potenzial der Wasserkraft wurde allerdings unterschiedlich eingeschätzt. Zum Beispiel versprachen die Ergebnisse der KfA Jülich von 1982 mit rund 33 Mrd. kWh erhebliche Ausbau- bzw. Steigerungsreserven. Offenbar waren hier rechtliche, technische und wirtschaftliche Restriktionen nur begrenzt einbezogen worden. Eine Studie des DIW/ISI[811] [1984] kam dagegen nur auf ein technisch-wirtschaftlich nutzbares Potenzial der Wasserkraft von rd. 21,3 - 22,5 TWh. Nach Auffassung

---

[809] Heimerl [2009, mdl.] nennt das 1896 errichtete Wasserkraftwerk Rheinfelden als typisches Beispiel für diese Zeit. In den 1970er Jahren hatte sich das Bewusstsein und damit der Gestus der Wasserkraftwerke geändert: Unter dem Einfluss des sich verstärkenden Umweltbewusstseins wurde z. B. das Wasserkraftwerk Säckingen in Flachbauweise, als tief gedrungenes Bauwerk konzipiert. Wasserkraft war zur der Zeit schon nicht mehr eindeutig positiv besetzt [ebda.].

[810] Vornehmlich sollten Säge- und Wassermühlen geschlossen werden, da deren Umbau zu Kraftwerken nicht wirtschaftlich war. Allerdings ist nicht bekannt, in welchem Umfang dies tatsächlich geschah.

[811] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

der Bundesregierung war dieses Potenzial Anfang der 1980er Jahre bereits nahezu ausgeschöpft [BT-Drs. 11/5025, 1]. Da beim Ausbau der Wasserkraftnutzung ökologische Belange grundsätzlich gewahrt werden sollten, stellte die Bundesregierung 1989 schließlich fest, dass der Erschließung des noch ausschöpfbaren Rest-Potenzials häufig Natur- und Umweltschutzgründe entgegenstanden [BT-Drs. 11/5025]. Diese bildeten eine wesentliche Restriktion für das Erreichen höherer Ausbauziele. Bereits frühzeitig zeichnete sich damit eine „Deckelwirkung" durch konkurrierende Ziele des Gewässerschutzes ab.

Rechtliche Rahmenbedingungen

1957 trat das erste Wasserhaushaltsgesetz (WHG[812]) in Kraft. Es beinhaltete Regelungen zur wasserrechtlichen Zulassung neuer Wasserkraftwerke, insbesondere wenn der Bau mit einem Aufstauen des Gewässers verbunden war. Der Großteil der in Betrieb befindlichen Anlagen war nach Heimerl [2009, mdl.] aber bereits in den 1920er und 1930er Jahren für einen Zeitraum von bis zu 80 Jahren – d. h. für einen sehr langen Zeitraum – genehmigt worden.

Entsprechend der föderalen Struktur (WHG als Rahmengesetz; weitere wasserrechtliche Vorschriften in den Landeswassergesetzen) gestalteten die Länder die Anforderungen an das Genehmigungsverfahren – je nach Einschätzung der zumutbaren Belastungen für Wasserkraftbetreiber – im Zuge der Ausfüllung des Rahmenrechtes unterschiedlich aus.

In den 1970er Jahren führte die einsetzende Umweltgesetzgebung zu höheren Anforderungen hinsichtlich der Beachtung der Belange des Natur- und Umweltschutzes. Zum Beispiel mussten ab 1976 entsprechend den Bestimmungen des Bundesnaturschutzgesetzes auch die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes explizit in die wasserhaushaltsrechtlichen Abwägungsentscheidung einbezogen werden. Betreiber waren nach der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung verpflichtet, ökologische Beeinträchtigungen am Gewässer zu kompensieren.[813] Diese naturschutzrechtlichen Anforderungen verursachten zusätzliche Kosten für die Betreiber. Ob bzw. in welchem Umfang der Bau von Wasserkraftwerken durch naturschutzrechtliche Schutzbestimmungen beeinflusst wurde, ist nicht bezifferbar.

Die 1986 in Kraft getretene 5. Novelle des Wasserhaushaltsgesetzes, die eine Vereinfachung[814] der wasserrechtlichen Zulassung [BT-Drs. 11/5025, 5] beinhaltete, wirkte sich bei der Einholung auslaufender Genehmigungen positiv aus. Die Betreiber mussten anstelle von vier nun nur noch *eine* Bewilligung für alle Gewässernutzungstatbestände erwirken.

Zum Ende der 1980er Jahre konkretisierten sich im Zuge der Implementierung der Umweltverträglichkeits-Richtlinie (UVP-RL) der EU in nationales Recht die Anforderungen zur Umweltverträglichkeitsprüfung von Wasserkraftanlagen. Das in Deutschland 1990 schließlich

---

[812] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[813] In der Regel ist ein „Landschaftspflegerischer Begleitplan" zu erstellen, der Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen enthält [Klinski 2005, 78].

[814] Durch den § 8 Abs. 2 WHG angefügten Satz 3 wurde die unterschiedliche rechtliche Behandlung der Gewässernutzungstatbestände aufgehoben. Bei einem Ausleitungskraftwerk wären vier Benutzungstatbestände erfüllt, nämlich Aufstauen, Ableiten, Absenken und Einleiten, die separat zu prüfen und zu genehmigen wären.

verabschiedete UVP-Gesetz[815] sah vor, dass nach Nr. 6 der Anlage zu § 3 UVPG bei Vorhaben, die einer Planfeststellung nach § 31 WHG bedurften, eine UVP durchzuführen war. Nähere Regelungen, für welche Wasserkraftvorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Einzelnen notwendig war, trafen die nachfolgend implementierten Landes-UVP-Gesetze. Diese Landesgesetze enthielten unterschiedliche Regelungen darüber, wann eine allgemeine oder eine standortbezogene UVP durchzuführen ist. Während in Bayern und Baden-Württemberg erst ab 1.000 kW eine allgemeine und bei kleineren Anlagen eine standortbezogene Prüfung durchzuführen war (vgl. Landes-UVPGs), wurde in Thüringen und Sachsen-Anhalt Anfang der 1990er Jahre eine allgemeine UVP-Pflicht – unabhängig von der Anlagengröße – eingeführt.

Systemfähigkeit

Die Einbettung der Wasserkraftnutzung in den stromwirtschaftlichen Kontext war wenig konfliktbehaftet. Zum einen leisteten die Wasserkraftwerke eine *verstetigte* Einspeisung und verursachten somit keine Netzprobleme. Pumpspeicherwerke erlaubten die Speicherung von Energie in Überschusszeiten. Die Wasserkraft hatte somit aus stromwirtschaftlicher Sicht auch Vorteile und war daher – wenn auch als Energiequelle randlicher Bedeutung – akzeptiert. Dies sicherte ihr auch die Unterstützung durch die politischen Akteure.

Wasserkraftnutzung in der ehemaligen DDR

Wasserkraft war die einzige Technologie die in nennenswertem Umfang zur Gewinnung erneuerbaren Stroms in der DDR beitrug [Weidenfeld & Korte 1992, 289]. Da der Energiepreis so niedrig war, bestand jedoch kaum eine Anreiz, die bereits vor dem Krieg gebauten Anlagen alternativ zur Braunkohleverstromung auszubauen. Die Stromversorgung stand bei der Wasserkraftnutzung in der ehemaligen DDR nicht im Vordergrund.

Die nach dem Krieg noch erhaltenen Anlagen wurden von Volkseigenen Betrieben (VEB) dazu eingesetzt, das jeweilige für die industrielle Produktion zugebilligte Kontingent nicht zu überschreiten. Außerdem wurden Wasserkraftanlagen vereinzelt zur Erzeugung von Blindlasten (Verbesserung der Netzqualität) sowie als Notfallversorgung bei Ausfällen der öffentlichen Stromversorgung eingesetzt [Richter 2008, mdl.]. Auch die in den 1950er und 1960er Jahren gebauten Talsperren dienten nicht primär zur Stromgewinnung [Gruhn 1982, 85]. Im Vordergrund stand vielmehr die Wasserversorgung von Kohlekraftwerken und die Gewinnung von Zuschusswasser für die Schifffahrt [Ludz & Kuppe 1979, 929; Gruhn 1982, 84 f.]. Einige Pumpspeicherwerke[816] dienten zum Ausgleich von Belastungsspitzen.[817] Die Stromerzeugung ergab sich bei diesen Anlagen als Nebenprodukt.

Nach Richter [2008, mdl.] mussten die Anlagenbetreiber dem Verfall tatenlos zusehen. Es war nicht möglich, notwendige Ersatzteile für die Anlagen, die vor dem Krieg vornehmlich von westdeutschen Unternehmen gebaut worden waren, zu beschaffen. Die Anlagen liefen,

---

[815] UVPG; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[816] Niederwertha, Hohewarte I und II, Bleiloch und Wendefurt.

[817] Vgl. Ludz & Kuppe [1979, 257 f.]. Da Pumpspeicherwerke keinen regenerativen Strom erzeugen, bleiben sie bei der Betrachtung regenerativer Energiequellen unberücksichtigt

bis sie zusammenbrachen und lagen danach still [ebda.]. Zum Zeitpunkt der Wende hatte sich die Zahl der Anlagen von ehemals 500 auf 50 reduziert.

Nach der Wiedervereinigung erhofften sich die Protagonisten der Kleinen Wasserkraft in den Mittelgebirgslagen der neuen Bundesländer verbesserte Entwicklungschancen. So sollten Anlagenstandorte und ungenutzter Wehre (vgl. Kapitel 8.3.2.5), für die z. T. noch alte Nutzungsrechte bestanden, reaktiviert werden.

8.3.1.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Bis Ende der 1980er Jahre unterblieben staatliche Steuerungsimpulse zur Förderung der Wasserkraftnutzung, die sich in Form von konkreten Strategien oder Gesetzen niedergeschlagen hätten, weitgehend. Es wurde kein Anlass gesehen, z. B. zur Regelung der Vergütung von Strom aus Wasserkraft bundesweit gesetzgeberisch tätig zu werden.

Einspeiseerlaubnis und Vergütung mussten weiterhin mit den Energieversorgern privatrechtlich individuell ausgehandelt werden. Dabei waren die Betreiber aufgrund ihrer schwachen Verhandlungsposition oftmals schlecht gestellt. Die Energieversorger zahlten weniger für eine Kilowattstunde aus Wasserkraft, als sie selbst für ihren eigenen Strom ausgeben mussten [Berchem 2006]. Die Wasserkraftbetreiber konnten angesichts dieser unbefriedigenden Lage ihre Vergütungsansprüche gegenüber den EVU nur schlecht durchsetzen. Auch gelang es ihnen nicht, dem Bedarf nach einer gesetzlichen Regelung gegenüber der Politik ausreichend Nachdruck zu verleihen.

Eine entsprechende Vertretung dieser Interessen musste sich erst etablieren. Schließlich erhielten die Betreiber Unterstützung aus den eigenen Reihen, den Landesverbänden, die mit den Energieversorgungsunternehmen eine so genannte Verbändevereinbarung aushandelten. Die darin enthaltene Vergütung galt bei Vertragsabschlüssen als Richtwert.

Mit aktiver Unterstützung der Bundesregierung wurde 1988 das Vergütungsmodell der Verbändevereinbarung erneuert.[818] Schließlich lag ein für beide Seiten bindendes Modell für die Stromeinspeisung vor, das auf freiwillige einzelvertragliche Vereinbarungen zwischen Energieversorger und Einspeiser abstellte. Kam eine langfristige Vereinbarung zustande, bestand eine gewisse Investitionssicherheit für den Kleinanlagenbetreiber. Die Vergütung richtete sich nach den Kosten, die in der öffentlichen Versorgung im langfristigen Durchschnitt vermieden werden konnten.

Die Bundesregierung war der Meinung, dass sich mit dem Vergütungsmodell der Verbändevereinbarung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch der kleinen Wasserkraft (<1 MW) deutlich verbessert hätten. Für eine Reihe von Anlagenbetreibern reichten jedoch die Vergütungen nach dem Verbändemodell oft schon für kleine Reparaturen nicht aus, so dass bis in die 1990er Jahre hinein Anlagen stillgelegt wurden. Noch Ende der 1980er Jahre bestand nach Auffassung der Bundesregierung kein Anlass für eine über das freiwillige Ver-

[818] Das Vergütungsmodell basiert auf einem zwischen der Elektrizitätswirtschaft und der Industrie vereinbarten Vergütungsmodell für die Einspeisung von Überschussstrom aus der Kraft-Wärme-Kopplung [BT-Drs. 11/5025, 5].

gütungsmodell der Verbändevereinbarung hinausgehende gesetzliche Vergütungsregelung [BT-Drs. 11/5025, 6]. Vielmehr sollten steuerliche Begünstigungen von Wasserkraftwerken vornehmlich Betreiber großer Wasserkraftwerke zur Nutzung der Wasserkraft anreizen.[819] Nach Heimerl [2009, mdl.] war dies allerdings nicht ausschlaggebend für eine Neubau- oder Modernisierungsentscheidung.

Ein weiterer, allerdings selektiver administrativer Impuls in den 1980er Jahren war das Investitionszulagegesetz. Für den Bau von Laufwasserkraftwerken[820] erhielten gewerbliche Unternehmen eine steuerfreie Zulage von 7,5 % der Investitionssumme. Von 1975 bis 1988 wurden jährlich durchschnittlich ca. 12 Mio. DM an Zulagen beantragt.

8.3.1.4 Technologie- und Marktentwicklung

Umfang der Wasserkraftnutzung

Statistische Angaben zum Umfang v. a. der Kleinen Wasserkraftnutzung in den einzelnen Bundesländern oder in Deutschland sind für diese frühe Phase kaum zu finden. Die verfügbaren Statistiken beruhen zu einem Teil auf Schätzungen, vor allem bei Anlagen unter 1.000 kW Leistung. Mitte der 1980er Jahre produzierte die Wasserkraft ca. 18,5 GW, das entsprach 4,7 % der Gesamtstromerzeugung. Schwerpunkt der Erzeugung lag mit 10,8 GW in Bayern, gefolgt von Baden-Württemberg (knapp 5 GW) und Rheinland-Pfalz mit ca. 1 GW [BT-Drs. 10/4272].

Kleinanlagen bildeten mit rund 93 % aller Anlagen zahlenmäßig die überragende Mehrheit. Sie stellten aber nur einen kleinen Teil der Wasserkraftstromerzeugung (rund 7 %) bereit.

Nach Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) gab es Ende 1980 ca. 3.300 Anlagen. Zwischen 1988 und 1994 stieg die Zahl der kleinen Wasserkraftanlagen um 900 Anlagen an, die einen Leistungszuwachs von 68 MW erbrachten (vgl. Tabelle 8-1).

---

[819] Nach der Wasserkraftbegünstigungsverordnung (WasKwV) waren Begünstigungen bei der Körperschafts- bzw. Einkommenssteuer, der Vermögenssteuer und der Gewerbesteuer für 20 Jahre ab Betriebsbeginn [BT-Drs. 10/4272]. Hiervon sollten insbesondere Anlagen, die bis 1990 in Betrieb gingen, profitieren.

[820] Vgl. Technikglossar

Tabelle 8-1: Installierte Leistung bei kleinen Wasserkraftwerken 1988 bis 1994[821]

Jahr	Anlagen	Installierte Leistung
1988	**3.300**	**280 MW**
1990	**3.691**	**310 MW**
1992	**3.881**	**318 MW**
1994	**4.200**	**348 MW**

Vermutlich haben die durch die „Verbändevereinbarung“ leicht verbesserten Vergütungskonditionen und schließlich das Stromeinspeisungsgesetz diese Entwicklung unterstützt.

Technologische Entwicklung

Zwar wiesen die Turbinen und andere technische Komponenten des Wasserkraftwerksbaus Marktreife auf, so dass die Betreiber auf „Baureihen“ einzelner Komponenten zurückgreifen konnten. Eine Serienproduktion in großer Stückzahl gab es jedoch nicht.. Wasserkraftanlagen können nicht standortunabhängig „von der Stange“ geplant und produziert werden, denn die Auswahl und Kombination der Module und Werkstoffe muss sich immer nach den Erfordernissen des Einzelfalls richten. Bei Großanlagen werden zur Entwicklung und Optimierung der hydraulischen Geometrie z. T. sogar individuelle Modellversuche durchgeführt [Heimerl 2009, mdl.].

Eine weitere Besonderheit der technologischen Entwicklung sind die langen Laufzeiten der Wasserkraftwerke. Die Zyklen der technischen Erneuerung richten sich einerseits nach der Erneuerungsbedürftigkeit der Technik und andererseits nach den gewährten Genehmigungszeiträumen. Da die Technik ausgesprochen langlebig ist, kommt es in der Anwendung der Technologien immer nur in großen Zeitintervallen zu Fortentwicklungen (inkrementellen Innovationen). Es sei denn, es bestünde ein wirtschaftlicher Anreiz für einen „vorzeitigen“ Austausch oder die Modernisierung einer Technologie.[822]

8.3.1.5 Akteure der Konstellation

Private Betreiber: Landwirte und Handwerker

Die Betreiberstruktur setzte sich in den ländlichen Gebieten Süddeutschlands aus landwirtschaftlichen oder handwerklichen Betreibern von Klein- und Kleinstanlagen, einzelnen Kommunen sowie Energieversorgungsunternehmen zusammen. Landwirte und Handwerker galten als „traditionelle Nutzer“ und gleichzeitig Pioniere der Kleinen Wasserkraft. Zu Beginn der Phase war an entlegenen Standorten ohne öffentliche Stromversorgung die Wasserturbine oftmals die einzige elektrische Energiequelle für den Handwerksbetrieb gewesen.

---

[821] Erfahrungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft zum Stromeinspeisungsgesetz [BR-Drs. 705/95].

[822] Wasserbauwerke werden nach Heimerl [2009, mdl.] über einen Zeitraum zwischen 50 und 80 Jahren abgeschrieben.

Energieversorger und Industrieunternehmen

Auch expandierende stromverbrauchende Industriebetriebe nutzten die Wasserkraft, dies jedoch eher im mittleren Leistungssegment. So hatte z. B. die Firma Carl Zeiss in Jena Burgau bereits 1910 ein eigenes Kraftwerk gebaut, das 1912 in Betrieb genommen und 1938 noch einmal modernisiert wurde. Die installierte Leistung betrug schließlich 1.700 $kW_{el.}$[823] Die großen Wasserkraftanlagen wurden von Industrieunternehmen und von den großen Energieversorgungsunternehmen betrieben. Nach Heimerl [2005b, 8] sind sie noch heute „ein wichtiger Baustein in deren Erzeugungsportfolio". Den Energieversorgungsunternehmen (z. B. Vattenfall) kommt es dabei vornehmlich auf die Speicher- und Regelungsfunktion der Wasserkraftwerke an. Daneben besitzen die EVU aber auch etliche kleine Wasserkraftanlagen, die ursprünglich von lokalen und regionalen Erzeugungseinheiten betrieben worden waren. Diese gelangten im Zuge der bereits zu Beginn des Jahrhunderts vollzogenen Konzentrationsprozesse durch regionale und überregionale Zusammenschlüsse in das Eigentum der Energieversorgungsunternehmen [ebda.].

Bundes– und Landesverbände

Die Betreiber – zumeist private Einzelpersonen – hatten zunächst einen geringen Vernetzungs- und Organisationsgrad. Nach dem Krieg organisierten sich Kleinkraftwerksbetreiber auf Landesebene, in Bayern ab 1948 z. B. in der Gemeinschaft Bayerischer Kleinkraftwerke, eine Vereinigung, aus der der heutige Landesverband Bayerischer Wasserkraftwerke e. G. hervorging.[824] Der Verband setzte sich gegenüber der OBAG[825] vehement für einen besseren Strompreis ein. 1952 erreichte er schließlich, dass das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Verkehr eine Anordnung zur Regelung des Strompreises traf.[826] Diese Regelung wurde später durch einzelne weitergehende Verbändevereinbarungen (vgl. Kapitel 8.3.1.3) ergänzt und schließlich durch das Stromeinspeisungsgesetz abgelöst.[827] Neben dem bayerischen Landesverband trat auch die Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg e.V. als aktiver Landesverband, in Erscheinung.

Die Interessen der Wasserkraftwerksbetreiber werden von verschiedenen Verbandsvertretungen wahrgenommen. Hierzu gehört der seit 1960 bestehende Bundesverband Deutscher

---

[823] Vgl. http://www.wasserkraft-thueringen.de/Wasserkraftanlagen/... (Abruf 04.08.2009).

[824] Der Landesverband Bayerischer Wasserkraftwerke hat heute ca. 600 Mitglieder und hat maßgeblichen Einfluss auf die Verbandspolitik auf Bundesebene.

[825] Die OBAG, gegründet 1908, war mit Versorgungsgebieten in der Oberpfalz, in Niederbayern und in Teilen Oberbayerns der flächenmäßig größte regionale Stromversorger in Bayern. Mehr als 20 % des Stroms stammte aus Wasserkraft. 2001 wurde sie mit anderen regionalen Energieversorgern zur E.ON Bayern AG zusammengefasst.

[826] Anordnung Nr. By 2/52 zur Regelung des Strompreises für Kleinwasserkraftwerke vom 10.03.1952 (Bayerischer Staatsanzeiger vom 15.03.1952 S. 3), zuletzt geändert durch Verordnung vom 02.02.1963 (GVBl. S. 31).

[827] Der Landesverband setzte sich außerdem stark für Zuschussprogramme vom Wirtschaftsministerium zur Erweiterung und Reaktivierung von Wasserkraftwerksstandorten ein. Er wirkte maßgeblich an den Restwasserleitfäden mit, die 1996 und 1999 vom Bayerischen Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen herausgegeben wurden.

Wasserkraftwerke (BDW)[828], der v. a. die Interessen der kleinen Wasserkraftwerksbetreiber wahrnimmt. Präsident des BDW von 1978 bis 2002 war Matthias Engelsberger, CSU (MdB 1969 bis 1990), der sich 1990 vor dem Hintergrund der Vergütungsregelungen für Strom aus Wasserkraft maßgeblich für ein Stromeinspeisungsgesetz einsetzte. Der BDW wurde schließlich auch Mitglied im Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) und tritt heute hierüber nach außen. Daneben vertritt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) die Interessen der im Bereich Wasserkraft engagierten Energieversorger, vornehmlich aus dem kommunalen Bereich. Darüber hinaus vertritt ein Zusammenschluss der Länderarbeitsgemeinschaften Wasserkraft, die AWD – Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Deutschland, die Interessen privater und gewerblicher kleiner und mittlerer Wasserkraftwerksbetreiber auf Bundesebene.

Die Vielfältigkeit der Verbandsstruktur ist demnach – nicht zuletzt aufgrund föderaler Aufgaben- und Zuständigkeitsverteilung im Wasserrecht – historisch gewachsen.

Unternehmen der Wasserkraftbranche

Marktführende Unternehmen mit ausgewiesenen Kompetenzen im Anlagenbau entwickelten sich vornehmlich in Bayern und Baden-Württemberg. Die Unternehmen waren vielfach Familienunternehmen, in denen traditionell Erfahrungen in der Landtechnik sowie im Maschinenbau vorlagen.

Einige Firmen wie Voith Hydro blicken auf eine lange Tradition im Bau von Klein- und Großwasserkraftwerken zurück (vgl. Kapitel 8.2). In der „Blütezeit des Unternehmens“ stieg die Zahl der gebauten Turbinen zwischen 1917 und 1942 um mehr als das Doppelte.[829] Der Großteil der Wasserkraftanlagen auf dem Gebiet der ehemaligen DDR stammte aus dieser Zeit (vgl. Kapitel 8.3.2.5).

Ein weiteres Beispiel für ein Familienunternehmen die Firma Ossberger GmbH[830] die ihre Wurzeln im Maschinenbau, speziell der Herstellung von Landmaschinen hatte. Fritz Ossberger, ein Sohn des Firmengründers, erhielt 1922 und 1933 jeweils ein Patent auf die Entwicklung der Ossberger-Freistrahl- und -Durchströmturbine. In der Nachkriegszeit setzte das Unternehmen die Landmaschinenherstellung fort und entwickelte sich unter der Firmierung Ossberger-Turbinenfabrik zu einem führenden Hersteller für Kleinwasserkraftwerke.

Zu den jüngeren Betrieben, die sich von einem örtlichen Kleinst-Betrieb schließlich zu einer marktführenden Firma entwickelten, gehörte die Wasserkraft Volk AG.[831] Ihre Firmengeschichte begann 1979 in einer Scheune auf dem Gernhansenhof in Simonswald (Südschwarzwald) mit der Entwicklung und dem Bau von Wasserkraftanlagen. Die kleine Firma expandierte in den Folgejahren kontinuierlich, so dass sie 1986 in eine GmbH und 1997

[828] Der BDW ist der Dachverband der Länderarbeitsgemeinschaften der Wasserkraftwerke. Er war Gründungsmitglied des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), ist Mitglied in der European Small Hydropower Association (ESHA) und der European Renewable Energies Federation (EREF).

[829] Von 6.000 im Jahr 1917 auf 12.600 im Jahr 1942.

[830] Vgl. http://www.ossberger.de/... (Abruf 04.08.2009).

[831] Vgl. http://www.wkv-ag.com/... (Abruf 04.08.2009).

schließlich in eine Aktiengesellschaft umgewandelt wurde. Zum Leistungsbild gehört die komplette Planung und Herstellung von Wasserkraftwerken. Die Firma entwickelte ein Komplettangebot, durch das sie sich auszeichnet: Sie produziert die vier Turbinentypen (Peltonturbine, Turgoturbine, Francisturbine und Durchströmturbine), konzipiert und baut die Anlagen nach den Bedürfnissen des Einzelfalls und bietet eine steuerungstechnische Betreuung im laufenden Betrieb.

Die Firma Escher Wyss, die 1805 in Zürich (Schweiz) gegründet worden war, wurde bereits 1969 von der Firma Sulzer aufgekauft, lief aber, da es als eingeführtes traditionsreiches Unternehmen galt, bis 1995 unter altem Namen weiter.[832]

8.3.1.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die Phase war durch eine „gedämpfte“ Entwicklung gekennzeichnet. Der Ausbau der Wasserkraftnutzung war zwar politisch gewünscht, jedoch zeichneten sich bereits in den 1970er Jahren Ausbaugrenzen ab. In den 1980er Jahren manifestierte sich ein Zielkonflikt zwischen regenerativer Energieerzeugung und dem Natur- und Umweltschutz, der als Deckel für den Ausbau wirkte.[833] Nicht nur Konflikte mit den Zielen und Notwendigkeiten des Gewässerschutzes, sondern auch mit anderen Nutzungsansprüchen (z. B. Schiffbarkeit) setzten der Wasserkraftnutzung Grenzen. Potenzialermittlungen und Ausbauziele schwankten in Abhängigkeit von den bei den Potenzialabschätzungen angenommenen Restriktionen. Die fehlende Klarheit über die noch erschließbaren Potenziale führte dazu, dass staatlicherseits ausbaufördernde Interventionen unterblieben.

Im Zielkonflikt zwischen der Nutzung regenerativer Energien einerseits und den Zielen des Naturschutzes bzw. Gewässerschutzes wurde letzteren ein relativ hohes Gewicht beigemessen. Eine öffentliche Auseinandersetzung über ihre Berechtigung fand nicht statt.

Die Kleine Wasserkraft erfuhr keine Unterstützung durch übergreifende staatliche Steuerungsimpulse. Es ist zu vermuten, dass sich hier die starke föderale Ungleichverteilung der Wasserkraftnutzung in den Bundesländern als hemmend erwies.

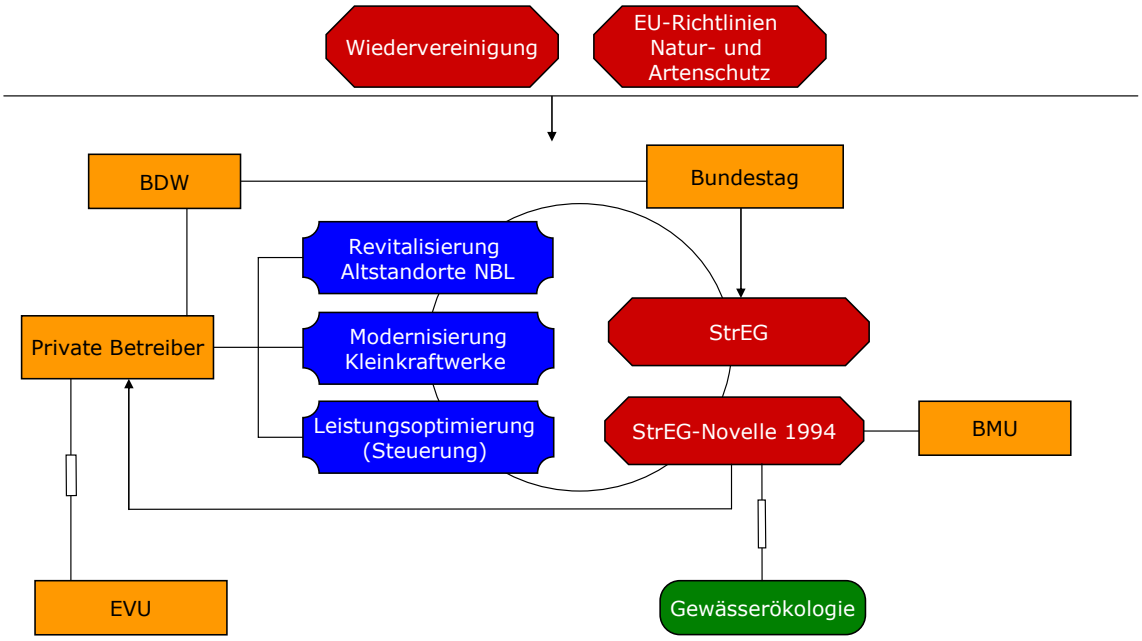
Die Wasserkrafttechnologie galt bereits als weitgehend ausgereift, so dass ihre Fortentwicklung keine nennenswerte Triebkraft entfaltete. Zuschüsse auf Länderebene für Erhalt und Modernisierung der Anlagen erhielten den Status quo, erschlossen jedoch keine neuen Potenziale.

---

[832] Weiterführend vgl. Kapitel 8.3.2.5.

[833] Zur Darstellung der Zielkonflikte vgl. UBA [1998].

8.3.2 Phase 2: Revitalisierung der Kleinen Wasserkraft 1990 bis 1999



BauROG = Bau- und Raumordnungsgesetz
BDW = Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
EVU = Energieversorgungsunternehmen
NBL = Neue Bundesländer
StrEG = Stromeinspeisungsgesetz

Abbildung 8-3: Konstellation Phase 2: Revitalisierung der Kleinen Wasserkraft 1990 bis 1999

8.3.2.1 Charakteristika der Konstellation

Das Stromeinspeisungsgesetz mit der gesetzlichen Mindestvergütung für Strom aus Wasserkraft bildete als zentraler staatlicher Steuerungsimpuls zusammen mit den daraufhin zeitversetzt einsetzenden Revitalisierungs-, Modernisierungs -und Optimierungsmaßnahmen im technischen Bereich den Kern der Konstellation. Die Betreiber der Kleinen Wasserkraft profitierten von der Einspeisevergütung, insbesondere von deren Anhebung durch die StrEG-Novelle 1994[834]. Im Segment der Modernisierung von Kleinwasserkraftwerken und Revitalisierung von Altstandorten fand eine Belebung mit Schwerpunkt in den neuen Bundesländern statt.[835]

Nach der Wiedervereinigung eröffneten sich neue Potenziale: Das StrEG 1994 ermöglichte die Modernisierung und Revitalisierung (Wiederinbetriebnahme) von Altstandorten in den neuen Bundesländern. Allerdings zeichnete sich zugleich ab, dass sich die Genehmigungsbedingungen eher verschärfen würden: Die 1992 verabschiedete EU-Richtlinie zum Schutz von Arten und Lebensgemeinschaften (FFH-Richtlinie) verlieh dem

[834] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis
[835] Vgl. Staiß [2000, I-33].

Schutz bestimmter Arten und Fließgewässerlebensräumen absehbar mehr Gewicht. Zusammen mit den in den Fließgewässerschutzprogrammen der Bundesländer, die auf den Schutz wandernder Fischarten und den Erhalt der Hydrologie intakter Fließgewässerökosysteme abzielten, wirkten die ökologischen Programmziele und die artenschutzrechtlichen Bestimmungen wie ein „Deckel“ für den Anlagenzubau und Erneuerung.

8.3.2.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Wiedervereinigung

Zum Zeitpunkt der Wiedervereinigung waren die Wasserkraftwerksstandorte in der ehemaligen DDR infolge mangelnder Instandhaltung stark dezimiert. In Thüringen gab es z. B. vor etwa 100 Jahren noch mehr als 1.000 Anlagen, zur Wende waren es weniger als 30.[836] In Sachsen verringerte sich die Zahl der Anlagen von über 3.000 im Jahr 1950 auf 222 im Jahr 1999 [Rolle 2001, 492].

Nach der Wiedervereinigung wurde 1991 ein „Gesamtkonzept Energiepolitik für das vereinte Deutschland" verabschiedet, in dem auch die Wasserkraft eine Rolle spielte. In den neuen Bundesländern versprach die Revitalisierung alter Mühlenstandorte ein gewisses Zuwachspotenzial für die Wasserkraftnutzung.

EU-Richtlinien Natur- und Artenschutz

In den 1990er Jahren traten zu den bereits bestehenden administrativen Rahmenbedingungen[837] neue naturschutzrelevante Richtlinien der EU wie die FFH-Richtlinie hinzu, die die Zubaumöglichkeiten für weitere Anlagen begrenzten.

Mit der Implementierung der FFH-Richtlinie in Deutschland[838] wurden ab etwa 1994 in den Bundesländern sukzessive Gebiete mit Vorkommen bestimmter, in den Anhängen der FFH-Richtlinie aufgeführter geschützter Lebensraumtypen bzw. geschützter Arten als FFH-Gebiete ausgewiesen. Da die FFH-Schutzbestimmungen in der Abwägungsentscheidung über die Zulassung von Vorhaben nicht so leicht zu überwinden sind, schränkt dieses Schutzregime die Zulassung von Neuanlagen in FFH-Gebieten erheblich ein.[839]

Fließgewässerschutzprogramme

Einige Bundesländer (z. B. Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen) zu Beginn der 1990er Jahre Fließgewässerschutzprogramme ins Leben. Deren Ziel war es, die Wiederherstellung der Gewässerdurchgängigkeit durch den Rückbau störender Querbauwerke voranzutreiben.

---

[836] http://www.wasserkraft-thueringen.de/ (Abruf 04.08.2009)

[837] Im Wesentlichen Wasserhaushaltsgesetz, UVP-Gesetz und Bundesnaturschutzgesetz.

[838] Die Implementierung der FFH-Richtlinie (Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen) erfolgte durch die Erweiterung des Bundesnaturschutzgesetzes um die §§ 19 ff. BNatSchG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

[839] Vgl. Klinski [2005, 78] zur Durchführung von FFH-Verträglichkeitsprüfungen sowie – im Falle der Unverträglichkeit – notwendigen Ausnahmegründe, die nach § 34 BNatSchG erfüllt werden müssen, um dennoch eine Zulassung zu erreichen.

Die Protagonisten der Renaturierung und Revitalisierung von Fließgewässern in den Verwaltungen der Länder hoben den Fließgewässerschutz damit auf eine programmatische Ebene und verliehen ihm damit mehr Gewicht gegenüber einem möglichen Ausbau der Wasserkraft. Unterstützt wurden sie dabei durch die Umwelt- und Naturschutzverbände.

Baurechtliche Privilegierung der Kleinen Wasserkraft

Im Baurecht sind durch den Privilegierungstatbestand nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 des BauGB[840] Anlagen, die der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Wasserenergie dienen, im Außenbereich baurechtlich privilegiert. Die galt für die Wasserkraft auch schon vor der Änderung des BauGB 1996 [BGBl. I S. 1189], so dass die Novelle von 1996 für die Wasserkraft nur als gesetzgeberische Klarstellung und nicht als ‚Neuerung' eingeschätzt werden kann [Maslaton & Zschiegner 2005, 95]. Die Privilegierung hatte für die Wasserkraftnutzung mehr Symbolcharakter als direkte fördernde Auswirkungen.

8.3.2.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)1991/1994

Die freiwilligen Vergütungsvereinbarungen in Bayern (vgl. Kapitel 8.3.1.3) reichten in den 1980er Jahren nicht aus, um den Ausbau und vor allem den Austausch alter Anlagen gegen neue, leistungsfähigere Anlagen voranzutreiben. Die Verabschiedung des StrEG[841] erwies sich für diese Phase als die zentrale treibende Kraft für den Anlagenzubau im Bereich der Kleinen Wasserkraft. Das bayerische Verbändevereinbarungs-Modell beeinflusste die Ausgestaltung der Einspeisevergütungsregelungen im StrEG maßgeblich.

Von der Vergütungsregelung profitierten private Betreiber, da sie nur für Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 5 MW, die *nicht* von einem Energieversorgungsunternehmen betrieben wurden, galt. Nach dem StrEG 1991 galt eine Mindestvergütung von ca. 7 Cent/kWh (14 Pfg/kWh) für den Leistungsanteil bis 500 kW und von ca. 6 Cent/kWh (12 Pfg/kWh) für den Leistungsanteil von 500 kW bis 5 MW.[842]

---

[840] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[841] Stromeinspeisungsgesetz vom 07.12.1990, Bundesgesetzblatt Teil I S. 2633. Vgl. weitergehend Kapitel 3.7.1.

[842] Berchem [2006] spricht von mindestens 13,84 Pfennig, die für jede Kilowattstunde eingespeisten Ökostroms gezahlt wurde.

Tabelle 8-2: Vergütungsregelungen nach StrEG 1991 bis 1998

	StrEG 1991	StrEG 1994 und 1998
Höchst-grenze	5 MW	5 MW
Vergütung ≤ 500 kW	75 % des Durchschnittserlöses/kWh (ca. 14 Pfg/kWh)	80 % des Durchschnittserlöses/kWh (ca. 15 Pfg/kWh)
Vergütung > 500 kW	75 % für Leistungsanteil bis 500 kW (ca. 14 Pfg/kWh); Rest mit 65 % des Durchschnittserlöses (ca. 12 Cent/kWh)	80 % für Leistungsanteil bis 500kW (ca. 15 Pfg/kWh); Rest mit 65 % des Durchschnittserlöses (ca 12 Cent/kWh)
Degression	../..	../..

1994 wurde das StrEG erstmals überarbeitet[843]: Für Strom aus kleinen und kleinsten Wasserkraftanlagen (Anlagen bis 500 kW) wurde der Vergütungssatz von 75 % auf 80 % angehoben. Bis zur Einführung des EEG 2000 betrug die Vergütung damit zwischen 7 und 8 Cent/kWh (nominale Preise). Diese Anhebung bot den notwendigen Anreiz zur Erneuerung und zum Austausch von Turbinenanlagen. Die Zahl der privaten Anlagen stieg zwischen 1990 und 1998 von etwa 3.750 auf 5.100 [Staiß 2000, I-33]. Vornehmlich wurden Altstandorte genutzt; Für die Reaktivierung von Altanlagen waren die Bedingungen in den neuen Bundesländern besonders günstig. Dort hatte es vor 50 Jahren noch etwa 3.500 Wasserkraftwerke gegeben, von denen zum Zeitpunkt der Wiedervereinigung weniger als 200 noch in Betrieb waren. 1998 waren es wieder 300 Anlagen [Staiß 2000, I-33].

Im novellierten StrEG von 1998 war die Vergütung weiterhin an den Durchschnittserlös gekoppelt. Infolge der sinkenden Strompreise reduzierte sich auch die Vergütung für Strom aus Wasserkraft. Dieser Trend brachte das „Zwischenhoch“ Ende der 1990er Jahre wieder zum Stillstand

Förderung

Parallel zur Vergütungsregelung erfolgte eine indirekte Förderung für Wasserkraftwerke im Zeitraum 1991 bis 1993 durch Kreditzusagen der Deutschen Ausgleichsbank (heute in die Kreditanstalt für Wiederaufbau integriert) in Höhe von rd. 33,5 Mio. DM, die im Rahmen des ERP-Energiesparprogramms gegeben wurden [BT-Drs. 12/6526]. Nach Heimerl [2009, mdl] entfaltete die Förderung – zumal da die Beantragung mit erheblichem bürokratischem Aufwand verbunden war – jedoch keine treibende Kraft.

In einzelnen Ländern wie Bayern, wo die Kleine Wasserkraft traditionell verankert war, flankierte zwischen 1990 und 2005[844] das „Programm zur Förderung von Klein-Wasserkraftanlagen in Bayern“ den Impuls durch die StrEG-Einspeisevergütung. Mit dem Programm wurden bis 2005 ca. 680 Investitionsprojekte unterstützt, insofern ist davon auszugehen, dass diese Initiative die Wasserkraftnutzung zumindest regional besser stellte.

---

[843] Vgl. Artikel 5 des Gesetzes vom 19.07.1994 (BGBl. I S. 1622), vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[844] Es wurde im Rahmen der Haushalts-Konsolidierung im April 2005 eingestellt.

Privilegierung Kleiner Wasserkraftanlagen

Die Novelle des Baugesetzbuches 1996 sah eine privilegierte Zulassung von Wind- und Wasserkraftanlagen im Außenbereich vor. Damit wurden die bau- und planungsrechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen erleichtert.

Parallel dazu wurde auch die Novellierung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) vorangetrieben. Nach § 31-neu WHG sollte die Wasserkraftnutzung darin ausdrücklich als ein besonderer Belang des Allgemeinwohls aufgeführt werden, der Rückbaumaßnahmen zur ökologischen Verbesserung der Gewässer entgegensteht. Nach vehementen Protesten der Naturschutzverbände[845], die darin einen „Freibrief" für die Wasserkraftnutzung sahen [Mayr 1996, 190], setzte sich die vorgesehene Besserstellung der Wasserkraftnutzung im WHG nicht durch.[846] Trotz der Erleichterungen im Baurecht blieben damit gewisse Einschränkungen der (Wieder-) Nutzbarmachung von Kleinkraftwerksstandorten bestehen.

8.3.2.4 Technologie- und Marktentwicklung

Anlagen an *neuen* Standorten wurden weiterhin nur in sehr geringem Umfang gebaut, weil zum einen die Vergütung nicht für die Deckung der Investitionskosten ausreichte und zum anderen wasser- und naturschutzfachliche Vorschriften Neubauten schwer machten. Durch Modernisierung stieg die Leistung der Kleinanlagen um etwa 150-200 MW [Staiß 2007, 90].

Anzahl und Leistung der Großen Wasserkraft blieb in den 1990er Jahren praktisch konstant. Etwa 90 % der Wasserkrafterzeugung stammte aus Laufwasserkraftwerken. Der Rest teilte sich zu gleichen Teilen auf Speicherwasserkraftwerke und den natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken auf.

Nennenswerte Technologieentwicklung bei der Wasserkraft fand – sieht man von wenigen Ausnahmen ab[847] – in dieser Phase in Bezug auf die Turbinentechnik nicht mehr statt.

Die aus anderen Anwendungsbereichen (u. a. Windkraft, Photovoltaik) bereits bekannte Umrichtertechnik zog nun auch bei den kleinen Wasserkraftanlagen erstmals in größerem Umfang ein. Damit wurde ein vom Wasserstand unabhängiger, drehzahlvariabler Betrieb ohne teure und oft anfällige Getriebe zwischen Generator und Turbine möglich.

Wasserkraft trug 1994 mit 4 % zur Bereitstellung von Strom bei (Erfahrungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft zum Stromeinspeisungsgesetz [BR-Drs. 705/95].[848] Die installierte Leistung steigt infolge der höheren Vergütung durch das StrEG 1991 und dessen Novellierung von 1994 zwar kontinuierlich an, jedoch konnte der Anteil an der Gesamtstromerzeugung gegenüber 1984 demnach nicht nennenswert gesteigert werden.

---

[845] Die Naturschutzverbände argumentierten, dass den durch die Wasserkraftnutzung verursachten ökologischen Problemen nur ein marginaler (Zugewinn-)Effekt der Stromproduktion gegenüberstehe [Mayr 1996, 190].

[846] Auch die SPD-Fraktion wandte sich in einem Änderungsantrag [BT-Drs. 13/1207, 13/4788] gegen eine die Wasserkraftnutzung privilegierende Formulierung im Wasserhaushaltsgesetz.

[847] Bei Francis-Turbinen (die für die Kleine Wasserkraft aber keine Bedeutung haben) kann durch Einsatz permanent erregter Synchrongeneratoren (vgl. Technikglossar) mit innovativer Umrichtertechnik eine deutliche Effizienzsteigerung erzielt werden.

[848] Zum Vergleich: 1984 hatte die Wasserkraft einen Anteil von 4,7 % an der Gesamtstromerzeugung.

Tabelle 8-3: Installierte Leistung und Stromerzeugung aus Wasserkraft 1990 bis 1999[849]

Jahr	Installierte Leistung [MW]	Stromerzeugung [Mio. kWh]
1990	4.403	17.000
1991	4.403	15.900
1992	4.374	18.600
1993	4.520	19.000
1994	4.529	20.200
1995	4.521	21.600
1996	4.563	18.800
1997	4.578	19.000
1998	4.601	19.000
1999	4.547	21.300

Die Marktentwicklung ist mit einem Leistungszuwachs von durchschnittlich etwa 15 MW pro Jahr relativ gering. Die stromwirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft nahm dadurch auch leicht zu, bleibt aber deutlich hinter der im gleichen Zeitraum rasant gewachsenen Windkraft zurück. Die wesentlichen Absatzmärkte für die Anbieter von Wasserkrafttechnik lagen weiterhin im Ausland.

8.3.2.5 Akteure der Konstellation

In dieser Phase beeinflussten neben dem Bundestag, der explizit als Element der Konstellation genannt ist, eine Reihe weiterer Akteure das Geschehen, ohne jedoch eine herausragende Rolle einzunehmen. Ihre Rolle wird in der textlichen Erläuterung der Vollständigkeit halber dennoch mitbetrachtet.

Bundestag / Abgeordnete

Impulsgeber für den Vorstoß des Bundestages zur Verabschiedung des StrEG (vgl. Kapitel 3.6.2) waren politische Akteure – Verbände und Einzelpersonen – die eine Besserstellung der in Süddeutschland weit verbreiteten privaten Wasserkraftwerke erreichen wollten. Zu den herausragenden Personen gehörte u. a. Matthias Engelsberger, CSU, der sich als Abgeordneter im Bundestag für die gesetzliche Vergütungsregelung stark machte. Er war selbst Wasserkraftbetreiber und darüber hinaus Präsident des BDW. Sein Engagement bewirkte,

[849] [BMU 2007a, 14 f.]

dass das Anliegen nicht nur von den GRÜNEN, sondern auch in der CDU/CSU-Fraktion unterstützt wurde.

Private Betreiber und Unternehmen

Insbesondere in den Mittelgebirgsregionen der neuen Bundesländer lösten private und öffentliche Einzelbetreiber Anfang der 1990er Jahre einen vorübergehenden Nachfrageanstieg durch die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen aus. Ersatzteile und neue Anlagenkomponenten westdeutscher Unternehmen wie der Firma Voith waren als Hersteller und Anlagenplaner nun auch wieder im ostdeutschen Raum verfügbar. Als hilfreich erwies sich, dass z. B. die Firma Voith[850] sogar noch über technische Pläne für die vor dem Krieg errichteten Anlagen verfügte, die als Grundlage für Instandsetzung oder Umbauplanung herangezogen werden konnten [Richter, 2008, mdl.]. Voraussetzung für die Inbetriebnahme war allerdings, dass noch alte Wasserrechte bestanden und eigentumsrechtliche Fragen geklärt waren. Ansonsten zögerte sich das Vorhaben in der Regel auf unabsehbare Zeit hinaus [Richter 2008, mdl.].

Die 1990er Jahre waren von weitgehenden Konzentrationsprozessen in der Branche gekennzeichnet. Die Firma Escher Wyss war seit 1969 im Besitz von Sulzer, wurde 1995 in Sulzer Hydro umbenannt. Diese Firma wurde 1999 wiederum von VA TECH aufgekauft und in die VA TECH Hydro Group integriert. VA TECH HYDRO wiederum wurde 2006 von der internationalen ANDRITZ GROUP, einem weltweit agierenden Konzern aufgekauft. Dieses Beispiel zeigt die Internationalisierung der Branche und bildet den Gegenpol zu den weiterhin existierenden mittelständisch orientierten „Familienunternehmen“ (vgl. Kapitel 8.3.1.5).

Umwelt- und Naturschutzverbände

In der ehemaligen DDR war die Zahl der Wasserkraftwerksstandorte stark dezimiert worden. Viele der ehemals genutzten Standorte lagen brach. Das Bestreben, diese Standorte wieder in Betrieb zu nehmen, ließ erneut die aus den alten Bundesländern bereits bekannten Konfliktlinien zwischen Umwelt- und Naturschutz und dem Interesse der Betreiber an der Wasserkraftnutzung aufbrechen. Die Naturschutzverbände (hier: BUND Sachsen) kritisierten die aus den Potenzialberechnungen und Ausbauszenarien abgeleiteten Beiträge der Wasserkraft zur Energieversorgung als „überzogen“ bzw. „geschönt“. Sie führten ferner an, dass die Wasserkraft, gemessen an ihrem geringen Anteil an der Energieversorgung des Landes (0,4 %) überproportional große Umweltschäden durch den Bau der Wasserkraftwerke auslöse. Bereits jetzt seien Fluss- und Bachläufe durch Stauanlagen (mit und ohne Wasserkraftnutzung) zerstückelt[851]. Daher sei die Anlage weiterer Querbauwerke, wie sie für die Wasserkraftnutzung errichtet werden, nicht hinnehmbar.[852] Umwelt- und Naturschutzverbände, die von den zuständigen Wasserbehörden in den neuen Bundesländern fordern, die ökologischen Anforderungen stärker zu beachten und die wasserrechtlichen Zulassun-

---

[850] Voith Siemens HydroPower Generation GmbH & Co. KG, Heidenheim.

[851] Zum Beispiel weise die Zschopau auf 120 km Fließstrecke allein 83 Wehranlagen auf. Rechnerisch bedeute dies, dass alle 1,4 km ein Wehr installiert ist. http://www.bund-sachsen.de/... (Abruf 06.08.2009).

[852] Zu den Auswirkungen von Querbauwerken auf die Lebensgemeinschaften in Fließgewässern vgl. Dumont [2006, 122 ff.].

gen für die Altstandorte restriktiv zu handhaben, gelten – wie auch die Angelsportverbände – als starke Gegenspieler der Wasserkraftbetreiber.

Unternehmen

Die wirtschaftlichen Anreize des StrEG zu Modernisierung der Kleinwasserkraftanlagen schlugen sich in vereinzelten Unternehmensneugründungen nieder, die sich als Anbieter von Komplettlösungen auf dieses Segment spezialisierten. Insofern konnte das StrEG – allerdings in wesentlich geringerem Umfang als z. B. in der Windbranche – eine gewisse Belebung der Wasserkraftbranche bewirken. Wenngleich die Unternehmen durchaus technische Innovationen im Bereich der Leistungsoptimierung und Anlagensteuerung hervorbrachten, traten die Unternehmen in dieser Phase nicht als treibende Kräfte hervor.

Wasserkraftverbände in den neuen Bundesländern

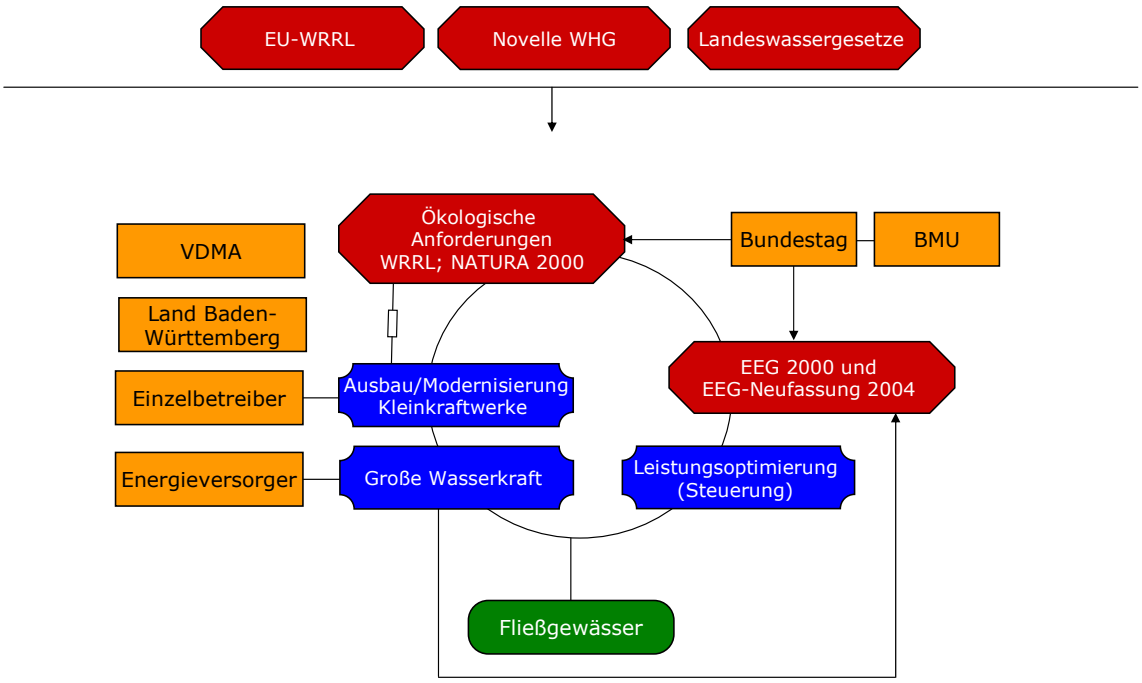
Nach der Wende und mit der Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes wurden auch in den neuen Bundesländern Verbände gegründet, um die Reaktivierung kleiner Wasserkraftwerke zu fördern und diesbezüglich Einfluss auf die politische Willensbildung zu nehmen. In Thüringen wurde z. B. 1990/1991 die Arbeitsgemeinschaft Thüringer Wasserkraftwerke e.V. (ATW) durch engagierte Wasserkraftbetreiber gegründet. Nach einem anfänglichen Boom Anfang der 1990er gelang es diesen Verbänden jedoch nicht, ihr Anliegen in der (Landes-)Politik zu verankern und damit den Revitalisierungsprozess zu verstetigen.

8.3.2.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) 1991, mit dem erstmals eine staatliche Förderung auch für die Wasserkraft gesetzlich verankert wurde, war das zentrale Steuerungsinstrument dieser Phase. Die Kleine Wasserkraft profitierte von der gesetzlich festgelegten Vergütung, die insbesondere für die kleinen Leistungsbereiche höhere Vergütungen vorsah. Diese erlaubten, längst überfälligen Erneuerungs- und Instandsetzungsinvestitionen zu tätigen sowie die Wiederinbetriebnahme von Altstandorten anzugehen.[853] Modernisierung und Revitalisierung führten zu einer Belebung des Segmentes der Kleinen Wasserkraft. Eine Expansion, d. h. die Erschließung neuer Standorte, wurde durch die konkurrierenden Ziele des Fließgewässerschutzes gebremst. Die Finanzierung durch das StrEG erlaubte insofern nur einen „gedeckelten“ Zubau an Leistung, der sich weitgehend auf die bestehenden Wasserkraftwerksstandorte beschränkte.

[853] Dies geschah vor allem in den neuen Bundesländern.

8.3.3 Phase 3: Modernisierung unter ökologischen Auflagen ab 2000



BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-WRRL = EU-Wasserrahmenrichtlinie
NATURA 2000 = Netz besonderer Schutzgebiete
VDMA = Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
WHG = Wasserhaushaltsgesetz

Abbildung 8-4: Konstellation Phase 3: Modernisierung unter ökologischen Auflagen

8.3.3.1 Charakteristika der Konstellation

Den Beginn der Phase markiert die Verabschiedung des EEG[854], das mit der Einführung eines konstanten Vergütungssatzes den Trend der seit 1998 rückläufigen Vergütung umkehrte. Die Vergütungsanreize des EEG bildeten den wichtigsten Steuerungsimpuls, mit dem die Wirtschaftlichkeit der Kleinen Wasserkraft gewährleistet werden und Anreize für die technische Modernisierung und Leistungsoptimierung geschaffen werden sollten. Betreiber großer Wasserkraftanlagen, Verbandsvertreter und das Land Bayern bildeten eine Interessenskoalition, um eine Ausweitung der Vergütungsregelung auf Anlagen > 5 MW in der Neufassung des EEG 2004 zu erreichen.

Der Fließgewässerschutz, für den sich die Natur- und Umweltverbände in den vergangenen Jahren stark gemacht hatten, konnte sich einen Platz in der Konstellation erobern. Er erhielt Verstärkung durch die Umsetzung europarechtlicher Schutzvorschriften (FFH-Richtlinie) zu konkreten Schutzausweisungen (Natura 2000-Gebiete). Daraus abzuleitende ökologische Anforderungen rückten in den Kern der Konstellation und wirkten dort restriktiv. Diese

[854] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Restriktionen werden durch die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) und ihre Umsetzung in den Ländern untermauert.

8.3.3.2 Spartenspezifische Kontextereignisse, Einflussfaktoren und Prozesse

Entwicklung wasserrechtlicher Zulassungsbedingungen

Nach 2000 traten zu den bereits bestehenden administrativen Rahmenbedingungen und den europarechtlichen Bestimmungen zum Arten- und Lebensraumschutz mit der FFH-Richtlinie und der Wasserrahmenrichtlinie weitere Richtlinien der EU hinzu, die konkurrierende Ziele verfolgen und damit einer Expansion der Wasserkraftnutzung im Wege stehen.

Durch die im Jahr 2000 verabschiedete Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)[855] der EU wurden die gewässerökologischen Belange gestärkt [Heimerl 2005a; BT-Drs. 15/1968]. Die WRRL wurde 2002 durch eine Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG)[856] in nationales Recht umgesetzt. Dabei wurde die Gewässerökologie, zu der auch die Durchgängigkeit der Gewässer gehört, als bei der Planung und Zulassung zu beachtender Belang gestärkt. Zugleich wurden im neuen WHG aber auch die Erfordernisse des Klimaschutzes als ein Element der Entscheidung über Gewässernutzungen ausdrücklich geregelt.

Die Bundesländer nahmen wiederum Anpassungen der Landeswassergesetze an das novellierte WHG vor, wobei Länder mit traditionell hoher Zahl von Wasserkraftstandorten darauf achteten, dass dadurch keine Verschärfung der Zulassungsvoraussetzungen eintrat.[857]

In Sachsen verschlechterte sich nach Richter [2008, mdl.] jedoch die Rechtssituation der Wasserkraftanlagenbetreiber durch eine Klausel im Landeswassergesetz, die den Rechtsstatus der Wasserrechtsinhaber herabsetzte. Ab 2002 kamen sowohl der Ausbau an Standorten mit alten Wasserrechten als auch der Neubau praktisch zum Erliegen.

8.3.3.3 Staatliche Steuerungsimpulse und ökonomische Rahmenbedingungen

Der Beginn der Phase ist durch ein geringes Strompreisniveau gekennzeichnet. Die erzielbaren Großhandelspreise für Strom waren seit der Öffnung der Strommärkte 1998 deutlich zurückgegangen und lagen im Bereich von 3 Cent/kWh.[858]

---

[855] Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie - WRRL); vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

[856] Siebtes Gesetz zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes vom 18.06.2002 (BGBl. I S. 1914). Die Änderung des WHG zur Umsetzung der WRRL sollte zugleich die Erfordernisse des Klimaschutzes bei der Entscheidung über Gewässernutzungen regeln (§ 1a Abs. 1 Satz 3 und § 25b Abs. 2 Nr. 1 WHG).

[857] So sei in Baden-Württemberg keine Verschlechterung eingetreten. Vgl. LT-Drs. 14/2819 vom 06.06.2008 „Erleichterung der Errichtung von kleinen und mittleren Wasserkraftanlagen“.

[858] Dies hat sich zwischenzeitlich geändert, so dass große Wasserkraftanlagen teilweise am Strommarkt (Börse) höhere Preise erzielen können, als über die EEG-Vergütung. Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis lag 2008 bei über 6 Cent/kWh. Die Einspeisevergütung wurde von den Großkraftwerken daher schließlich gar nicht in Anspruch genommen.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigten, dass der Neubau sehr kleiner Wasserkraftanlagen (unter 100 kW) und kleiner Wasserkraftanlagen (100 kW bis 5 MW) nur unter sehr günstigen Standortbedingungen wirtschaftlich darstellbar war. Auch eine Reaktivierung und Modernisierung dieser Anlagengrößen war nur unter sehr günstigen Voraussetzungen wirtschaftlich möglich.[859] Zwar ergeben sich mit steigender Anlagengröße Kostenvorteile aufgrund der abnehmenden spezifischen Investitionskosten, aber auch Neubau und Modernisierung der großen Wasserkraftwerke standen auf dem Spiel. Um den Fortbestand der Anlagen zu sichern, waren die staatlichen Steuerungsimpulse auf eine Verbesserung der Vergütungsbedingungen gerichtet.

Als weiterer die Wirtschaftlichkeit in Frage stellender Kostenfaktor kamen ab 2004 Kosten für die Erfüllung ökologischer Anforderungen wie dem Einbau von Rechen, Fischauf- und –abstiegen hinzu. Nach Aussagen der Betreiber deckt das EEG 2004 diese zusätzlichen Kosten trotz Vergütungsanhebung (siehe unten) nur unzureichend ab.

Aufnahme der Großen Wasserkraft in die EEG-Förderung

Ein erster Entwurf des EEG 2004 sah vor, neben der bisher geförderten kleinen Wasserkraft auch die großen Wasserkraftanlagen in die Förderung aufzunehmen.[860] Anders ließe sich die notwendige Modernisierung bestehender Laufwasserkraftwerke nicht wirtschaftlich darstellen.[861] Dieser Vorstoß zur Förderung der Großanlagen war in der Folge sehr umstritten.[862] Der daraus erwachsende Konflikt beherrschte den Prozess der Vorbereitung und Verabschiedung des EEG 2004. In einem Kompromissentwurf schränkte das Bundesumweltministerium im November 2003 den Vergütungsanspruch bei Großanlagen auf den durch eine Modernisierung *zusätzlich* erzielten Stromertrag ein. Die Vergütung sollte außerdem nur unter der Bedingung gewährt werden, dass die Anlagen bis Ende 2012 realisiert sind und eine Erhöhung der Leistung um 15 % erreichen.

---

[859] Der EEG-Erfahrungsbericht [BMU 2007b, 61] nennt hier z. B. über 5.000 Volllaststunden/Jahr sowie geringe spezifische Investitionskosten (< 4.000 bis 4.500 Euro/kWh).

[860] Damit hatte das Bundesumweltministerium dem Drängen des Landes Baden-Württemberg nachgegeben, wo sich große modernisierungsbedürftige Anlagen befinden. Auch der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) sowie einzelne Unternehmen, darunter die EnBW, setzten sich vehement *für* die Aufnahme der Großen Wasserkraft in die Förderung ein.

[861] Konkret ging es um die Modernisierung bzw. den Neubau des Laufwasserkraftwerks in Rheinfelden (Betreiber: EnBW), weshalb die Aufnahme der Großen Wasserkraft intern auch als „Lex Rheinfelden“ bezeichnet wurde. Viele Anlagen wären angesichts der anstehenden Neukonzessionierungen und damit verbundenen weit reichenden Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen ohne Einspeisevergütung bei den am Markt erzielbaren Strompreisen (damals 3 bis 4 Cent/kWh) sonst nicht wirtschaftlich, womit eine Stilllegung drohen würde [Staiß 2007, 94].

[862] Die im Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) organisierten privaten Wasserkraftbetreiber lehnten den Einbezug von großen Anlagen der Energiewirtschaft mit der Begründung ab, dass Großkraftwerke keiner Förderung bedürfen, da sie wesentlich wirtschaftlicher als die kleinen Anlagen der Mittelständler seien und zudem über die direkte Vermarktung des Stroms mehr erlösen können, als im EEG festgeschrieben ist. Vgl. Presseerklärung zur Mitgliederversammlung am 15.05.2003 in Frankfurt; http://www.wasserkraft.org/... (Abruf 06.08.2009).

Anpassung der Vergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz

Die nach StrEG vorgesehene Kopplung der Vergütung an die sinkenden Durchschnittserlöse trieb die Wasserkraftnutzung an den Rand der Wirtschaftlichkeit. Das EEG 2000 schaffte mit der Einführung eines *konstanten* Fördersatzes (7,67 Cent/kWh; vgl. Tabelle 8-4) für Wasserkraftanlagen bis 500 kW Abhilfe für laufende Klein-Wasserkraftwerke und ermöglichte in Einzelfällen auch die Reaktivierung stillgelegter Anlagen. Um den Bau neuer Anlagen anzureizen, waren die Vergütungssätze im EEG 2000 jedoch nach wie vor nicht ausreichend.

Im Zuge der Fortschreibung wurden im EEG 2004 auch für Kleinanlagen Bedingungen formuliert, unter denen eine Verbesserung der Vergütung beansprucht werden konnte. Während der Beratungen des EEG-Entwurfs im Bundestag konnten die Wasserkraftbefürworter Nachbesserungen erreichen. Die Vergütung für Strom aus kleinen WKW bis 500 kW wurde um 2 Cent/kWh erhöht und betrug nun 9,67 Cent/kWh (vgl. Tabelle 8-4). Damit sollten die spezifischen Anlagenkosten sowie Mehrkosten für ökologische Begleitmaßnahmen (siehe unten) abgepuffert werden. Eine Verbesserung stellte auch die Verlängerung der Vergütungszeiträume dar.[863]

[863] Für Anlagen, die *vor* dem 01.01.2004 in Betrieb genommen wurden, sollte der Vergütungszeitraum unbefristet sein, für jüngere Anlagen wurde der Vergütungsanspruch von 15 auf 30 Jahre angehoben. Angesichts der langen Amortisationszeiten der Anlagen hält Heimerl [2009, mdl.] solche langen Zeiträume für gerechtfertigt. Bei Anlagen > 5 MW wurde der Vergütungszeitraum jedoch auf 15 Jahre beschränkt.

Tabelle 8-4: Vergütungssätze für Wasserkraft nach EEG 2000, 2004 und 2009 im Überblick

Inhalt	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009
		Cent / kWh	
Höchstgrenze	5 MW	150 MW	entfallen
Vergütung[864]	≤ 500 kW: 7,67 > 500 kW: für Anteil des Stroms bis 500 kW Leistung: 7,67 Rest mit 6,65	≤ 500 kW: 9,67 ≤ 5 MW: 6,65 > 5 MW und ≤ 150 MW bei Leistungserhöhung mind. 15 % oder Neubau: ≤ 500 kW: 7,67 ≤ 10 MW: 6,65 ≤ 20 MW: 6,10 ≤ 50 MW: 4,56 > 50 MW: 3,70	Neuanlagen bzw. Erweiterungen bis 5 MW (Neu/Modernisierte) ≤ 500 kW: 12,67 /11,67 ≤ 2 MW: 8,65 ≤ 5 MW: 7,65 /8,65 Neuanlagen > 5 MW Leistungsanteil ≤ 500 kW: 7,29 ≤ 10 MW: 6,32 ≤ 20 MW: 5,80 ≤ 50 MW: 4,34 > 50 MW: 3,50
Zeitraum	../..	≤ 5 MW: 30 Jahre > 5 und ≤ 150 MW: 15 J.	≤ 5 MW: 20 Jahre > 5 MW: 15 J.
Degression	../..	1 % für Anlagen > 5 MW ab 2005	1 % für Anlagen > 5 MW ab 2010

Für Strom aus „mittelgroßen Anlagen“ (500 kW bis 5 MW) betrug die Vergütung weiterhin 6,65 Cent/kWh. Die Zahlung der erhöhten Vergütung von 9,67 Cent/kWh wurde an die Erfüllung ökologischer Anforderungen geknüpft (§ 6 Abs. 1 EEG). Das Erreichen eines guten ökologischen Zustands oder Verbesserung des Zustands gegenüber dem alten galt auch für kleine, neu errichtete Anlagen bis 500 kW Leistung an vorhandenen Staustufen oder Wehren. Kleine Anlagen bis 500 kW, die nicht im Zusammenhang mit vorhandenen Staustufen, Wehren oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet werden, sollten dagegen nur noch für einen gewissen Zeitraum in den Anwendungsbereich des EEG fallen, nämlich wenn sie bis zum 31.12.2007 genehmigt wurden.[865] Mit dieser Regelung hatten die Naturschutzverbände ein wichtiges Ziel erreicht, nämlich die Einspeisevergütung mit der Verbesserung des ökologischen Gewässerzustands zu verknüpfen. Sie werteten dies als einen Schritt in Richtung „Ökologisierung“ der Förderung.[866]

[864] Vergütung in Cent/kWh

[865] Damit wurde ein Ausgleich zwischen den Anliegen des Naturschutzes und den Interessen an der energetischen Nutzung der Flüsse geschaffen und es sollen zusätzliche Eingriffe in naturbelassene kleine Flüsse und Bäche vermieden werden.

[866] Vgl. Pressemitteilung des NABU vom 20.07.2005. http://www.nabu.de/... (Abruf: 06.08.2009).

Mit dem EEG 2009 wurden die Vergütungssätze für große Anlagen über 5 MW nicht geändert. Da es gegenwärtig keinen konkreten Anwendungsfall mehr gibt[867], wurden die 150 MW-Förderhöchstgrenze, die Mindesterhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um 15 % und die Inbetriebnahmegrenze bis zum 31.12.2012 bei Großanlagen gestrichen. Die Vergütungsdauer für Anlagen unter 5 MW wurde an die übrigen Sparten im EEG angepasst und von 30 auf 20 Jahre verringert. Zur Kompensation ist im Vergütungssatz eine Erhöhung um 1 Cent/kWh enthalten. Für den Bau /Erweiterung /Modernisierung von kleineren Neuanlagen wurde der Anreiz erhöht, indem die Grundvergütung auf 12,67 Cent/kWh für Neuanlagen bzw. 11,67 Cent/kWh für nach dem 01.01.2009 modernisierte Anlagen bis 500 kW angehoben wurde.

Trotz der Kritik an den durch die Erfüllung ökologischer Anforderungen verursachten Mehrkosten wurde die Vergütung für Ausbau und Modernisierung bestehender Anlagen im EEG 2009 nicht angehoben.

8.3.3.4 Informelle Nachsteuerung zur Vermeidung negativer Umwelteffekte

Die im Fachrecht (hier: Landeswassergesetze) vorgesehenen Regelungen, die für die Einhaltung ökologischer Anforderungen im Rahmen der wasserrechtlichen Genehmigungen sorgen sollten, reichten nicht aus, um einen wirkungsvollen Gewässerschutz zu gewährleisten. Auch die mit dem EEG 2004 eingeführte Verknüpfung der Zahlung einer erhöhten Vergütung an die Erfüllung ökologischer Anforderungen schien nicht auszureichen, um für die Konformität der Förderung mit den nationalen und europarechtlichen Zielen des Natur- und Gewässerschutzes – die Herstellung eines guten ökologischen Zustands in den Gewässern – zu sorgen. Aus Umwelt- und Naturschutzsicht fehlte es an einer Verknüpfung der in § 6 EEG genannten ökologischen Kriterien mit den Zulassungskriterien für die wasserrechtliche Genehmigung.[868] Um Konflikte zu vermeiden, seien fachliche Kriterien zur Untersetzung der gewässerökologischen Belange notwendig.

Leitfaden Ökologische Wasserkraftnutzung

Ab 2005 trafen einige Länder, darunter Baden-Württemberg, in den Landeswassergesetzen sowie durch Verordnungen und Erlasse eigene Reglungen für die Genehmigung von Wasserkraftwerken.[869] Um hier einer Zersplitterung entgegenzuwirken und eine einheitliche Operationalisierung der ökologischen Anforderungen des EEG 2004 an die Zahlung der

---

Allerdings ist festzustellen, dass Erneuerungen oder Umbauten bestehender WKW nur selten in solchen Umfängen stattfindet, dass tatsächlich der Bau von „Umgehungen“ oder Fischaufstiegshilfen im Rahmen der Genehmigung festgesetzt werden könnte.

[867] Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis lag 2008 bei über 6 Cent/kWh. Die am Strommarkt (Börse) erzielbaren Preise sind daher mittlerweile höher als die EEG-Vergütung, so dass die Einspeisevergütung wurde von den Groß-Wasserkraftwerken schließlich gar nicht in Anspruch genommen wurde.

[868] Zum Beispiel kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Vorlage einer wasserrechtlichen Genehmigung als Nachweis des Erreichens einer gewässerökologischen Verbesserung ausreicht. Um dies aber sicherzustellen, müssten in Einklang gebracht werden.

[869] Aufgrund des hohen Stellenwerts der Wasserkraftnutzung in Baden-Württemberg war die Landesregierung nach Heimerl [2009, mdl.] hier eher zu einem Entgegenkommen bereit.

Vergütung zu befördern, veröffentlichte das Bundesumweltministerium im Jahr 2005 einen Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft.[870]

Mit dem Leitfaden wurden Kriterien benannt, anhand derer die Verbesserung des ökologischen Zustandes der Gewässer beurteilt werden sollte.

Mit einem Demonstrationsprojekt, der Wasserkraftanlage in Farndau an der Fils in Baden-Württemberg, wurde gezeigt, dass und wie sich Bau bzw. Modernisierung von Wasserkraftanlagen durch geeignete Maßnahmen[871] mit den im EEG gestellten Anforderungen vereinbaren lassen.[872] Kritiker bemängelten allerdings, dass die in dem Projekt gesetzten Maßstäbe für die gewässerökologische Aufwertung zu hoch seien und ihre Umsetzung in der Praxis unter wesentlich engeren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unrealistisch sei.

Leitfaden und Demonstrationsprojekt gelten als „weiche“ bzw. „informelle“ Steuerungsinstrumente“, mit denen die gesetzlichen Anforderungen operationalisiert und damit besser umsetzbar gemacht werden. Das Bundesumweltministerium setzte damit ein Zeichen, dass Wasserkraftnutzung auch unter den gesetzten gewässerökologischen Bedingungen „machbar“ ist.

8.3.3.5 Technologie- und Marktentwicklung

Gegenwärtig geht man davon aus[873], dass es in Deutschland insgesamt ca. 7.000 bis 8.000 Wasserkraftanlagen gibt, von denen sich nach wie vor über 80 % in Bayern und Baden-Württemberg befinden. Auf die großen Anlagen entfallen über 90 % der installierten Gesamtleistung. Die Kleine Wasserkraft macht zwar 95 % aller Anlagen aus, kommt aber nur auf etwa 7 % der installierten Leistung bzw. des erzeugten Stroms [Heimerl & Gieseke 2004].

2003 wurde der Neubau des Laufwasserkraftwerks Rheinfelden[874] am Hochrhein (100 MW), begonnen. Die Inbetriebnahme ist bis 2010/11 vorgesehen. Die Erweiterung des deutsch-französischen Rheinkraftwerkes Iffezheim (38 MW) soll auch 2011 in Betrieb gehen. Des Weiteren ist der Neubau eines Wasserkraftwerks an der Weser bei Bremen (10 MW) vorgesehen.[875]

---

[870] BMU [2005]. Zu dessen Erarbeitung war das Bundesumweltministerium durch den Gesetzgeber im Rahmen der EEG-Novelle aufgefordert worden [BT-Drs. 15/2864].

[871] Eine kompaktere Bauweise sollte die gewässerökologischen Auswirkungen mindern, Fischauf- und –abstiegshilfen die Durchgängigkeit verbessern und die Anlage von Seitenarmen zusätzliche Laichplätze schaffen.

[872] Das Bundesumweltministerium stellte 2006 für das Wasserkraftprojekt 570.000 Euro aus dem Umweltinnovationsprogramm zur Verfügung [BMU 2006].

[873] Da außer in Bayern insbesondere die Kleine Wasserkraft nur sehr lückenhaft erfasst ist, wird bei der Erstellung von Statistiken viel mit Schätzwerten gearbeitet.

[874] In diesem Projekt wurde eine vorbildliche Fischaufstiegsanlage realisiert. Zur Baumaßnahme /Baufortschritt bis 2007 vgl. http://www.energiedienst.de/... (Abruf 06.08.2009).

[875] Hierbei soll es sich um ein „Bürger-Wasserkraftwerk“ handeln - von der Betreiberform her eine Novität im Bereich Wasserkraft.

Fast die Hälfte des genehmigungsfähigen Zubaupotenzials entfällt nach Laubach [2004, 18] auf den Rhein. Dort ist der Anteil von so genannten Grenzkraftwerken am Neubau- und Ausbaupotenzial besonders hoch. Die notwendige staaten- und i. d. R. auch unternehmensübergreifende Abstimmung dürfte hier ein wesentliches Hemmnis darstellen [ebda.].[876]

Im Segment der Kleinen Wasserkraft waren 2005 nur noch rund 7.000 Anlagen zur Wasserkraftnutzung in Betrieb. Zusätzliche Kapazitäten hätten nur bei einem Abbau der Genehmigungshindernisse und mit einer Vergabe von neuen Wassernutzungsrechten auf der Basis leistungsfähigerer Technik installiert werden können. Neubauten an neuen Standorten dürften jedoch nur im Ausnahmefall genehmigungsfähig sein [Laubach 2004, 18]. Nachdem die "Filetstücke" unter den Wasserkraftstandorten längst vergeben sind, stehen nun vor allem die Standorte alter Wassermühlen im Visier. Die alten Mühlenstandorte haben oft nur Einzelleistungen bis zu 10 kW. Standorte im Kleinstleistungsbereich sind Anwendungsbereiche für Wasserräder.[877] Da die technische Entwicklung auch hier aufgeholt hat,[878] sind sie den Turbinentechnologien an diesen Standorten überlegen. Allerdings kann mit ihnen nur ein sehr begrenzter Leistungszuwachs realisiert werden.

Schätzungen der Beschäftigungseffekte zufolge gab es im Jahr 2008 in Deutschland ca. 4.900 Arbeitsplätze in der Wasserkraftbranche [O'Sullivan et al. 2009a, 6].

8.3.3.6 Akteure der Konstellation

Anlagenplaner und Betreiber in den neuen Bundesländern

Die Betreiber in Thüringen und Sachsen, die alte Wasserkraftwerks- oder Mühlenstandorte revitalisieren wollten, bekamen Anfang des neuen Jahrtausends die vielfältigen Restriktionen für die Wiederinbetriebnahme und/oder den Ausbau von Standorten für die Nutzung der Kleinen Wasserkraft voll zu spüren. So war der Ausbau der Kleinen Wasserkraft bis 100 kW z. B. in Sachsen politisch nicht mehr gewollt [Rolle 2001, 493]. Zusätzlich verschlechterten kostenträchtige Auflagen für den naturverträglichen Betrieb, wie die Einhaltung von Restwassermengen, Anlage von Fischtreppen und Durchführung kontinuierlicher Wasserstandsmessungen die Wirtschaftlichkeit [ebda.]. Konflikte zwischen den „Wassermüllern", den Naturschutzverbänden und den Anglern, die ihre Fischrechte gefährdet sahen, nahmen an Schärfe zu. Für die Wassermüller war es nicht nachvollziehbar, dass das, was sie über Jahrzehnte ihrer Auffassung nach ohne Schäden an den Gewässern praktiziert hatten, nun nicht mehr verträglich sein sollte. Frustration machte sich breit und viele potenziell geeignete Standorte blieben ungenutzt.

---

[876] Ein Ausbauvorhaben wird nur dann umgesetzt werden, wenn in beiden beteiligten Anliegerstaaten sowohl die ökologischen als auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dafür sprechen [Laubach 2004, 18].

[877] Wasserräder sind eher als Nischenprodukt anzusehen, erleben gegenwärtig aber eine gewisse Renaissance im Kleinstleistungsbereich. Vgl. http://bega-wasserkraft.de/Wasserrad/... (Abruf 06.08.2009).

[878] Moderne Planetengetriebe und Übersetzungen von 1:100 können Wirkungsgrade von über 90 % erzielen.

Natur- und Umweltschutzverbände

Die Natur- und Umweltschutzverbände spielten eine wichtige Rolle im Aushandlungsprozess um die ökologische Steuerung der Wasserkraftnutzung. Angesichts der Schutzerfordernisse für Fließgewässerökosysteme veröffentlichte der BUND 2002 ein Positionspapier zur Wasserkraftnutzung unter der Prämisse eines ökologischen Fließgewässerschutzes. Die Naturschutzverbände wie NABU, BUND und WWF[879] standen darin der Wasserkraftnutzung eingeschränkt positiv gegenüber. Einerseits begrüßten sie den Beitrag der Wasserkraft zur Reduzierung des Anteils konventionellen Stroms (Beitrag zum Klimaschutz), andererseits wiesen sie auf die negativen Folgen für die Populationen aquatischer Lebewesen in Fließgewässern hin. Die Forderung der Naturschutzverbände nach einem Kompromiss zwischen den Interessen des Fließgewässerschutzes und der Wasserkraftnutzung fand schließlich erstmals in der EEG-Novelle 2004 Berücksichtigung. Die Verknüpfung der Förderung mit der Erfüllung bestimmter Auflagen gilt seither als beispielhafte Errungenschaft.

Allerdings bestanden unterschiedliche Auffassungen darüber, ob diese Regelungen notwendigerweise im EEG zu treffen waren oder ob die Regelungen im Fachrecht (WHG) nicht ausreichend gewesen wären.[880]

Unternehmen

Die Unternehmen der Wasserkraft-Branche sehen in Deutschland noch ein Ausbau-Potenzial von etwa 2.000 MW [EE-Branche 2009, 15 f.]. Die Nutzung dieses Potenzials wird gegenwärtig jedoch politisch nicht forciert. Viele deutsche Unternehmen der Branche seit Jahren in starkem Maße im Ausland aktiv[881]. Unternehmenszusammenschlüsse und Umstrukturierungen zur Anpassungen an das Marktgeschehen setzen sich fort. So soll zusammen mit RWE Innogy ein Gemeinschaftsunternehmen Voith Hydro Ocean Current Technologies gegründet werden, das die Gezeitenkraft als neues Geschäftsfeld erschließt.

Umweltbehörden der Länder

Die Gründe für den hinter den technisch-wirtschaftlichen Potenzialen zurückbleibenden Zubau werden überwiegend im politisch-rechtlichen Bereich gesehen. Vielfach galt die Umrüstung eines Standortes von mechanischer Nutzung auf Stromerzeugung als nicht durch die bestehenden Altrechte abgedeckt. Die Gewässerpolitik in den Bundesländern war vielmehr auf den Entzug alter Wasserrechte ausgerichtet. Entsprechend eng legten die Wasserwirtschaftsämter die bestehenden Ermessensspielräume aus, so dass die Umrüstung alter Wassermühlen zu netzparallel betriebenen privaten Kleinstkraftwerke auf einen geringen Umfang beschränkt blieb.

---

[879] Nach WWF [2003] sind die erheblichen Beeinträchtigungen durch Kleinwasseranlagen im Verhältnis zur Anlagenleistung überproportional hoch. Daher spricht er sich dafür aus, große Wasserkraftwerke über 5 MW in die EEG-Förderung aufzunehmen, wobei jedoch nur *zusätzliche* Kapazitäten gefördert werden sollen.

[880] Der BUND kritisierte die Verknüpfung in der Öffentlichen Anhörung zum EEG 2004 im Bundestag und hielt die Regelungen des WHG diesbezüglich für ausreichend.

[881] So bezifferte z. B. die Wasserkraft Volk AG ihre Exportquote mit über 90 %. Hauptumsatzbringer der Wasserkraft Volk AG sind v. a. Schwellenländer. Das Deutschlandgeschäft hingegen nehme aufgrund der hohen bürokratischen Hürden immer weiter ab. Vgl. http://www.iwr.de/... (Abruf 06.08.2009).

8.3.3.7 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Die realisierbaren Potenziale der Wasserkraft gelten in Deutschland als weitgehend ausgeschöpft. Entwicklungsverläufe und Akteurskonstellationen weisen aktuell eine geringe Dynamik auf. In der Konstellation hat sich ein gewisses „Gleichgewicht“ eingestellt, von dem kaum neue Impulse zu erwarten sind. Technische Innovationen beziehen sich auf inkrementelle Verbesserungen von Turbinen, Generatoren und Anlagensteuerung sowie der Erprobung neuer technischer Lösungen wie Fischaufstiegshilfen, die die Durchgängigkeit der Gewässer verbessern sollen. Zwar trugen die EEG-Vergütungsregelungen 2000 und 2004 zur Stabilisierung der Kleinen Wasserkraft bei. Leistungszuwächse in diesem Bereich wurden vorrangig durch Modernisierung, weniger durch den Zubau von Anlagen erreicht. Revitalisierungspotenziale an Altstandorten in den neuen Bundesländern wurden aufgrund restriktiver Auslegung der Regelungen zum Gewässerschutz nicht ausgeschöpft.

Auch die Große Wasserkraft profitierte ab 2004 von der Aufnahme in die EEG-Förderung. Modernisierung und Leistungsausbau wären seinerzeit ohne die Förderung nicht möglich gewesen.

Modernisierung und Repowering von Kleinanlagen unterlagen ab 2004 verstärkt Anforderungen zur Beachtung der ökologischen Verträglichkeit. Die europäischen Vorgaben zum Gewässerschutz beförderten die Berücksichtigung ökologischer Anforderungen nicht nur an Planung und Genehmigung von Wasserkraftwerken. Auch die Vergütungszahlungen wurden im EEG 2004 an die Erfüllung ökologischer Anforderungen geknüpft. Damit wurde das EEG 2004 zumindest im Hinblick auf die Wasserkraftnutzung um eine „ökologische Steuerungskomponente“ erweitert. Deren Operationalisierung wurde von staatlicher Seite (Bundesumweltministerium) durch einen Leitfaden sowie durch ein Demonstrationsprojekt vorangetrieben. Die Sparte Wasserkraft nahm damit eine Vorreiterfunktion im Hinblick auf die Entwicklung von informellen Lösungsansätzen zu Minderung von Konflikten zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und Naturschutz ein.

8.3.4 Ausblick

Die Wasserkraft hat bereits einen hohen Ausbaugrad erreicht. Laut Bundesumweltministerium [BMU 2008a, 6] werden die ökonomisch und ökologisch sinnvollen Wachstumspotenziale der Kleinen Wasserkraft sehr unterschiedlich diskutiert. Während Vertreter des Natur- und Gewässerschutzes die Potenziale angesichts der bereits bestehenden Vorbelastungen durch die Vielzahl von Querbauwerken für weitgehend ausgereizt halten, sieht die Wasserkraftbranche dagegen noch Ausbaumöglichkeiten. Angesichts der Notwendigkeit, gewässerökologische Belange zu berücksichtigen, ist davon auszugehen, dass sich Zubaumaßnahmen vorrangig auf *bestehende* Querbauwerke konzentrieren. Leistungszuwächse werden vornehmlich durch Repowering (Ersatz, Modernisierung und Reaktivierung vorhandener Anlagen) erzielt.

Nach Heimerl [2009, mdl.] kommt ein Problem auf die Wasserkraftwerksbetreiber zu, wenn in den nächsten Jahren ein großer Teil der Wassernutzungsrechte ausläuft und diese neu beantragt werden müssen. Die Wassernutzungsrechte werden auch zukünftig weiterhin auf 30 Jahre befristetet sein. Dieser ein Zeitraum ist nach Heimerl [2009, mdl.] angesichts der langen Lauf- und Amortisationszeiten der Wasserkraftwerke zu knapp bemessen.

Dementsprechend fordert die Branche, dass sich sowohl Bewilligungszeiträume als auch Förderzeiträume im EEG an den besonders langfristigen Planungshorizont der Wasserkraftwerksbetreiber anpassen sollten.

8.4 Quellen

Literatur

Berchem, A. (2006): Das unterschätzte Gesetz. ZEIT online vom 25.09.2006, http://www.zeit.de/online/... (Abruf 07.06.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2004): Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Überblick über die Regelungen des neuen EEG vom 21.07.2004. BMU, Abt. Z III 1, Juli 2004, S. 1-13.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2005): Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2006): Wasserkraft nutzen, Gewässerökologie verbessern. Pressemitteilung von 14.11.2006. Online unter: http://www.erneuerbare-energien.de/... (Abruf 13.02.2007).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007a): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Stand November 2007.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2007b): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). gemäß § 20 EEG. BMU-Entwurf, Kurzfassung.

BUND (2002): Positionspapier zur Wasserkraftnutzung.

BT-Drs. 8/3468 Anfrage „Wasserkraftnutzung / Erhöhung der Einspeisevergütung“ vom 10.12.1979. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BT-Drs. 10/4272 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Wasserkraft“ vom 18.11.1985. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BT-Drs. 11/5025 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Förderung der Wasserkraft“ vom 31.07.1989. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

BT-Drs. 15/1756 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Strom aus Wasserkraft vom 11.11.2003. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.09.2008).

Dumont, U. (2006): Räumliche Dimensionen der Wasserkraft und ihre Auswirkungen aus naturschutzfachlicher Sicht. In: DRL 2006 [Hrsg.]: Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft, Nr. 79, S. 122-124.

DUH (Deutsche Umwelthilfe e.V.) [Hrsg.] (2006): Lebendige Flüsse & kleine Wasserkraft – Konflikt ohne Lösung? http://www.duh.de/... (Abruf 02.03.2007).

EE-Branche (2009): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. und Agentur für erneuerbare Energien. Berlin.

Giesecke, J. & Mosonyi, E. (2005): Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 4., akt. u. erweit, Aufl. Springer Verlag.

Gruhn, W. (1982): Umweltpolitische Aspekte der DDR-Energiepolitik.. Dt. Gesellschaft für Zeitgeschichtliche Fragen, Institut für Gesellschaft und Wissenschaft, Erlangen. Analysen und Berichte aus Gesellschaft und Wissenschaft, Nr. 4.

Heimerl, S. & Giesecke, J. (2004): Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003. In: Wasserwirtschaft, Jg. 94, Nr. 10, S. 28-40.

Heimerl, S. (2005a): Wasserkraft in Deutschland. Wasserrahmenrichtlinie und Zukunftsaussichten. In : Energiewirtschaft (EW), Jg. 104, Nr. 17/18, S. 58-61.

Heimerl, S. (2005b): Wasserkraft in Deutschland – Wie geht es weiter? VDEW-Konferenzbeitrag. Mskr.

Laubach, J. (2004): Quo vadis, Wasserkraft? In: Wasserwirtschaft, Jg. 94, Nr. 7/8, S. 17-20.

Ludz, P. & Kuppe, J. (1979): DDR-Handbuch. 2., völlig überarb. und erw. Aufl. Verl. Wissenschaft und Politik. Köln.

Mayr, C. (1996): Privilegierung von Wind- und Wasserkraftanlagen. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 28, Nr. 6, S. 190.

O'Sullivan et al. (O'Sullivan, M.; Edler, D.; Ottmüller, M.; Lehr, U.) (2009): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008 - eine erste Abschätzung - Stand: 06.03.2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Rolle, H. (2001): Wasserkraft in Sachsen seit 1990. In: Wasserwirtschaft, Jg. 91, Nr. 10, S. 491-493.

Staiß, F. (2000): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000. Bieberstein-Verlag, Radebeul.

Staiß, F. (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Bieberstein-Verlag, Radebeul.

Suck, A. (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft: Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien. VS Verlag, Wiesbaden.

UBA (Umweltbundesamt) (1998): Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke – Zielkonflikt zwischen Klima- und Gewässerschutz. Bearbeiter: Meyerhoff, J.; Petschow, U. et al. Endbericht. UBA-Texte Nr. 13/98. Berlin.

UBA (Umweltbundesamt) (2001): Wasserkraftanlagen als erneuerbare Energiequelle – rechtliche und ökologische Aspekte. UBA-Texte Nr. 01/01. Berlin.

Weidenfeld, W. & Korte, K-R. (1992): Handwörterbuch zur deutschen Einheit. Campus-Verl. Frankfurt/Main.

WWF (World Wide Fund for Nature) (2003): WWF-Positionspapier „Perspektiven der Wasserkraft".

Telefonische Auskünfte / Interviews

Richter, J. [2008, mdl.]: Telefoninterview, Vorsitzender des Verbandes der Wasserkraftwerksbetreiber Sachsen und Sachsen-Anhalt e.V., 09217 Burgstädt, am 16.12.2008.

Heimerl, S. [2009, mdl.]: Buchautor und Leiter der Abteilung „Renewable Energies & Environment" bei Fichtner GmbH & Co KG, Stuttgart. Telefoninterview, am 28.01.2009.

9 Erneuerbare Energien im Wärmemarkt

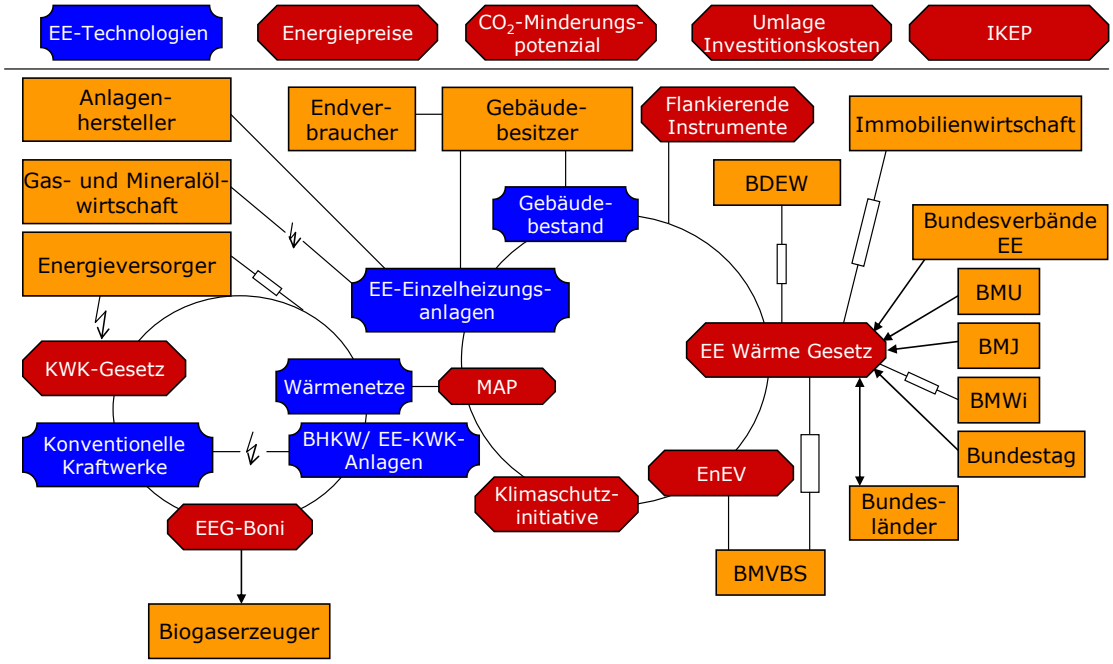
Das Ziel CO_2-Emissionen zu reduzieren, kann im Gebäudebereich sowohl durch Effizienzsteigerungen (z. B. Wärmedämmung) als auch durch den Einsatz von erneuerbaren Energien (Solarthermie, Biomasse, Erdwärme) und verstärkte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in der Wärmeversorgung bzw. eine sinnvollen Kombination aller Möglichkeiten erreicht werden. Vor allem zwischen der Energieeffizienz/-einsparung an Gebäuden und dem Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich bestehen ausgeprägte Interdependenzen. Denn von der Entwicklung des Wärmebedarfs der Gebäude ist es abhängig, welche Technologien der erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen können und wirtschaftlich sinnvoll sind.

Der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt werden neben der Wärmedämmung sehr hohe CO_2-Minderungspotenziale zugeschrieben. Diesbezüglich gilt der Wärmebereich als „schlafender Riese“. Die Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wurde in der Vergangenheit in der Klimaschutzpolitik jedoch weitgehend ausgeklammert, denn sie galt als schwierig umsetzbar und versprach keine schnellen Erfolge. Ein Grund hierfür ist die heterogene Interessenlage der beteiligten Akteure. Im Unterschied zum Stromsektor sind im Wärmebereich Hauseigentümer, Endverbraucher, die Immobilienwirtschaft sowie ein heterogenes Spektrum von Anlagenherstellern zentrale Ansprechpartner. Es war absehbar, dass eine Förderung im Wärmesektor einen hohen Abstimmungs- und Koordinationsaufwand erfordern würde, um eine zielgerichtete Bündelung von Steuerungsimpulsen zu erreichen. Nach profunder Diskussion potenzieller Steuerungsmodelle ergriff die Bundesregierung die Initiative zur Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG[882]) im Rahmen des IEKP 2009 (vgl. Kapitel 3.7.3.2).

Die nachfolgende Analyse der Konstellation im EE-Wärmesektor (vgl. Kapitel 9.1) geht der Frage nach, welches die treibenden und hemmenden Kräfte für den Einsatz und die Diffusion erneuerbarer Energien im Wärmemarkt sind. Diese Analyse ist Ausgangspunkt für die Auseinandersetzung mit der Frage, inwieweit die Erfahrungen und Erkenntnisse der Förderung von erneuerbaren Energien im Stromsektor auf den Wärmesektor übertragen werden können (vgl. Kapitel 9.2).

[882] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

9.1 Analyse der aktuellen Konstellation



BDEW = Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW = Blockheizkraftwerk
BMJ = Bundesministerium der Justiz
BMU = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS = Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi = Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV = Energieeinsparverordnung
IKEP = Integriertes Energie- und Klimaprogramm
KWK = Kraft-Wärme-Kopplung
MAP = Marktanreizprogramm

Abbildung 9-1: Konstellation der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor 2006 bis 2009

9.1.1 Charakteristika der Konstellation

Die Konstellation der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt seit 2006 zeigt eine ausgesprochen komplexe und heterogene Struktur. Im Wärmemarkt existieren – angedeutet durch die beiden Kreise – zwei Teilkonstellationen nebeneinander: Auf der rechten Seite gruppiert sich eine Teilkonstellation, die sich auf die Förderung der Wärmeerzeugung in Einzelanlagen bezieht. Zu dieser Konstellation gehören Förder- und Anreizelemente wie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das Marktanreizprogramm (MAP) und die Energieeinsparverordnung (EnEV). Sie bilden ein komplexes Anreizsystem aus verschiedenen Rechts- und Förderbereichen. Hinter diesen Steuerungsimpulsen stehen politische, öffentliche und private Akteure, deren Beziehungen durch divergierende Interessen geprägt sind. In der Konstellation überwiegen Akteure, die eine hemmende Wirkung auf die Reichweite des EEWärmeG ausüben. Unter den Marktakteuren sind es v. a. die Vertreter der Immobilienwirtschaft, private Gebäudebesitzer, Anlagenhersteller und die Gaswirtschaft, die dem EEWärmeG im Gesetzgebungsprozess Widerstand entgegensetzen.

Auf der linken Seite der Abbildung bildet sich eine zweite Teilkonstellation um die Wärmeerzeugung im Zusammenhang mit der Stromproduktion. Wärme ist in diesem Fall ein Abfallprodukt, das es zukünftig effektiver mit Hilfe von Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien[883] (KWK) zu nutzen gilt. Einen Impuls, die KWK-Nutzung auszubauen, sollte das im Rahmen des IEKP verabschiedete KWK-Gesetz geben. Angesichts der bestehenden und in Bau befindlichen Kapazitäten an Großkraftwerken zur Stromerzeugung ohne Wärmenutzung sehen sich die Bemühungen zur Erhöhung der KWK-Anteile jedoch starken Widerständen der Energieversorger/Kraftwerksbetreiber ausgesetzt. Neben den Förderungen über das KWK-Gesetz bietet auch das EEG mit seinen Boni für KWK- bzw. Wärmenutzung sowie das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien mit der Förderung zum Bau von Wärmenetzen Anreize, den Ausbau von KWK unter Einsatz von erneuerbaren Energien voran zu bringen.

9.1.2 Der Kontext

Energiepreisentwicklung für Verbraucher

Die Entwicklung der Energiepreise stellt einen bedeutenden Kontextfaktor dar. Je höher die Energiepreise sind, desto stärker fallen die Kosten für den Energieverbrauch sowohl bei der Vermietung als auch beim Verkauf von Immobilien ins Gewicht.

So müssen seit dem 01. Juli 2008 Verkäufer und Vermieter von Neubauten oder grundlegend sanierten Gebäuden einen Energieausweis vorweisen, der Auskunft über die Kosten von Heizung und Warmwasser sowie Basisinformationen über Dämmung und Heizanlage gibt. Mit der Einführung des Energiepasses kommt zum Ausdruck, dass in Zukunft Energieeffizienz im Gebäudebereich an Bedeutung zunehmen wird, insbesondere wenn es um die Aufmerksamkeit von Mietern oder Käufern, aber auch um den Wert einer eigenen Immobilie geht.

Durch die Preiserhöhungen steigt der Druck, den Einsatz erneuerbarer Energien nicht nur im Stromsektor, sondern auch in dem ungleich größeren Markt der Wärmeerzeugung voranzutreiben.

CO_2-Minderung und Zielsetzungen der EE-Anwendung im Wärmemarkt

Zurzeit werden deutschlandweit 7,7 % des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt [BMU 2009]. Im EEWärmeG ist als Zielmarke für den Wärmebereich ein Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 14 % bis zum Jahr 2020 festgelegt worden. Nach Nitsch [2008] besteht darüber hinaus ein Ausbaupotenzial von 50 % bis zum Jahr 2050.

Integration von EE-Förderung im Wärmesektor in das Energie- und Klimapaket IEKP

Nach längerem Vorlauf wurde durch die Initiative für ein integriertes Energie- und Klimapaket (IEKP), durch das Maßnahmen der Förderung erneuerbarer Energien erstmals in einen Gesamtzusammenhang gestellt wurden, auch die Verabschiedung des EEWärmeG

[883] Vgl. Technikglossar

befördert. Im Rahmen des IEKP (vgl. Kapitel 3.7.3.2) wurde das EEWärmeG in eine Reihe von Maßnahmen eingebettet, die ebenfalls auf den Wärmesektor abzielen. Hierzu gehören

- die Neufassung des Kraft-Wärmekopplungsgesetzes (KWKG),
- die Förderung von Mini-KWK-Anlagen,
- die Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV),
- die Aufstockung des Gebäudesanierungsprogramms,
- die Novellierung der Heizkostenverordnung,
- die Aufstockung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien (MAP).

Das EEWärmeG ist mit einigen dieser Gesetze, vor allem der EnEV und dem MAP, eng verflochten, weshalb diese Gesetze in Kapitel 9.1.3 noch einmal aufgegriffen werden.

Umlagemöglichkeiten der Investitionskosten

Aus der Perspektive der Mieter (und Vermieter) stellt sich die Frage, wie sich die Kosten für Installation und Betrieb von EE-Anlagen verteilen. In der gegenwärtigen Phase bilden die Regelungen des Bürgerlichen Gesetzbuchs[884] und des Mietrechts eher eine Restriktion als einen förderlichen Rahmen für Investitionen in EE-Heizungsanlagen. Nach dem Mietrecht können die Verbrauchskosten für Heizmittel und Heizungsbetrieb als Teil der Betriebskosten nach bestimmten Schlüsseln auf die Mieter umgelegt werden. Die Instandhaltung oder Erneuerung der Heizungsanlage ist hingegen Sache des Vermieters und kann nicht auf den Mieter abgewälzt werden. Allerdings besteht bei darüber hinausgehenden Investitionen zur Wärmebereitstellung die Möglichkeit, dass der Eigentümer bis zu 11 % der Investitionen in erneuerbare Energien und in Wärmeschutz auf die Mieten umlegt (§ 559 Abs. 1 BGB).

Eine Verunsicherung birgt der Wortlaut des § 559 Abs. 1a BGB: „Hat der Vermieter bauliche Maßnahmen durchgeführt, die den Gebrauchswert der Mietsache nachhaltig erhöhen, die allgemeinen Wohnverhältnisse auf Dauer verbessern oder nachhaltig Einsparungen von Energie oder Wasser bewirken (Modernisierung), oder hat er andere bauliche Maßnahmen auf Grund von Umständen durchgeführt, die er nicht zu vertreten hat, so kann er die jährliche Miete um 11 vom Hundert der für die Wohnung aufgewendeten Kosten erhöhen.“ Es besteht Rechtsunsicherheit darüber welche Anlagen unter die Regelung fallen – nur Biomassekessel und Solarthemieanlagen oder auch Wärmepumpen.

Die Möglichkeit der Umlage bietet dem Eigentümer langfristig Gewinnperspektiven, da er den Aufschlag dauerhaft einfordern kann. Spielräume für daraus resultierende Mieterhöhungen sind insbesondere in Bereichen gering, in denen die Grenzen des Mietspiegels bereits erreicht sind. Oftmals besteht daher für Vermieter bei der Abwägung zwischen Investition und Mietpreiserhöhung kein Anreiz, die Investition vorzunehmen, weil der Mietpreis nicht mehr erhöht werden kann oder soll.

[884] Die Möglichkeiten des Eigentümers und Vermieters, Kosten für Heizungsanlagen und deren Betrieb auf Mieter umzulegen, sind in § 559 des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB) geregelt.

9.1.3 Staatliche Steuerungsimpulse

Im Wärmebereich greifen staatliche Anreizsysteme wie das Marktanreizprogramm (MAP; vgl. Kapitel 3.6.1), die Energieeinsparverordnung (EnEV), und das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG; vgl. Kapitel 3.7.2) ineinander. Diese vier Instrumente sind die zentralen fördernden Anreizsysteme. Weitere Impulse, die von der Anpassung flankierender Gesetze ausgehen (vgl. Kapitel 9.1.3.2), fördern die Marktdurchdringung eher indirekt.

9.1.3.1 Steuerungsimpulse für erneuerbare Wärme in Einzelheizungsanlagen

Strategien der Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich

Die Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [Nitsch et al. 2004][885] kam zu dem Schluss, dass auch der Wärmemarkt dringend ein effizientes, dem EEG vergleichbares Schlüsselinstrument benötigt, das einen ebenso dynamischen und stetigen Marktausbau wie im Stromsektor bewirken kann. Gegenstand eine gesetzlich verankerten Förderung sollten *größere* Anlagen und Nahwärmeversorgungen auf der Basis von Kraftwärmekopplung sein [Nitsch et al. 2004, 8, 14]. Betont wurde, dass ein deutlicher Ausbau der Nahwärmenetze wesentliche Voraussetzung für eine Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich und der Kraftwärmekopplung sei. Nach Auffassung der Autoren waren die vorhandenen Förderinstrumente wie das Marktanreizprogramm, die Energieeinsparverordnung[886], die Öko-Steuer oder das KWK-ModG[887] zur Erschließung der Potenziale[888] im Wärmebereich nicht ausreichend, so dass neue Lenkungsinstrumente eingeführt werden müssten [Nast et al. 2005, 132 f.; Nast et al. 2006a]. In einem weiteren Forschungsvorhaben unter der Leitung des DLR wurden anschließend mögliche politische Steuerungsinstrumente zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmemarkt aufgezeigt und systematisch ausgewertet [Nast et al. 2006b].

Nast et al. [2006b] unterzogen aus einen Spektrum von ca. 20 Modellen folgende Instrumente für die Förderung der EE-Wärmeerzeugung einer detaillierten Untersuchung:

- Nutzungspflichtmodelle mit Ausgleichsregelung, wonach Bauherren zur Installation einer eigenen EE-Anlage verpflichtet werden.

---

[885] Hierbei handelt es sich um eine Studie im Vorfeld der staatlichen Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmebereich, die das Bundesumweltministerium 2001 im Rahmen des Forschungsschwerpunktes „Umwelt und Erneuerbare Energien“ in Auftrag gab.

[886] Die Energieeinsparverordnung (EnEV, vgl. Rechtsquellenverzeichnis) wurde 2002 verabschiedet, Fortschreibungen wurden in 2004, 2007 und 2009 vorgenommen.

[887] Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz / KWK-ModG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis) trat am 01.04.2002 in Kraft und regelt den Anschluss und die Vergütung von KWK-Strom und insbesondere die Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird.

[888] Vgl. Technikglossar

- Quotenverpflichtung für erneuerbare Heizstoffe/ Wertbescheinigungen. Im Quotenmodell müssen die Brennstoffversorger dafür sorgen, dass anteilig zu ihrem Absatz an fossilen Brennstoffen ein bestimmter Anteil an erneuerbaren Energien genutzt wird.
- Bonusmodelle (Abnahme- und Vergütungsregelungen) in verschiedenen Varianten. Danach würden die Betreiber von EE-Anlagen – ähnlich wie beim EEG – einen fixen Vergütungsbetrag (Bonus) für jede erzeugte kWh erneuerbare Wärme erhalten [Nast et al. 2006b, 12].

Im Ergebnis empfahlen die Gutachter ein *Bonusmodell* als die sowohl in ökonomischer als auch in energiewirtschaftlicher Hinsicht vielversprechendste Option. Ähnlich wie das EEG sollte es über eine Umlage finanziert werden [Nast et al. 2005, 138]. Als Alternative zum Bonusmodell wurde mit der Nutzungspflicht ein ordnungsrechtliches Modell empfohlen, das Vorgaben für Bauherren und Eigentümer[889] zum Einbau von EE-Anlagen im Zuge bestimmter Maßnahmen vorsieht. Hier bestand die Einschätzung, dass die politischen Widerstände gegen die Einführung dieses Instruments geringer sein könnten als beim Bonusmodell. Für eine Übergangszeit wurde auch eine Kombination aus MAP – in Form von Marktanreizen für Kleinanlagen – und Bonusmodell – für bislang vom MAP nicht erreichte Marktsegmente (Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, regenerative Nahwärme) – als geeignet betrachtet [Nast et al. 2006b, 21]. Die Diskussion über die verschiedenen Optionen gestaltete sich schwierig und langwierig, zumal sich mehrere Instrumente mit Einfluss auf den Wärmebereich überlagern. Um sich im Vorfeld der Gesetzgebungsinitiative für ein EEWärmeG auf ein tragfähiges Fördermodell zu einigen, wurde ein Konsultationsprozess durchgeführt. Zur Diskussion standen das Bonussystem, ordnungsrechtliche Maßnahmen, durch Steuereinnahmen refinanzierte Investitionszuschüsse sowie Steuererleichterungen. Im Rahmen des Konsultationsprozesses traten Interessenvertreter in die politische Arena ein, die sich nach Hinsch [2009, mdl.] zum Teil vehement gegen einzelne Fördermodelle und Anwendungsbereiche zur Wehr setzten (vgl. weitergehend Kapitel 9.1.4).

Mit dem EEWärmeG 2009 wurde schließlich ein ordnungsrechtliches Modell, das von Investitionszuschüssen flankiert wird, etabliert. Ein Umlage- oder Bonussystem wurde aufgrund des fehlenden politischen Rückhalts in den Parteien und im Bundesumweltministerium sowie mit der Begründung, es sei zu komplex und daher nicht vermittelbar, verworfen.

Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG 2009)

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG[890]) wurde nach einer breit geführten, kontroversen Debatte verabschiedet. Als zentrale Inhalte des EEWärmeG waren schließlich folgende Ansatzpunkte der Förderung konsensfähig geblieben:

---

[889] Der Gebäudebestand war bis kurz vor der Verabschiedung des EEWärmeG ein entscheidender Streitpunkt der beteiligten Akteure. Er ist aus dem Gesetzentwurf heraus gefallen, weil er im Zuge der parallel erfolgten Aushandlung des IEKP Gegenstand eines politischen Tauschgeschäfts war, bei dem Verhandlungspartner mit unterschiedlichen Positionen gegenseitig Zugeständnisse machen [Müller 2009, mdl.].

[890] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

- Nutzungspflicht erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung für Eigentümer von Gebäuden, allerdings nur solchen, die ab 01. Januar 2009 neu gebaut wurden. Die Nutzungspflicht lässt sich jedoch substituieren: Will ein Gebäudeeigentümer keine erneuerbaren Energien anwenden, kann er das Gebäude alternativ auch stärker dämmen, Abwärme nutzen, Fernwärme beziehen oder Wärme aus KWK-Anlagen einsetzen.
- Eine finanzielle Förderung für Investoren erfolgt über das Marktanreizprogramm.
- Der Ausbau von Wärmenetzen wird erleichtert; Kommunen können den Anschluss und die Nutzung eines Wärmenetzes vorschreiben.

Das Gesetz verfehlte jedoch seine ursprüngliche Intention, weil ein starker politischer Wille zur Durchsetzung weitreichender Schritte fehlte. Zum Beispiel blieb das EEWärmeG dadurch, dass sich die Nutzungspflicht nur auf Neubauten und nicht auf den Bestand erstreckt, weit hinter den ursprünglichen Erwartungen zurück. Auch die Substitutionsmöglichkeiten konterkarieren die anfängliche Intention, den Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmebereich deutlich voran zu bringen. Das EEWärmeG wird daher als „schwächstes Element" des IEKP bezeichnet [Hinsch 2009, mdl.].

Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009

Das EEWärmeG bezieht sich auf Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV[891]). Die EnEV ist ein rechtlich und politisch bedeutendes Instrument für den Wärmemarkt. Sie schreibt auf Basis des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) bautechnische Standardanforderungen zum effizienten Energieverbrauch von Gebäuden oder Bauprojekten vor und ist gültig für Wohngebäude, Bürogebäude und bestimmte Betriebsgebäude.[892]

Werden die in der EnEV vorgegebenen Anforderungen zur Wärmedämmung um 15 % übererfüllt, so sind damit die Pflichten des EEWärmeG abgegolten. Gleichzeitig muss der Primärenergiebedarf des Gebäudes um mindestens 15 % unter dem in der EnEV vorgegebenen Grenzwert liegen (dies kann z. B. mit einem Passivenergiehaus erreicht werden; vgl. Anlage Nr. IV zum EEWärmeG).

Während für die Novellierung und Umsetzung der EnEV das Bundesbauministerium federführend zuständig ist, liegt die Zuständigkeit für das EEWärmeG beim Bundesumweltministerium. Zwischen den beiden Ressorts kam es immer wieder zu Konflikten bei der Ausgestaltung der Vorgaben. Das Bauministerium missbilligte die Verabschiedung des EEWärmeG als eine nicht notwendige Maßnahme und Konkurrenz zur EnEV. Aus Sicht des Ministeriums hat sich die EnEV in ihrer Wirkungsweise bewährt und stellt im Kreis der Anwender ein bekanntes Instrument dar, das nicht durch ein neues Instrument ergänzt werden musste [Müller 2009, mdl.]. Aus Sicht des Umweltministeriums war dagegen für einen wirkungsvollen Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich eine Ergänzung der EnEV erforderlich.

---

[891] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

[892] Die EnEV ersetzte mit ihrem Inkrafttreten 2002 die Wärmeschutzverordnung (WSchV) und die Heizungsanlagenverordnung (HeizAnlV) und fasste sie neu zusammen.

In der Steuerung mittels EEWärmeG ist der Gesetzgeber an die Vorgaben der EnEV gebunden. In der aktuellen Novellierung der EnEV[893] werden aus der Perspektive des Bundesumweltministeriums jedoch viel zu niedrige Werte für die "Ersatzmaßnahmen nach dem Wärmegesetz" vorgegeben. Diese Ersatzmaßnahmen sind die (anteilige) Nutzung von Abwärme, von Wärme aus KWK-Anlagen, von Energieeinsparmaßnahmen sowie Nah- und Fernwärme (vgl. Anlagen IV bis VII EEWärmeG). Das für die Novellierung und Umsetzung der EnEV federführend zuständige Bundesverkehrsministerium ist jedoch bestrebt, die jeweils zu erfüllenden Werte möglichst gering zu halten.[894] Es kann somit zu der Situation kommen, dass die beiden eng miteinander verzahnten Instrumente gegeneinander ausgespielt werden [Müller 2009, mdl.]. Die Wirkung des Instruments wird zudem durch Vollzugsdefizite beeinträchtigt. Es wird beklagt, dass weder die Umsetzung der EnEV noch ihr Vollzug in der Praxis ausreichend kontrolliert werden [Müller 2009, mdl.].

Marktanreizprogramm (MAP)

Das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien[895] (MAP) zählt seit seiner deutlichen Ausweitung im Jahr 1999 zu den wichtigsten Förderinstrumenten der erneuerbaren Energien im Wärmebereich [Staiß 2007, 212]. Die Förderung kommt vor allem der Errichtung von Heizanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zugute.[896] Je nach Sparte und Anlagentyp sind teils Investitionskostenzuschüsse[897], teils zinsverbilligte Darlehen[898] vorgesehen. Das MAP enthält ein Kumulierungsverbot im Hinblick auf andere Förderprogramme. Seit Beginn des Programms werden die Richtlinien über die Förderhöhe der einzelnen Technologien fortgeschrieben und dem aktuellen Entwicklungsstand angepasst [Langniß et al. 2006, 11].

Im Haupteinsatzgebiet der Einfamilienhausbeheizung haben Zuschüsse die zentrale Bedeutung. Im Zeitraum 2005 bis 2008 wurden Zuschüsse von rund 600 Mio. Euro gezahlt. Mit Zuschüssen gefördert werden die Errichtung und Erweiterung von

---

[893] Die novellierte Energieeinsparverordnung - EnEV 2009 - trat zum 01. Oktober 2009 in Kraft. Ziel der EnEV 2009 ist es, den Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser in Gebäudebereich um etwa 30 % zu senken. Die Bundesregierung hatte bereits am 18. Juni 2008 die EnEV 2009 beschlossen, doch erst mit dem Inkrafttreten des novellierten Energieeinsparungsgesetz (EnEG) 2009 war die Bundesregierung zum Erlass der EnEV 2009 berechtigt. Eine neue EnEV-Novelle haben die federführenden Bundesministerien bereits angekündigt. Die künftige EnEV 2012 sollen in einem weiteren Schritt sowohl für Neubauten als auch für Modernisierungen die energetischen Anforderungen um nochmals fast 30 % verschärft werden (vgl. www.enev-online.de).

[894] Die Werte aus der EnEV, auf die im EEWärmeG Bezug genommen wird, betreffen
a) den in der EnEV festgelegten Höchstwert des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Gebäudes und
b) die in der EnEV festgelegten Anforderungen an die Wärmedämmung der Gebäudehülle. Diese Werte müssen um mindestens 15% unterschritten werden, um als Ersatzmaßnahmen im Sinne des EEWärmeG zu gelten. Sobald andere Rechtsvorschriften höhere Anforderungen stellen als die EnEV gelten diese als Bezug für die Ersatzmaßnahmen des EEWärmeG (EEWärmeG, Anlage VI).

[895] Vollständiger Programmname: Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

[896] Gefördert wurden bisher Solarkollektoranlagen, Wasserkraftwerke, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie, Photovoltaikanlagen für Schulen, Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse sowie vereinzelt Biogasanlagen.

[897] Zuständig für die Abwicklung: BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).

[898] Zuständig für die Abwicklung: KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau).

- Solarkollektoranlagen bis 40 m^2 Bruttokollektorfläche,
- Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m^2 Bruttokollektorfläche auf Ein- und Zweifamilienhäusern mit hohen Pufferspeichervolumina,
- automatisch beschickten Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse für die thermische Nutzung bis einschließlich 100 kW Nennwärmeleistung,
- handbeschickten Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse für die thermische Nutzung von 15 bis 50 kW Nennwärmeleistung (Scheitholzvergaserkessel),
- effizienten Wärmepumpen,
- besonders innovativen Technologien zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Maßgabe dieser Richtlinien.

Seit Programmbeginn wurden über 170.000 kleine Holzheizungen und über 780.000 solarthermische Anlagen gefördert [vgl. BMU 2009, 38]. Für das Jahr 2008 stellte der Bund rund 400 Mio. Euro zur Verfügung. Im EEWärmeG wurde die Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Höhe von bis zu 500 Mio. Euro jährlich gesetzlich verankert. Diese Regelungen stellten eine Verzahnung zwischen dem EEWärmeG und dem Marktanreizprogramm her (so genanntes „Fördern und Fordern“). Einerseits werden die Verpflichtungen der Bauherren aus dem EEWärmeG finanziell unterstützt und andererseits das Marktanreizprogramm gesetzlich abgesichert.

Das Marktanreizprogramm stößt in seiner Steuerungswirkung und -fähigkeit allerdings an Grenzen, denn das Instrument ist abhängig von der Kassenlage der öffentlichen Hand. Ist das vorgesehene Budget erschöpft, müssen die Förderungen gekürzt oder ausgesetzt und die Vergaberichtlinien angepasst werden, was in der Vergangenheit zu einem ungleichmäßigen Marktwachstum führte [Nast et al. 2006b, 7].

Mit der Fortschreibung des Marktanreizprogramms ab 2004 erhöhte die Bundesregierung die Fördermittel von 200 Mio. Euro (2004) kontinuierlich auf 230 Mio. Euro in 2006. Ab 2008 wurde die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt mit neuen Schwerpunkten fortgesetzt, es standen bis zu 350 Mio. Euro zur Verfügung. Als Teil des integrierten Energie- und Klimaprogramms hat das Bundesumweltministerium eine neue Förderrichtlinie für das Marktanreizprogramm erlassen, die seit 2008 unbefristet gilt. Ab 2009 werden für das Programm bis zu 500 Mio. Euro im Jahr bereitgestellt.[899]

9.1.3.2 Förderung der erneuerbaren Wärmenutzung in KWK-Anlagen

Die Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht einen hohen Brennstoffausnutzungsgrad bei der Stromproduktion, weil die anfallende Wärme nicht einfach an die Umwelt abgegeben, sondern für Heizzwecke genutzt wird. Üblicherweise werden in Großkraftwerken 60-70% der Brennstoffenergie als Wärme an die Umwelt abgegeben. Um die Brennstoffe effizienter einzusetzen, ist es Ziel der Bundesregierung, den Anteil aus hocheffizienten Kraft-Wärme-

[899] Vgl. http://www.iwr.de/foerderung/marktanreiz_08.htm (Abruf 18.09.2009).

Kopplungsanlagen an der Stromproduktion bis zum Jahr 2020 von derzeit ca. 12 % auf 25 % zu verdoppeln. Damit wird, gleichbleibender Stromverbrauch vorausgesetzt, Strom ohne Wärmenutzung verdrängt und der Anteil nutzlos abgegebener Wärme verringert.

Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-Gesetz)

Um für den Bau und die Modernisierung von KWK-Anlagen sowie den Ausbau von Wärmenetzen verstärkte Impulse zu setzen, wurde das KWK-Gesetz neu gefasst und finanziell besser ausgestattet. Zusätzlich wird nun auch selbst genutzter Strom vergütet und nicht nur der eingespeiste Strom. Auch wird nun jede Anlage als Einzelanlage betrachtet und durch Vergütung des KWK-Stroms gefördert, sofern ein separater KWK-Stromzähler installiert ist. Zusätzlich wurden KWK-Anlagen hinsichtlich der vorrangigen Stromabnahme EEG-Anlagen gleichgestellt und die Fördergrenze von 2 MW_{el} aufgehoben. Das jährliche Fördervolumen wurde auf 750 Mio. Euro begrenzt, wobei nicht in Anspruch genommene Teile auf Folgejahre übertragen werden.

EEWärmeG

Im EEWärmeG wird die Nutzung von KWK-Anlagen (auf Basis fossiler Energieträger) als Ersatzmaßnahme zugelassen, wenn die Anlage nach EU-Richtlinien als hocheffizient eingestuft ist. Wird die Wärme aus mit fossilen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen über ein Fern- oder Nahwärmenetz bezogen und stammt zu mindestens 50 % aus KWK, muss die Anlage nicht als hocheffizient eingestuft sein, um als Ersatzmaßnahmen zugelassen zu werden.

EEG

Das EEG fördert die Wärmenutzung aus Biomasse- und Geothermieanlagen[900] mit einem zusätzlichen KWK- bzw. Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3 Cent/kWh. Damit soll verhindert werden, dass die in großen Mengen anfallende Wärme, die auch bei der Verstromung von Biogas[901] entsteht, weitgehend ungenutzt bleibt.

Flankierende Instrumente

Seit Juli 2008 werden auch so genannte Mini-KWK-Anlagen bis 50 kW_{el} im Rahmen der Klimaschutzinitiative[902] gefördert. Das Programm setzt im Bereich der kleineren Objektversorgungen (Einzel- und Mehrfamilienhäuser) zusätzliche Anreize zur Marktentwicklung und zur Erschließung der KWK-Potenziale. Die Förderung ist an hohe Ansprüche geknüpft: Die KWK-Anlagen müssen als wärmegeführt ausgelegt sein, d. h. der Wärmebedarf steuert die Betriebsweise der Anlage. Außerdem müssen sie fabrikneu und serienmäßig hergestellt sein, über einen Stromzähler verfügen, der den gesamten von der Anlage erzeugten Strom

---

900 Vgl. Technikglossar

901 Vgl. Technikglossar

902 Die Klimaschutzinitiative ist ein Impulsprogramm des Bundesumweltministeriums. Seit 2008 stehen dem Bundesumweltministerium aus der Versteigerung von Emissionshandelszertifikaten zusätzliche Haushaltsmittel für die Umsetzung dieses Programms zur Verfügung. Ziel ist es, Potenziale zur Emissionsminderung kostengünstig zu erschließen sowie innovative Modellprojekte für den Klimaschutz voranzubringen.

misst, und außerdem über einen vom Hersteller angebotenen Vollwartungsvertrag betreut werden können.

Schließlich fördert das Marktanreizprogramm den Bau von Nahwärmenetzen, die zu bestimmten Anteilen aus erneuerbaren Energien gespeist[903] werden müssen. Weiter fördert es die Errichtung von wärmegeführten Biomasse-KWK-Anlagen, wobei die Förderung hier als Ausgleich für die verminderte Stromerzeugung bzw. Vergütung nach dem EEG verstanden wird.

9.1.4 Akteure im Wärmesektor

Die Konstellation der Akteure im Wärmebereich ist im Vergleich zu den Akteurskonstellationen im Strombereich ausgesprochen heterogen.

Bundesressorts

Das Umweltministerium ist durch seine Forschungs- und Gesetzesinitiativen ein zentraler Akteur für den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor (vgl. Kapitel 9.1.3.1). Im Zuge der Gesetzesinitiative für das EEWärmeG beteiligte das Bundesumweltministerium das Bundeswirtschafts-, Bundesbau- und Bundesjustizministerium im Rahmen der Ressortabstimmungen.

Das Bundeswirtschaftsministerium bremste hingegen den Gesetzgebungsprozess für das EEWärmeG. Dabei bildete die Frage der Wirtschaftlichkeit den Kristallisationspunkt der Auseinandersetzungen. Das Wirtschaftsministerium verfolgte in den Verhandlungen jedoch keine klare Linie [Müller 2009, mdl.]. Das Bundesbauministerium blockierte im Zuge der Gesetzesvorbereitung vor allem diejenigen Regelungen, die zusätzliche Kostenverpflichtungen für Hausbesitzer schaffen würden. Außerdem wandte es sich gegen Maßgaben, die aus Sicht des Ministeriums aufgrund ihrer komplexen Regelungsgehalte der Bauwirtschaft schaden würden. Unter den beteiligten Ressorts war das Bundesjustizministerium der größte Unterstützer.

Die politische Leitung des Bundesumweltministeriums[904] war sich zunächst unsicher, ob ein Wärmegesetz politisch durchsetzbar und ob genügend Rückhalt und Akzeptanz in der Bevölkerung für ein solches Gesetz gegeben sei. Das Ministerium erhoffte sich mehr Klarheit in Bezug auf diese Fragen durch einen Konsultationsprozess der betroffenen Interessengruppen. Diese wurden eingeladen, ihre Argumente in Bezug auf vier mögliche Förderinstrumentarien vorzubringen: ein Bonussystem, ordnungsrechtliche Maßnahmen, durch Steuereinnahmen refinanzierte Investitionszuschüsse sowie Steuererleichterungen [Hinsch 2009, mdl.]. Der Konsultationsprozess verzögerte jedoch das Verfahren erheblich und erwies sich als kontraproduktiv für die Durchsetzung eines anspruchsvollen Wärmeinstrumentes [Hinsch 2009, mdl.]. Die politische Leitung des Bundesumweltministeriums war angesichts der

---

[903] Mindestens 20 % bei Verwendung von Solarenergie, sonst mindestens 50 %.

[904] Für das EEWärmeG ist federführend das Bundesumweltministerium zuständig. Der Gesetzgebungsprozess ist abzustimmen mit einem Kreis weiterer Ressorts: dem Verkehrs-, Wirtschafts- und Justizministerium, dem Innenministerium (Mietrecht) sowie dem Landwirtschaftsministerium.

Widerstände schließlich vor allem an einer Gesetzesgestaltung interessiert, die in der Öffentlichkeit nicht als zusätzliche Belastung der Bürgerinnen und Bürger wahrgenommen werden würde.

Parteien

Die Koalitionsparteien waren sich uneinig über das Fördermodell. Von den beiden Koalitionspartnern sprach sich die CDU z. B. grundsätzlich *gegen* ein Bonusmodell und ein Umlagesystem aus – jegliche Ähnlichkeit mit dem EEG sollte vermieden werden. Die SPD bevorzugte explizit eine anlagenbezogene Förderung für den Bau und die Weiterentwicklung von EE-Wärmeanlagen. Der fehlende Rückhalt des Gesetzesentwurfs in den Parteien hemmte den Gesetzgebungsprozess.

Wirtschafts-, Mieter- und Verbraucherverbände

Die Interessenlage der Verbände war sehr heterogen. Die Vertreter der Immobilienwirtschaft (Bundesvereinigung Spitzenverbände der Immobilienwirtschaft BSI und Bundesverband Freier Immobilien- und Wohnungsunternehmen e.V.) positionieren sich dezidiert sowohl gegen ordnungsrechtliche Maßnahmen (Nutzungspflicht) als auch gegen ein Bonusmodell. Insbesondere wehrten sie sich dagegen, dass die Nutzungspflicht auch den Gebäudebestand einschließt.[905]

Insbesondere Akteure und Akteursgruppen wie der Eigentümerverband Haus & Grund, Wohnungsbauunternehmen, Architekten, Fertighaushersteller, die Ziegelindustrie, die durch das EEWärmeG neue Kosten auf sich zukommen sahen, wehrten sich gegen ordnungsrechtliche Modelle mit weit reichenden Nutzungspflichten. Ähnlich äußerte sich die Bundesarchitektenkammer (BAK). Sie bemängelte die hohen Kosten, und den zu erwartenden „erheblichen bürokratischen sowie Investitionen hemmenden Aufwand bei Eigentümern, Investoren und Planern“ [BAK 2007].

Der Bundesverband Heizung, Klima, Sanitär (BHKS)[906] lehnte das Gesetz ebenfalls ab. Zwar könnten die Hersteller potenziell von den vorgesehenen Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien im Wärmebereich profitieren, jedoch wollte diese Interessengruppe am wenigsten am Status quo ändern [Hinsch 2009, mdl.]. Sie forderten Technologiefreiheit und zeigten vor allem ein Interesse an der Erneuerung herkömmlicher Anlagen mit effizienterer Technik (z. B. Brennwertkessel, Niedertemperaturheizungen), ohne allerdings Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung zu bevorzugen. Es besteht eine enge Interessenallianz mit der Gas-

[905] Grundgedanke im Bonusmodell war eine Nutzungspflicht, nach der jeder Gebäudebesitzer zur Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien verpflichtet wird Bei einer Nutzungspflicht mit Ersatzabgabe könnten sich die Gebäudebesitzern durch die Zahlung einer einmaligen Ersatzabgabe von der Verpflichtung zur Installation einer EE-Anlage befreien lassen [Nast et al. 2006b, 18 ff.]. Aus der Perspektive der Branche besteht jedoch bereits auf freiwilliger Basis eine hohe Bereitschaft zu klimafreundlicher Sanierung. Anstelle einer Nutzungspflicht wird dort Technologieoffenheit und ein Marktanreizprogramm durch Steuererleichterungen bevorzugt [Hinsch 2009, mdl.].

[906] Der BHKS vertritt ein heterogenes Konglomerat aus Herstellern von Heizungsanlagen, Wärmepumpen, Solarthemieanlagen etc..

und Mineralölwirtschaft und deren Bestreben nach einer Sicherung des Absatzes beim Endkunden.

Nicht überraschend war der massive Widerstand der Gas- und Mineralölwirtschaft sowie der Energieversorger. Im Interesse der Sicherung bzw. Steigerung ihrer Absatzmärkte kämpften die Lobbyverbände vehement für „Technologieoffenheit“. Weder Geothermie, Solarthermie noch bestimmte Bioenergie-Substrate (Pellets, Hackschnitzel o. ä.) sollten durch das Gesetz bevorzugt gefördert werden [vgl. MWV 2008].

Entgegen der Erwartungen der Initiatoren äußerten sich auch die Verbraucherverbände (insbesondere der Verbraucherzentrale Bundesverband, VZBV) aufgrund möglicher Kostensteigerungen für die Verbraucher skeptisch gegenüber den vorgeschlagenen Regelungen [Hinsch 2009, mdl.].

Unterstützung fand der Gesetzentwurf – mit gewissen Einschränkungen[907] – beim Deutschen Mieterbund sowie beim Bund der Energieverbraucher, in beiden Fällen weil sich aus der Nutzung erneuerbarer Energien Kosteneinsparungen für die Mieter ergeben könnten.

Unterstützung für ein EEWärmeG zeigten zudem der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sowie Umwelt- und Naturschutzverbände.[908] Aus Sicht des BEE und des Bundesverbandes für Solarwirtschaft ist das EEWärmeG allerdings nicht weitreichend genug [BEE 2008[909]; Deutscher Bundestag 2008, 12]. Auch der Bundesverband KWK[910], der den Einbezug von KWK ins EEWärmeG begrüßt, forderte den Einbezug des Wohnungsbestandes in das Gesetz[911].

Länder und Kommunen

Das EEWärmeG ermöglicht es den Ländern und Kommunen, Regelungen zu treffen, die über die Vorgaben des Bundesgesetzes hinausgehen. Dies betrifft insbesondere die Nutzungspflicht von EE im Gebäudebestand und den Anschlusszwang an Wärmenetze (vgl. Kapitel 9.1.4). Nach einer Untersuchung von Diekmann et al. [2008][912] steht Baden-Württemberg mit der Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmebereich an der Spitze der Bundesländer, gefolgt von Nordrhein-Westfalen und Bayern. Länder wie Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Niedersachsen und Berlin haben starken Nachholbedarf.

---

[907] So fordert der Mieterbund, dass ein anspruchsvolles Klimaschutzprogramm auch von Sozialpolitik begleitet werden müsse, z. B. durch Reformen beim Wohngeld. Außerdem könne es zu Unklarheiten beim bestehenden Mietrecht kommen, welche Anteile der Sanierungen vom Mieter und welche vom Vermieter zu tragen seien [Deutscher Bundestag 2008].

[908] Das politische Gewicht der Umwelt- und Naturschutzverbänden war in diesem Prozess jedoch zu gering, um die Forderungen durchsetzen zu können [Hinsch 2009, mdl.].

[909] Vgl. BEE in [Deutscher Bundestag 2008], Stellungnahme zur BT-Drs. 16/8149.

[910] Der BKWK, gegründet 2001, vertritt Hersteller, Betreiber, Installateure, Consultingunternehmen und Stadtwerke.

[911] Vortrag von Prof. Traube am 10.04.2008. http://www.bkwk.de/download/... (Abruf 04.12.2008).

[912] Untersucht wurden die energiepolitische Programmatik, die Zielsetzungen für EE, die Programme zur Förderung und Informationsbereitstellung sowie die Beurteilung der Programme durch die Verbände.

Die CDU-geführte Landesregierung in Baden-Württemberg verabschiedete ein ambitioniertes Landes-Wärmegesetz[913], das auch den Gebäudebestand einbezieht. Auf Bundesebene löste der Alleingang der baden-württembergischen CDU ein Dilemma aus: Die Bundes-CDU stand vor der Entscheidung, die Initiative Baden-Württembergs zu stützen oder wie bisher den starken Lobbygruppen zu folgen.

Auch für die Durchführung von Vollzugsaufgaben des EEWärmeG sind die Bundesländer zuständig. Ob und wie die Ziele des EEWärmeG erreicht werden, ist damit auch abhängig von der Regelung der Vollzugsaufgaben durch die Länder. Bisher ist jedoch nur im Land Baden-Württemberg geklärt, welche Behörde für den Vollzug zuständig ist (untere Baubehörde), alle anderen Bundesländer haben hier noch keine abschließende Festlegung getroffen [Müller 2009, mdl.].[914]

Ebenso wie für das EEG ist auch für das EEWärmeG ein Monitoring vorgesehen. Vier Jahre nach der Verabschiedung ist ein Erfahrungsbericht fällig, der auch den Vollzug des Gesetzes zum Gegenstand haben soll. Angesichts des vielschichtigen Marktes stellt das EE-Wärme-Monitoring die Experten vor beträchtliche Herausforderungen, mit welchen Daten und Statistiken die Wirkung des neuen Gesetzes abgebildet werden kann [Müller 2009, mdl.]. Unklar ist daher, ob von den Erfahrungsberichten wesentliche Impulse für die Nachsteuerung erwartet werden können.

Neben den Ländern sind auch die Kommunen wichtige Akteure im Wärmebereich. Ihren Stadtwerken kommt schwerpunktmäßig die Aufgabe des Ausbaus von Wärmenetzen zu. Gegenwärtig wird bezweifelt, ob die Anreize für die Kommunen, in Wärmenetze zu investieren und damit wesentliche Engpässe der Wärmeversorgung zu beseitigen, ausreichen.

9.1.5 Technischer Entwicklungsstand und Marktsituation

Die Verbreitung der modernen EE-Techniken wie Festbrennstoffheizungen, Solarkollektoren und Wärmepumpen wird seit 1999 mit dem Marktanreizprogramm gefördert (vgl. Kapitel 9.1.3.1). Sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich als auch der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung erfordern es, dass in beträchtlichem Umfang Einzelheizungen durch netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen ersetzt werden [Nitsch 2008, 7].

9.1.5.1 Einsatz erneuerbarer Energien in Einzelheizungsanlagen

Die Verbrennung von Holz war immer schon ein Standardverfahren zur Wärmeerzeugung. Nachdem sich für die Raumheizung in den letzten 100 Jahren fossile Rohstoffe wie Kohle, Öl

---

[913] Das „Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg“ wurde am 07.11.2007 verabschiedet. Für das Gesetz stimmten die CDU, die FDP und BÜNDNIS 90/ Die GRÜNEN, die SPD stimmte dagegen mit der Begründung, die Landesverwaltungsgebäude würden durch die Regelungen nicht erfasst. Nach dem Gesetz muss die Wärmeenergie bei Neubauten zu mindestens 20 % durch EE gedeckt werden. Im Bestand wird ab 2010 ein Anteil von 10% vorgeschrieben, wenn es zum Austausch der Heizungsanlage kommt. Vgl. Dieckmann et al. [2008] sowie http://www.solarthemen.de/...

[914] Vgl. Architektenkammer NRW: Landtagsanhörung zum EEWärmeG vom 19.11.2009, http://www.aknw.de... (Abruf 24.11.2009).

und Gas durchgesetzt hatten, nahmen in den letzten beiden Jahrzehnten modernisierte Formen der Holzverbrennung wieder zu. In Festbrennstoffheizungen finden neben dem klassischen Scheitholz gehäckseltes Holz (Hackschnitzel) und gepresste Säge- und Hobelspäne (Holzpellets) zunehmend Verwendung, weil sie sich in vollautomatisierten Brennern mit Fördereinrichtungen nutzen lassen.[915] Die Kosten für neue Anlagen in Einfamilienhäusern lagen 2008 zwischen 15.000 und 20.000 Euro.

Solarkollektoren zur Nutzung solarer Strahlungsenergie für die Warmwasserbereitung wurden 1891 in einfacher Form von dem Amerikaner Clarence M. Kemp erstmals zum Patent angemeldet. Von anderen wurde das Anlagenkonzept weiterentwickelt und bis zum zweiten Weltkrieg durchaus erfolgreich vermarktet. Danach aber setzen sich fossile Energieträger völlig durch. Erst in den 1970er Jahren – nach der ersten Ölpreiskrise – wurde diese Technik wieder entdeckt [Quaschning 2008, 135]. Am Markt werden heute überwiegend zwei Bauformen von Solarkollektoren angeboten: Flachkollektoren (ca. 85 % der Anlagen) und Vakuumröhrenkollektoren. Mittlerweile gelten Solarkollektoren als technisch ausgereift, wenn auch kostenseitig immer noch nicht konkurrenzfähig gegenüber der fossilen Wärmeerzeugung. Typische Solarkollektoranlagen zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung in Einfamilienhäusern kosteten im Jahr 2008 zwischen 10.000 und 15.000 Euro.

Wärmepumpen setzen elektrische, mechanische oder thermische Energie ein, um eine Wärmequelle[916] mit niedrigerer Temperatur auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen. Wärmepumpen eignen sich für Heizsysteme, für die eine möglichst geringe und gleichmäßige Temperatur benötigt wird, wie etwa bei Fußbodenheizungen. Mittlerweile gibt es 350.000 installierte Wärmepumpen in Deutschland [Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2009]. Gut ausgelegte Systeme erreichen relativ hohe Wirkungsgrade mit Jahresarbeitszahlen[917] von 4 und mehr. Wärmepumpen zählen allerdings nicht per se zu den EE-Technologien, denn dazu müsste der benötigte Strom aus erneuerbaren Energien (Ökostrom) stammen. Seit 2008 wurden über das Marktanreizprogramm rund 16.000 Anlagen mit rund 40 Mio. Euro anteilig gefördert. Die Kosten einer Wärmepumpe lagen im Jahr 2008 für Einfamilienhäuser zwischen 15.000 und 20.000 Euro.

Während Wärmepumpen und Pelletanlagen für eine zu 100 % auf EE basierende Wärmeerzeugung eingesetzt werden können, eignen sich solarthermische Anlagen in der Regel nur zur *Unterstützung* der Warmwassererzeugung und der Heizung. Hier können Anteile zwischen 20 und 70 % der benötigten Heizwärme erreicht werden. Gegenüber anderen Systemen erweist es sich als wirtschaftlich nachteilig, dass Solarkollektoranlagen nur ein „add-on“ sind und zusätzlich eine weitere Heizungsanlage als Backup vorgehalten werden

---

[915] Mit entsprechenden Förderschnecken können z. B. Pellets vom Vorratsbehälter in den Brennraum transportiert werden, so dass sie den gleichen Heiz- und Bedienkomfort bieten wie klassische Öl- und Gasheizungen.

[916] Als Wärmequellen können Grundwasser, Erdreich oder Umgebungsluft genutzt werden.

[917] Die Jahresarbeitszahl stellt das Verhältnis zwischen der abgegebenen Wärmeleistung zur aufgenommenen Leistung (Energie, Antriebsleistung) im Verlauf eines Jahres (Schwankungen durch unterschiedlichen Wärmebedarf aufgrund unterschiedlicher Außentemperaturen) dar. Bei einer Jahresarbeitszahl von 4 müssen z. B. für 10.000 kWh Wärme bis zu 2.500 kWh Strom eingesetzt werden.

muss. Solarthermie kann also keine Heizungsanlage substituieren, sondern nur zur Senkung der Wärmebereitstellungskosten beitragen.

9.1.5.2 Einsatz erneuerbarer Energien im KWK- bzw. BHKW-Bereich[918]

Im KWK-Bereich können neben fossilen Energieträgern auch erneuerbare Energien genutzt werden. Dies betrifft die Biomasse und Geothermie. In beiden Sparten fallen große Niedertemperaturwärmemengen an, die für die Raumwärmebereitstellung ideal sind. Erforderlich sind in der Regel dafür Nahwärmenetze, die es oft erst zu errichten gilt und die mit hohen Investitionen verbunden sind.

9.1.5.3 Wärmenetze

Nast et al. [2006b] unterstreichen die Bedeutung von Wärmenetzen[919] für den effizienten Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmebereich. Gegenwärtig sind allerdings zu geringe Kapazitäten verfügbar, so dass fehlende Wärmenetze einen Engpass für einen effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor darstellen.

Wärmenetze sind insbesondere bei zentralisierten Großanlagen wie Tiefengeothermie-Anlagen, großen Biomasseanlagen oder auch großen Solarkollektoranlagen wirtschaftlich sinnvoll, da die anfallende Abwärme in der Regel den Wärmebedarf örtlicher Abnehmer übersteigt [Nast et al. 2006b, 35 ff.]. Dem Bau von Wärmenetzen stehen jedoch einige Hemmnisse entgegen.

Ein zentrales Hemmnis für den Ausbau leitungsgebundener Wärmesysteme ist der schrumpfende Wärmemarkt. Der Bedarf an Wärme nimmt im Zuge des Bevölkerungsrückgangs, des Wohnungsleerstands und der steigenden Energieeffizienz im Neubau (z. B. Passivhäuser) ab [Fischedick et al. 2007, 198]. In Ostdeutschland tendiert die Wohnungswirtschaft aufgrund der (wegen der geringeren Auslastung der Netze) gestiegenen Fernwärmepreise zunehmend zur Abkopplung vom Fernwärmenetz und zur Installation von Nahwärme [ebda., 202]. Diese kritische Haltung gegenüber Fernwärmenetzen stellt keine gute Ausgangsbedingung für den Ausbau von Wärmenetzen dar. Vor dem Hintergrund sinkender Nachfrage nach zentralisierter Wärmeversorgung stellt der Umstand, dass hohe Herstellungskosten für Wärmenetze den Preis für Fernwärme in die Höhe treiben [Nast et al. 2006b, 38], einen großen komparativen Nachteil dar.

Ein weiteres Hemmnis ist die Konkurrenz zu bereits bestehenden Gasnetzen. Kommunen, die bereits an ein Gasnetz angeschlossen sind, erwirtschaften Einnahmen aus den Konzessionsabgaben der Gas- und Stromnetzbetreiber, auf die sie ungern verzichten. Die Förderung von Wärmenetzen sollte sich daher primär auf Gemeinden ohne Gasnetz konzentrieren [ebda., 38]. Mit der Förderung, die Investitionskosten sowie entgangene Konzessionsab-

---

[918] Vgl. Technikglossar

[919] In der Praxis wird von Fern- und Nahwärmenetzen gesprochen. Mit Nahwärme sind meist kleine, dezentrale Netze gemeint, die einige Gebäude in einem engen Umkreis versorgen.

gaben kompensiert, würden die Gemeinden angereizt, dem Bau eines Wärmenetzes gegenüber einem Gasversorgungsnetz den Vorzug zu geben.

9.1.6 Interpretation der Konstellation: Treibende Kräfte und Hemmnisse

Als treibende politische Kraft trat das Bundesumweltministerium hervor, das sich gegenüber den Vorbehalten der Gegner jedoch nur begrenzt durchsetzen wollte/konnte. Zwar begründeten steigende Energiekosten weiterhin den Handlungsbedarf, dennoch wurde dem Bundesumweltministerium nur von Seiten der Umweltverbände und der Verbände erneuerbarer Energien Unterstützung zuteil, jedoch ohne dass diese Gruppen treibende Kraft entwickeln konnten.

Hingegen wehrten sich diejenigen Akteursgruppen, denen aus dem EEWärmeG Kosten entstanden wären, erfolgreich gegen weitergehende ordnungsrechtliche Vorgaben zur Nutzung erneuerbarer Energien. Insbesondere die Ausdehnung des Geltungsbereichs auf den Immobilienbestand konnte durch eine Gegnerkoalition verhindert werden.

Widerstände der beteiligten Ressorts und mangelnder Rückhalt bei den Verbrauchern trugen maßgeblich dazu bei, dass sich das Bundesumweltministerium mit einer geringen Reichweite (Reduzierung auf Neubau) des zentralen Förderinstrumentariums EEWärmeG zufrieden gab.

Im Gesetzgebungsprozess stellte es sich als besondere Herausforderung dar, das EEWärmeG in ein komplexes Geflecht bestehender Rechtsinstrumente wie der Energieeinsparverordnung, dem Mietrecht und teilweise dem KWK-Gesetz einzufügen. Zusammen mit dem Marktanreizprogramm bilden sie einen Steuerungsrahmen, wobei die Passfähigkeit in diesem Zusammenspiel nicht ohne Verlust zu erreichen ist.

Für Vollzugsaufgaben des EEWärmeG auf Länderebene hat der Bund keine Regelungskompetenz. Hier bahnt sich eine Mehrebenesteuerung mit Wechselwirkungen zwischen Bundes- und Länderebene an: Möglicherweise wirkt die Übernahme einer Vorreiterrolle, in diesem Falle Baden-Württembergs, auf die Bundesebene zurück, so dass weitreichendere Bestimmungen des EEWärmeG zukünftig mehr politische Unterstützung finden.

9.2 Steuerungsansätze für die Weiterentwicklung des EE-Wärmesektors

Deutschland will eine CO_2-Reduktion gegenüber 1990 um 40 % bis 2020 erreichen. Mit dem Energie- und Klimapaket von 2008 werden voraussichtlich 35 % erreicht. Es ist eine noch verbleibende Lücke von 5 % zu schließen. Nach Müller [2009, mdl.] ist die Fassung des EEWärmeG 2009 hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Es können nur als „ein *erster* Schritt“ zur Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien im Wärmesektor gewertet werden. Ausgehend vom im EEWärmeG 2009 verankerten Stand müsse das EEWärmeG – voraussichtlich in mehreren Schritten – weiterentwickelt werden, um die angestrebte größere Reichweite zu entfalten. Entsprechend unserer Forschungsfragestellungen soll im Folgenden der Frage nachgegangen werden, ob und wenn ja welche Erkenntnisse der Konstellationsanalyse bezüglich des Steuerungshandelns im EE-Stromsektor auf die zukünftigen Nachsteuerungsaufgaben im Wärmesektor übertragbar sind.

Komplexität der Konstellation – Wirksamkeit von Steuerung?

Die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmesektor ist – mehr noch als im Stromsektor – ein Querschnittsthema, das politische, institutionelle, private und Wirtschaftsakteure gleichermaßen betrifft. Allein durch die Zahl der Akteure und der vielfältigen Relationen untereinander besitzt die Konstellation eine hohe Komplexität.

Die gezielte Steuerung mit ordnungsrechtlichen Mitteln[920] (EEWärmeG) setzt zu einem Zeitpunkt ein, an dem die Konstellation bereits relativ stabil ist. Die für den Einsatz erneuerbarer Energien benötigte Technologie ist bereits weitgehend entwickelt, so dass so genannte „Nischenakteure“ einer neu aufkommenden Branche fehlen, die Verschiebungen der Interessen- und Kräfteverhältnisse bewirken könnten. Es ist unwahrscheinlich, in dieser Situation durch einen einzigen Steuerungsimpuls eine durchschlagende, die Konstellations- und Koalitionsverhältnisse verändernde Wirkung zu erzielen.

In der Gesamtbetrachtung der Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien wird deutlich, dass angesichts der zunehmenden Komplexität der Konstellationen einer übergreifenden Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien Grenzen gesetzt sind. Je komplexer die Technologie, desto anspruchsvoller ist die Steuerung des technologischen Innovationsprozesses. Je höher die Pluralität der beteiligten Akteure und je komplexer die marktwirtschaftlichen Verflechtungen, desto schwieriger ist es, den Innovationsprozess zu steuern (Problem der Mehrzieloptimierung; Überwindung der Interessendivergenzen).

Akteure vernetzen

Das Spektrum der Akteure im Wärmesektor ist breit und unübersichtlich. Vielfach haben die Akteure durch den EEWärme-Gesetzgebungsprozess erstmals Kenntnis voneinander erhalten. Wie das Beispiel Windenergie gezeigt hat, haben engagierte/motivierte Akteure, die eine Vorreiterrolle übernehmen, eine wichtige Funktion. Im Wärmesektor fehlt es hingegen an wirtschaftlichen Anreizen, sich zu engagieren und eine solche Rolle einzunehmen.

Da der Grad der Vernetzung unter den am Prozess der Fortentwicklung und Nachsteuerung beteiligten Akteuren noch gering ist, sollten Maßnahmen für eine bessere Vernetzung ergriffen werden.[921] Insbesondere sollten die mit Planung und Bau der Wärmeversorgung befassten Berufsgruppen (Architekten, Energieberater, Gas-/Wasserinstallateure) besser mit potenziellen Anwendern und Investoren vernetzt werden. Auch hier muss es darum gehen, die Nachfrage zu erhöhen und die technischen Hemmschwellen für eine Umrüstung zu senken.

Für die Wärmeversorgung kommt den Kommunen und Stadtwerken eine zentrale Rolle zu. Als maßgebliche Träger eines Strukturwandels in der Wärmeversorgung (hin zu einer stärker

---

[920] Nutzungspflicht für erneuerbare Energien (Strahlungsenergie, Geothermie, Umweltwärme und Biomasse) in Neubauten.

Wer keine Erneuerbaren Energien einsetzen will, kann andere Klima schonende Maßnahmen ergreifen: Eigentümer können ihr Haus stärker dämmen, Abwärme nutzen, Wärme aus Fernwärmenetzen beziehen oder Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen

[921] Analog zur „Biogasplattform“ der dena, die einen Austausch zwischen Biogasproduzenten und –einspeisern, Anlagenherstellern und Unternehmen der Gaswirtschaft ermöglicht.

netzgebundenen Wärmeversorgung) sollten sie verstärkt in den Prozess der Weiterentwicklung einbezogen werden. Hier gilt es, Querbezüge zu den bereits existierenden Initiativen wie „100% Erneuerbare-Energie-Regionen“[922] herzustellen und Erfahrungen aus diesen Beispielkommunen für die Wärmeversorgung zugänglich aufzubereiten.

Auf Konsistenz achten

Vielmehr wird es darum gehen müssen, die bereits bestehenden Steuerungsinstrumentarien schrittweise fortzuentwickeln. Die Herausforderung besteht darin, notwendige Nachsteuerungen für diesen heterogenen Sektor konsistent, d. h. widerspruchsfrei zu gestalten. Dies erfordert einen hohen Abstimmungsaufwand mit den bereits bestehenden Rechtsvorschriften und Förderrichtlinien.[923] Um festzustellen, welche Impulse konsistent sind und welche nicht, bedarf es eines klaren Steuerungsziels.

Klare Steuerungsziele formulieren – Mehrzieloptimierung?

Eine wichtige Voraussetzung für eine konsistente Steuerung ist, dass unter den (befürwortenden) Akteuren Einigkeit über das Steuerungsziel besteht. Dies scheint in der vorliegenden Konstellation nicht der Fall zu sein. Wenngleich gemäß der Klimaschutzstrategie unter den Akteuren Einigkeit über CO_2-Minderungsziele besteht, werden gegenwärtig zwei Strategien parallel verfolgt, nämlich die EE-Förderung einerseits und die Energieeffizienz andererseits. Beide Strategien stehen in gewisser Konkurrenz zueinander, denn die Substitutionsregelung im EEWärmeG[924] erlaubt auch den Einsatz anderer klimaschonender Maßnahmen wie z. B. die Dämmung. Je stärker z. B. die Wärmeeinsparung durch Dämmung angereizt wird, desto geringer ist die Wärmenachfrage und desto geringer der Anreiz, die Wärmeversorgung auf semi-zentrale Wärmeerzeugungseinheiten basierend auf erneuerbaren Energien umzustellen.

Die Zukunftsperspektiven der netzgebundenen erneuerbaren Energien im Wärmebereich liegen nicht im Neubau, den das Gesetz derzeit betrifft. Denn im Neubau von Gebäuden wird eine immer höhere Energieeffizienz und daher ein abnehmender Wärmebedarf zum Stand der Technik gehören. Künftig muss es darum gehen, auch den Gebäudebestand zu erfassen und das EEWärmeG entsprechend fortzuschreiben (siehe unten).

Das Bundesumweltministerium verfolgt neben der Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien bestimmte systemstrukturelle Ziele, die bedeuten, dass nur bestimmte Technologien von der Förderung profitieren sollen. Nach Auffassung des Bundesumweltministeriums sollte sich die Förderung vorzugsweise auf semizentrale Erzeugungstechnologien (z. B. BHKW), die eine höhere Wandlungseffizienz haben, und nicht auf Einzellösungen in den Haushalten beziehen. Diese „Einengung“ wird von anderen Markt-

---

[922] http://www.100-ee-kongress.de/ (Abruf 10.11.2009).

[923] Die Erfahrung zeigt, dass die damit verbundenen Reibungsverluste hoch, die Profilierungsmöglichkeiten hingegen gering sind. Stellen sich keine politisch verwertbaren Erfolge ein oder lassen sich diese nur schwer dokumentieren, besteht die Gefahr, dass das Thema fallengelassen wird.

[924] Statt des Einsatzes erneuerbarer Energien können Eigentümer ihr Haus stärker dämmen, Abwärme nutzen, Wärme aus Fernwärmenetzen beziehen oder Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen.

akteuren bekämpft. So fordern Gasversorgungswirtschaft und Hersteller von Heizungsanlagen „Technologieoffenheit“.

Die Interdependenz von EE-Förderung und Förderung bestimmter Technologien wirkt sich allem Anschein nach eher hemmend für die Ausweitung von erneuerbaren Energien im Wärmesektor aus. Damit semizentrale EE-Technologien wirtschaftlich sind, müssten zusätzliche Steuerungsimpulse zugleich den Infrastrukturausbau (Wärmenetze) fördern. Gegenwärtig ist der Bau von Wärmenetzen aber sehr teuer und unterliegt daher erheblichen wirtschaftlichen Restriktionen. Ohne Beteiligung der öffentlichen Hand ist ein solcher Ausbau kaum denkbar.

Steuerungshandeln evaluieren

Genaue Beobachtung der Wirkungsweise des aktuellen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. schnelle Nachjustierungen [Nitsch 2008, 7] sind unabdingbare Voraussetzungen für eine konsistente Steuerung. Analog zum Stromsektor sieht auch das EEWärmeG eine wiederkehrende Evaluation vor, aus der wesentliche Erkenntnisse für eine differenzierte Nachsteuerung gezogen werden sollen.

Die Evaluierung sollte aber nicht nur die Bundesebene im Auge haben, sondern auch die Erfahrungen der Länder bei der Umsetzung von EEWärmeG und EnEV mit berücksichtigen. Hier sind wichtige Erkenntnisse darüber zu gewinnen, wie die Einhaltung der Vorgaben kontrolliert werden kann und ob der damit verbundene administrative Aufwand gerechtfertigt ist.

Mehrebenensteuerung: Ebenen verknüpfen – nach oben und nach unten

Die EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien deckt neben Strom und Transport erstmals auch die Verwendungsbereiche Wärme/Kälte ab.[925] Für die Mitgliedstaaten besteht die Verpflichtung, bis zum 30. Juni 2010 nationale Aktionspläne bei der Kommission einzureichen, aus denen ersichtlich wird, wie sie die gesetzten Ziele (Deutschland: 18 % erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch) erreichen wollen. Diese Zielvorgaben liefern den Begründungshintergrund dafür, die nationalen Steuerungsimpulse auszubauen. Die Vorgaben der EU – nationaler Aktionsplan und nachfolgende regelmäßige Berichtspflichten – können für politische und gesetzgebereiche Impulse sorgen, den Einsatz der erneuerbaren Energie im Wärmesektor voranzutreiben.[926]

Weitere Impulse können von Vorreitern wie dem Bundesland Baden-Württemberg ausgehen. In Baden-Württemberg wurde ein Wärmegesetz verabschiedet, das die Vorgaben für die Nutzung von erneuerbaren Energien auch im Altbau vorsieht. Hier wird sich zeigen, ob sich die Gegenargumente der widerständigen Akteure entkräften lassen. Darüber hinaus können hier die technischen Implikationen der Installation im Gebäudebestand abgelesen werden.

---

[925] Die Richtlinie 2009/28/EG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis) trat im Juni 2009 in Kraft (vgl. Kapitel 3.3.2.4). Zu den Richtlinieninhalten vgl. http://www.euractiv.com/de /energie/... (Abruf 01.09.2009).

[926] Nach Nitsch [2008, 13 f.] wäre ein Anteil von etwa 35 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch notwendig (vgl. Kapitel 3.3.2.6). Dieser hohe Anteil ließe sich durch eine stärkere Förderung erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor reduzieren.

Umfassende Informationen über vorhandene Fördermöglichkeiten und Vorschriften

Insbesondere aufgrund der geteilten Zuständigkeit von Bundes- und Landesebene sowie aufgrund der unterschiedlichen, ineinander greifenden Regulierungen sollte die Bereitstellung von Informationen für Investoren und Immobilienbesitzer optimiert werden.

„Ausschlaggebend für den Erfolg einer effizienten netzgebundenen kommunalen Wärmeversorgung ist vor allem die Frage der Kommunikation mit potenziellen Kunden. Von den einzelnen Privatkunden, denen ihre Wärmekostenabrechnung transparent gemacht werden muss, bis zur Einbeziehung von Industriebetrieben oder Schulen und Krankenhäusern sind viele Akteure zu beteiligen und zu überzeugen.“ [Erdmenger et al. 2007, 6].

9.3 Quellen

Literatur

BAK (Bundesarchitektenkammer) (2007): Stellungnahme der Bundesarchitektenkammer zum Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. http://www.bak.de/.../ (Abruf 20.03.2009).

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) (2008): Stellungnahme des BEE zum Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. http://www.bee-ev.de/… (Abruf 20.03.2009).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) [Hrsg.] (2009): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update Stand Juli 2009. Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/... (Abruf 15.09.2009).

BT-Drs. 16/8149 Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 18.02.2008. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.01.2009).

BT-Drs. 16/9429 Antrag der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn [...] und der Fraktion BÜNDNIS 90/ Die GRÜNEN. Klimafreundlich heizen mit erneuerbaren Energien – „Das Wärmegesetz zum Motor für Klimaschutz, Innovation und Wirtschaftswachstum machen.“ vom 04.06.2008. http://dip21.bundestag.de/... (Abruf 19.01.2009).

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2009): Boom bei Wärmepumpen. Nachricht vom 28.01.2009. http://www.waermepumpe.de/... (Abruf 03.02.2009).

Deutscher Bundestag (2008): Öffentliche Anhörung zum [...] Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Protokoll 16/63 vom 23.04.2008.

Diekmann et al. (Diekmann, P.; Vogel-Sperl, A.; Hartmann, C.; Langniß, O.; Mayer, J. & Peter, S.) (2008): Vergleich der Bundesländer: Anstrengungen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Indikatoren und Ranking. Kurzbericht des DIW Berlin und des ZSW Stuttgart im Auftrag und in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien e.V.. Berlin. http://www.unendlich-viel-energie.de/... (Abruf 22.01.2009).

Erdmenger et al. (Erdmenger, C. Loreck, C.; Pichl, P.) (2007): Forschungsbedarf Wärmenetze, Hintergrundpapier. Umweltbundesamt, Dessau. http://www.umweltbundesamt.de/energie/… (Abruf am 09.01.2009).

Fischedick, M. et al. (Fischedick, M.; Schüwer, D.; Venjakob, J.; Merten, F.; Mitze, D.; Nast, M.; Schillings, C.; Krewitt, W.; Bohnenschäfer, W.; Lindner, K.) (2007): Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020. Im Auftrag des Umweltbundesamt [Hrsg.]. http://www.umweltdaten.de/publikationen/... (Abruf 20.01.2009).

Langniß et al. (Langniß, O. & Böhnisch, H.; Buschmann, A.) (2006): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005. Stuttgart; Straubing. http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/... Abruf 04.03.2009).

MWV (Mineralölwirtschaftsverband) (2008): MWV-Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss vom 05.12.2007 für ein Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) Stand: 10.04.2008. http://www.bundestag.de/ ausschuesse/... (Abruf 19.01.2009).

Nast et al. (Nast, M.; Langniß, O.; Leprich, U.) (2005): Förderinstrumente für die Markteinführung – das Erneuerbare-Wärmeenergie-Gesetz. In: FVS – LZE Themen 2005, S. 132-139. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/... (Abruf 15.09.2009).

Nast et al. (Nast, M.; Langniß, O.; Leprich, U.) (2006a): Eigenschaften eines WärmeEEGs. Franzke, U. [Hrsg.]: KI Luft- und Kältetechnik, Nr. 9, S. 369-373.

Nast et al. (Nast, M.; Leprich, U.; Ragwitz, M.; Bürger, V.; Klinski, S.) (2006b): Eckpunkte für die Entwicklung und Einführung budgetunabhängiger Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Endbericht. Ausarbeitung im Auftrag des BMU. http://www.dlr.de/tt/en/... (Abruf 19.01.2009).

Nitsch, J. et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. DLR, IFEU, Wuppertal-Institut. Zusammenfassung. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Zusammenfassung. Im Auftrag des BMU. http://www.bmu.de/files/... (Abruf 15.07.2009).

Quaschning, V. (2008): Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken - Anlagenplanung - Wirtschaftlichkeit. München.

Staiß, F. (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Radebeul.

Interviews

Hinsch [2009, mdl.] — Interview mit Thomas Hinsch, ehem. Referent im Bundesumweltministerium (BMU), Energiepolitischer Referent des AK Umwelt/Energie der SPD-Fraktion im Bundestag, am 07.01.2009.

Müller [2009, mdl.] — Interview mit Ruben Müller, Ecologic - Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik, Beratung zum EEWärmeG im Auftrag des BMU; am 09.01.2009.

10 Vergleichende Querschnittsbetrachtung

Ziel dieser Untersuchung war es, die eindrucksvolle Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland der letzten 20 bis 30 Jahre nachzuvollziehen sowie die Ergebnisse aus vorangehenden Untersuchungen zur Windenergie auf ihre Validität hin zu prüfen und zu ergänzen. In der Zeit seit ca. 1970 geschah in Deutschland und auf internationaler Ebene vieles, was auf alle der hier betrachteten Sparten der erneuerbaren Energien eine Wirkung hatte. Diese einflussreichen Interventionen, Ereignisse und Prozesse wurden in Kapitel 3 übersichtlich zusammengefasst und in der Analyse der einzelnen Innovationsverläufe (Kapitel. 4 bis 8) je nach Relevanz wieder aufgegriffen.

Trotz der übergreifend bedeutsamen Prozesse zeigte sich bei der Untersuchung der einzelnen Sparten, dass jede ihre individuelle Geschichte hat (Kapitel 4 bis 8). Durch den Untersuchungsansatz der Konstellationsanalyse kann der Einzigartigkeit jeder der fünf Innovationsentwicklungen entsprochen werden. Zugleich wird dennoch eine – wenn auch bedingte – Vergleichbarkeit hergestellt. Vor allem die betrachteten Technologien sind von sehr unterschiedlichem Charakter, zum Beispiel im Hinblick auf die Diversität technologischer Konzepte und die Komplexität der Fertigung, die Notwendigkeit der Know-how-Bündelung unterschiedlicher Wissensbereiche, die Integrationsmöglichkeiten in bestehende Nutzungsmuster, die Dauer der Entwicklungs- und Innovationszyklen, die gesellschaftliche Akzeptanz und den Raumbedarf etc.. Jeder Innovationsprozess, jede Technologie und ihre Implementation hat einen spezifischen, individuellen Charakter.

Im Folgenden sollen in einer vergleichenden Betrachtung Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den Innovationsbedingungen der verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien beleuchtet werden. Dabei geht es zum einen darum, zentrale fördernde und hemmende Einflussfaktoren zusammenfassend darzustellen und zu systematisieren. Zum anderen wird geprüft, ob sich in den Verläufen der Innovationsbiographien typische Phasen und Verlaufsmuster erkennen lassen. Sind spartenübergreifend bedeutsame Impulse, verallgemeinerbare Prinzipien oder Wirkungszusammenhänge erkennbar, die übergreifend für die Innovationsprozesse der erneuerbaren Energien von Relevanz sind?

Schließlich soll die vergleichende Betrachtung Aufschluss über die Rolle des Staates im Innovationsprozess geben und Erkenntnisse über die mögliche Ausrichtung und den strategischen Einsatz politischer Steuerungsinstrumente in Innovationsprozessen liefern (Kapitel 11).

10.1 Zentrale treibende Kräfte in den Innovationsbiographien

Die Innovationsverläufe wurden sowohl von staatlichen Interventionen und Impulsen wie Gesetzgebung und Förderung (vgl. Kapitel 10.1.4) als auch von einer Reihe nicht-staatlicher, nur indirekt steuerbarer Einflussfaktoren (technologische Spezifika, gesellschaftliche und ökonomische Rahmenbedingungen, krisenhafte Kontextereignisse) vorangetrieben. Im Folgenden werden die wichtigsten für den Innovationserfolg ausschlaggebenden treibenden Kräfte dargestellt.

10.1.1 Zivilgesellschaftliches Engagement, kreatives Milieu und Pioniere

Im Falle der erneuerbaren Energien war das Vorhandensein eines beträchtlichen zivilgesellschaftlichen Engagements in der Anti-Atomkraft- und Umweltbewegung ein wichtiger treibender Einflussfaktor für den Innovationsprozess. Akteure dieser Szene, die vielfach in Bürgerinitiativen organisiert waren, bildeten ein Milieu, in dem sich alternative Ideen entwickeln konnten. Durch den Wunsch nach einem weniger fremdbestimmten, durch technologische Risiken bedrohten Leben, gepaart mit dem Wunsch nach Systemunabhängigkeit und Autarkie, befeuert von Widerstandshaltungen sowohl gegen das politische Establishment als auch gegen das etablierte Energieversorgungssystem, entwickelten sich in der Alternativszene technisch innovative Ideen. So leisteten die nach Alternativen zur fossil-atomaren Energieerzeugung suchenden Mitglieder der Umweltbewegung die Pionierarbeit bei der Entwicklung und ersten Anwendung der Windkrafttechnologie. Nicht zuletzt wurde auch die Kontinuität der PV-Entwicklung durch ein starkes privates bürgerschaftliches Engagement unterstützt (Investitionen in private PV-Anlagen). Im Biogasbereich waren es idealistische, für den Umweltschutz engagierte Landwirte, die die Anwendung der Biogastechnologie initiierten und durch learning by doing vorantrieben.

Entscheidend für den erfolgreichen Durchbruch der Technologien war es, dass es sowohl in der Wind-, Photovoltaik- als auch in der Biogasbranche einzelne Unternehmer aus diesem Milieu schafften, die idealistischen Ideen zu professionalisieren und marktfähige Strukturen aufzubauen. Dabei konnten sie auf die Akzeptanz und sympathisierende Haltung weiter Kreise der Bevölkerung setzen.

Für die Expansion insbesondere der Flächen beanspruchenden Windkrafttechnologien darf die Rolle der Landwirte nicht vernachlässigt werden. Als Flächeneigentümer im Außenbereich verfügten sie über geeignete Standorte als zentrale Ressource für die Errichtung von Windkraftanlagen.

Der (Tiefen-)Geothermie fehlt eine in den 1980er und 1990er Jahren gewachsene gesellschaftliche Verankerung. Insofern ist hier der Kreis der aktiven Protagonisten und Anwender erheblich kleiner. Geothermie ist daher in ihrer Anfangsphase in größerem Maße auf die Initiative der staatlichen Steuerung angewiesen.

Die Wasserkraftnutzung ist hingegen historisch gewachsen, ihre Akzeptanz als „Fortschrittsbringer“ war zu Beginn des 19. Jahrhunderts ausgesprochen hoch. Eine Vielzahl privater Betreiber, Unternehmen und Energieversorger waren an ihr interessiert. Hier setzte mit Erstarken der Umwelt- und Naturschutzbewegung in den 1980er Jahren ein Akzeptanzverlust ein, da deutlich wurde, dass die energetische Nutzung der Wasserkraft auf Kosten des Gewässerschutzes stattfand.

Die Unterstützung durch zivilgesellschaftliche Akteure führte allmählich zu einer breiten politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz, auf der die heutige Unterstützung der erneuerbaren Energien durch Verbände, Politik und Öffentlichkeit basiert. Umfragen belegten wiederholt die hohe Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber den erneuerbaren Energien. Die gesellschaftliche Akzeptanz – eine grundsätzlich positive Einstellung der Bevölkerung gegenüber den erneuerbaren Energien – ist eine wichtige Diffusions- bzw. Expansionsbedingung (vgl. Kapitel 10.3.4). Je stärker eine Technik mit (nicht intendierten) negativen Umwelteffekten und sichtbaren Veränderungen des Lebensumfeldes verbunden ist, desto

höher ist allerdings die Wahrscheinlichkeit, dass im konkreten Planungsfall Akzeptanzprobleme auftreten. Je stärker die Expansion und je ungeregelter diese verläuft, desto eher ist mit einem zumindest lokalen oder regionalen Akzeptanzverlust zu rechnen. Hier gilt es ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Entfaltungsmöglichkeiten der Branche und der subjektiven Belastung der Bevölkerung zu finden.

10.1.2 Akteurskoalitionen

Einzelnen Akteuren gelingt es ohne Unterstützung durch weitere, nach Möglichkeit bereits etablierte Akteure kaum, ihre Interessen durchzusetzen. So genannte advocacy coalitions[927] können hingegen eine treibende Kraft für den Innovationsprozess entwickeln. Dazu muss es gelingen, bestimmte Anliegen personell oder institutionell auf politisch relevanten Handlungsebenen zu verankern. Führenden Promotoren bzw. „change agents, denen es gelingt, die Bildung von Akteursallianzen zu initiieren, sind dabei besonders erfolgreich.

Allianzen können sich sowohl auf gleichen als auch auf unterschiedlichen administrativen Handlungsebenen (übergeordnet: z. B. EU; untergeordnet/ausführend: Länder, Kommunen), aber auch zwischen Akteuren aus unterschiedlichen Bereichen wie Staat, Markt und Zivilgesellschaft bilden.

Ein Beispiel im Innovationsprozess der erneuerbaren Energien war die so genannte „Aktion Rückenwind“, die sich Ende der 1990er Jahre bildete. Das Bundeswirtschaftsministerium hatte 1997 eine Senkung der Einspeisetarife im Stromeinspeisungsgesetz[928] angekündigt, was den Protest eines breiten Akteursspektrums provozierte. Auf Initiative des noch jungen Bundesverbands Windenergie organisierte ein Bündnis unterschiedlichster Akteure im September 1997 eine Demonstration für erneuerbare Energien und zur Verteidigung des Stromeinspeisungsgesetzes in Bonn mit ca. 5.000 Teilnehmern. Das Bündnis bestand aus Umweltverbänden (NABU) und Umweltgruppen, Verbänden der erneuerbaren Energien, dem Deutschen Bauernverband, Anlagenherstellern, der evangelischen Kirche und der IG Metall. Auch Vertreter aller Bundestagsfraktionen sprachen sich für eine fortgesetzte Förderung erneuerbarer Energien aus. Der Protest dieser ungewöhnlich breiten Akteurskoalition trug maßgeblich dazu bei, dass von einer Senkung der Einspeisevergütungen abgesehen wurde.

Beispiele aus der Windenergie und der Photovoltaik zeigen, dass sich Allianzen aus Unternehmens- und Arbeitsmarktinteressen förderlich auf die Entwicklung und Diffusion der Technologien auswirken. Die meisten Hersteller von Windenergieanlagen sowie deren Auftragnehmer haben ihren Firmensitz in den vom Wind begünstigten Regionen im Norden. Die hier entstandenen Arbeitsplätze sichern neben Erträgen aus Eigenbetrieb, Anteilen an Betreibergesellschaften oder Pachterträgen die Kaufkraft und stärken nicht nur die wirtschaftlichen Perspektiven der Regionen, sondern auch die gesellschaftliche Akzeptanz der

---

[927] Der Begriff der advocacy coalitions wurde geprägt durch Paul A. Sabatier (1993): Advocacy-Koalitionen, Policy-Wandel und Policy-Lernen: Eine Alternative zur Phasenheuristik? In: Héritier, A. (Hrsg.): Policy-Analyse. Kritik und Neuorientierung. PVS-Sonderheft 24. Opladen, S. 116-148.

[928] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Windenergie. In der Photovoltaik haben viele Herstellerunternehmen und Forschungseinrichtungen ihren Standort in den von hoher Arbeitslosigkeit besonders betroffenen östlichen Bundesländern. Die dortige regionale Politik hat starkes Interesse daran, die Unternehmenscluster einer der wenigen aufstrebenden Branchen zu unterstützen. Zusammen mit Kommunen, Unternehmen, Investoren, einer landeseigenen Beteiligungsgesellschaft, einem Planungs- und Koordinationsbüro sowie Forschungseinrichtungen und Hochschulen bildet sie ein Netzwerk, das das ostdeutsche „Solar-Valley“ zu einer Modellregion erstarken ließ.

Die Wahrscheinlichkeit, dass sich eine Innovation erfolgreich etabliert und diffundiert, wird begünstigt, wenn die Zahl der beteiligten Akteure aus unterschiedlichen Bereichen (Arenen) steigt und ihre Kooperation und Kommunikation intensiviert wird. Dabei spielen Machtposition und Stärke der beteiligten Akteure eine maßgebliche Rolle (vgl. Kapitel 10.2.2).

10.1.3 Politikfenster

Im Vergleich der Phasenverläufe zeigt sich übereinstimmend, dass Anfang der 1990er Jahre in allen Sparten (außer Geothermie) eine Phase des Aufbruchs und der Dynamisierung einsetzte. 1986 ereignete sich mit dem Reaktorunfall in Tschernobyl eine gesellschaftliche und politische Umdenkungsprozesse einleitende Katastrophe. Sie löste eine grundlegende Umweltkrise aus und stellte somit die bisherige Atomenergiepolitik in Frage. Neben der Bewältigung der Unfallfolgen war die Politik gefordert, Vorsorgestrategien zu entwickeln. Im Zuge des gesellschaftlichen Umdenkungsprozesses gewannen alternative Energieversorgungskonzepte an Boden. Der Reaktorunfall in Tschernobyl öffnete zudem ein politisches Handlungsfenster, in dem sich die Umweltpolitik als Ressort (u. a. durch Umweltministerien bei Bund und Ländern) institutionalisieren konnte.

Das Beispiel zeigt, dass außerhalb des aktiven Steuerungshandelns stehende, krisenhafte Ereignisse im Kontext von Akteurs-Konstellationen eine „Trigger-Funktion“ (treibende Kraft) übernehmen können. Sie zeigen Handlungsnotwendigkeiten auf und zwingen zum Überdenken und ggf. zur Neuausrichtung von Zielen und Strategien.

10.1.4 Politische Strategien und Leitbilder

In Deutschland bereiteten die Strategien zum Klimaschutz, zur Förderung der erneuerbaren Energien sowie zur Förderung der Nachhaltigkeit den Weg für die Etablierung der erneuerbaren Energien. Die im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energien stehenden Leitbilder, Ziele und Erwartungen, die an eine Technologie geknüpft wurden, variierten allerdings im Innovationsprozess. In den frühen Phasen spielten jeweils kulturelle Orientierungsmuster und Leitbilder von gesellschaftlichen Teilgruppen die einen Paradigmenwechsel in der Energieversorgung anstrebten, eine Rolle. Diese Leitbilder waren eine ausschlaggebende Triebkraft für die Entwicklung der erneuerbaren Energien vor allem in den Pionierphasen.

So standen zum Beispiel am Anfang der Windenergie- und Photovoltaikentwicklung umweltpolitische Ziele im Zentrum. Die Pioniere wollten mehr Ressourceneffizienz und den Ersatz fossiler Energieträger erreichen. Im weiteren Verlauf nahm das Leitbild der nachhaltigen Entwicklung als Begründungskontext für die erneuerbaren Energien an Bedeutung zu. Dies ging allerdings damit einher, dass der Umweltschutz als Beweggrund in seiner Bedeutung abnahm. Im Zuge der neuen Technologie-Generationen wie der Offshore-Windenergie oder

der Solarkraftwerke scheint sich die Zielstellung immer stärker auf die ökonomische Ertragskraft der Erneuerbaren (lead markets) sowie den Klimaschutz (maßgeblich getrieben durch die EU-Klimaschutzpolitk, aber auch ambitionierte CO_2-Minderungsziele auf nationaler Ebene) zu beziehen. Demgegenüber gerät der Natur- und Biodiversitätsschutz in die Gefahr, in seiner Bedeutung weniger ernst genommen zu werden. Vielfach scheint es, dass sich Klimaschutzmaßnahmen zunehmend auf Kosten der Belange von Natur- und Biodiversitätsschutz durchsetzen. Die Offshore-Strategie, die Teil der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie ist, entfaltete eine Schubkraft, obwohl die Realität nicht mit den ursprünglich anvisierten Zielen Schritt halten konnte. Die Strategie wirkt jedoch als Legitimationshintergrund mit korrigierten Zielvorstellungen bis heute.

In allen Sparten ist zu beobachten, dass im Verlauf des Innovationsprozesses unterschiedliche Leitbilder, Ziele und Motive miteinander verknüpft und auf die Technologie ausgerichtet wurden. Sie legitimierten und initiierten staatliches Handeln in den Innovationsprozessen der erneuerbaren Energien. Die politischen Strategien und Leitbilder stellten jeweils einen wichtigen Begründungskontext dar, der Schubkraft für die Entwicklung entfaltete. Allerdings verschoben sich im Verlauf des Prozesses die inhaltlichen Schwerpunkte der Leitbilder.

10.1.5 Institutionalisierung und Marktanreize

Ein zentraler Erfolgsfaktor für das Wachstum der erneuerbaren Energien in Deutschland ist der institutionelle Rahmen, der sich in den hier untersuchten Fällen zusammensetzt aus einer wirksamen Forschungs- und Entwicklungspolitik und Demonstrationsprogrammen sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene, einschneidenden Bundesgesetzen, die mit einer differenzierten und langfristigen Förderung Investitionssicherheit für die jungen Branchen schafften sowie die Übertragung der administrativen Zuständigkeit für das Thema erneuerbare Energien auf einen kompetenten und engagierten Schlüsselakteur im Jahr 2002.

Die Einspeisevergütung als Auslöser der Dynamisierung

Für die Dynamisierung des Innovationsprozesses erwies sich ein starker zentraler Steuerungsimpuls als überaus bedeutsame treibende Kraft: das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) aus dem Jahr 1991. Es markierte im Strombereich für alle Sparten der erneuerbaren Energien – mit Ausnahme der Tiefengeothermie[929] – den Beginn einer neuen Phase.

Die einzelnen Sparten befanden sich zum Zeitpunkt der Verabschiedung des StrEG in unterschiedlichen Phasen des Innovationsverlaufs. Die Windenergie befand sich in der Aufbruch- und Pionierphase. Vor dem Hintergrund der Veränderungen im energiepolitischen Umfeld, die sich letztlich auf alle Sparten auswirkten, setzte sich die Aufbruchphase beschleunigt fort. Die Windenergie konnte aufgrund des Entwicklungsstandes und der gesellschaftspolitischen Einbettung in besonderem Maße von der Einspeisevergütung des StrEG profitieren.

[929] Technologien der Tiefengeothermie befanden sich während der 1990er Jahre noch in der Vorbereitung. Die Einspeisevergütung konnte aber *zunächst* keine Innovationen in dieser Technologieentwicklung induzieren.

Die Wasserkraftnutzung, deren Protagonisten die Verabschiedung des StrEG maßgeblich unterstützt hatten, befand sich hinsichtlich des Stands der technologischen Entwicklung bereits in der Reifephase. Ein Schub für technische Innovationen war zu diesem Zeitpunkt der Entwicklung nicht (mehr) zu erwarten. Vielmehr folgte eine Phase der Modernisierung (technische Optimierung) der Wasserkraftanlagen in kleinen Leistungsbereichen, die für eine vorübergehende Belebung des Marktes sorgte.

Die Erzeugung von Biogas fand in der Pionierphase im landwirtschaftlichen Betrieb statt. Die Zahlung einer Einspeisevergütung für Strom aus Biogas reizte die Biogasproduktion aus flüssiger Biomasse (Gülle) mit zunehmenden Anteilen fester Biomasse (Bioabfälle, pflanzliche Reststoffe) an und führte zu einer ersten Aufbruchphase. Sowohl die Expansion als auch das technische Größenwachstum verliefen aufgrund der Struktur des Anwendungsbereichs jedoch nicht so stürmisch wie in der Windbranche.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung in der Photovoltaik hatte Mitte der 1980er Jahre für die Einleitung einer Pionierphase gesorgt, die Entwicklungsdynamik war danach aber stark zurückgegangen. Das 1000-Dächer-Programm in Verbindung mit dem StrEG gab der solaren Stromerzeugung einen Impuls – der Einfluss des StrEG war hier aber eher gering und konnte der Technologie noch nicht zum Durchbruch verhelfen.

Insgesamt erwies sich aber das StrEG als ein zentrales Instrument zur Markteinführung. Es beschleunigte Innovationsverläufe, wenn es an Technologien ansetzen konnte, die sich bereits im Pilot- oder Demonstrationsstadium befanden. War dieser Entwicklungsstand noch nicht erreicht, konnte die Einspeisevergütung nicht die entsprechende Wirkung entfalten.

Das EEG als zentrales Instrument der Markteinführung

Mehr noch als das StrEG bewirkte das spätere Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein umfassendes Wachstum der erneuerbaren Energien in Deutschland. Es hat – je nach Entwicklungsstand der Technologien – die Entwicklung initiiert oder fortlaufend unterstützt, aus der mehrere international wettbewerbsfähige Branchen hervorgegangen sind. Mit der Ablösung des StrEG durch das EEG im Jahr 2000, ein zentrales Projekt der 1998 neu angetretenen rot-grünen Regierungskoalition, wurden die Inhalte des StrEG grundlegend überarbeitet und erweitert. Zur Verbesserung der Investitionssicherheit wurden nun feste Vergütungssätze mit einer am Stand der Kostenentwicklung der EE-Anlagen orientierten Differenzierung eingeführt. Die Einführung fester Vergütungssätze stand auch in engem Zusammenhang mit der erst 1998 erfolgten Liberalisierung des Strommarktes, die zu einem Verfall des Strompreises führte, an den die Vergütungssätze des StrEG gekoppelt waren.

Liberalisierung des Strommarktes

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[930] im Jahr 1998 wurden aufgrund der EU-Vorgaben die seit 1935 geltenden und die Energieversorger schützenden Gebietsmonopole aufgehoben und Wettbewerb auf dem Strommarkt grundsätzlich ermöglicht. Trotz

[930] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Einrichtung der Bundesnetzagentur (BNetzA)[931] im Jahr 2005 und einer zweiten Novellierung des EnWG (2005) bleiben Mängel in der Umsetzung der Liberalisierungsbestrebungen bestehen. Ausnahmetatbestände ermöglichen es noch immer, alternativen Einspeisern den Netzanschluss und -zugang zu verweigern. Dennoch war die Liberalisierung neben den Einspeise- und Vergütungsregelungen des StrEG/EEG eine der maßgeblichen politisch-rechtlichen Rahmensetzungen für die Diffusion der erneuerbaren Energien.

Übertragung der politisch-administrativen Zuständigkeit auf das Bundesumweltministerium

Während die erneuerbaren Energien im Energieressort des Wirtschaftsministeriums ein Schattendasein gefristet hatten, brachte die Übertragung dieses Aufgabenfeldes auf das Bundesumweltministerium einen spürbaren Schub. Mit dem sukzessiven Aufbau einer entsprechenden Unterabteilung wurden erneuerbaren Energien erstmals durch ein Ressort auf Bundesebene aktiv vertreten. Das BMU brachte die Ziele der Klimaschutzpolitik und des Ausbaus erneuerbarer Energien auf nationaler Ebene ein und stellte zugleich die wichtige Vernetzung zur europäischen Erneuerbare-Energien-Politik her. Es bündelte die verschiedenen Teilstrategien (F+E, Markteinführung, Rahmenbedingungen, Steuerungsimpulse) zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu einer konsistenten Gesamtstrategie.

Gründung von Interessenverbänden der erneuerbaren Energien

Eine weitere Festigung des institutionellen Rahmens erfuhr die Branche der erneuerbaren Energien mit der Gründung entsprechender Interessenverbände. Oftmals umfasste deren Arbeit zunächst den fachlichen Erfahrungsaustausch (z. B. Fachverband Biogas e.V.). Mit zunehmender Bedeutung der repräsentierten Branche erweiterten sich die Aufgaben der Verbände um die politische Interessenvertretung. Die Fachverbände wiesen politische Entscheidungsträger frühzeitig auf bestimmte Entwicklungen hin und nahmen damit Einfluss auf anstehende Entscheidungen. Im Bereich Biogas machten sie sich z. B. für die Nutzung nachwachsender Rohstoffe als Gärsubstrate stark, damit die Branche weiter expandieren konnte. Darüber hinaus zeigten sie die Notwendigkeit einer Regelung zur Gaseinspeisung auf.

In der Solarbranche waren die Verbände 2002 daran beteiligt, die Anhebung des 350 MW-Förderdeckels (vgl. Kapitel 5.3.5.5) durchzusetzen. Mit Beendigung des 100.000-Dächer-Programms entstand 2003 eine Lücke in der PV-Förderung. Die Interessenverbände der Solarindustrie konnten jedoch mit dem PV-Vorschaltgesetz[932] einen Einbruch der Branche, wie er auch nach dem Auslaufen des 1.000-Dächer-Programms drohte, verhindern und die fehlende Anschlussförderung zumindest abpuffern.

---

[931] Sie soll dafür sorgen, dass der Monopolbereich des Netzes von den Wettbewerbsbereichen im Energiesektor getrennt und damit faire Wettbewerbs- und Netzzugangsbedingungen gewährleistet werden. Ihr obliegt die Missbrauchsaufsicht sowie die Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung der Netzbereiche (Unbundling) und zur Systemverantwortung der Versorgungsnetzbetreiber.

[932] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Die Spartenverbände werden seit 1991 durch den spartenübergreifende Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) auf Bundesebene vertreten, der die Aktivitäten der einzelnen Fachverbände koordiniert. Eine ähnliche Funktion auf europäischer Ebene erfüllt die European Renewable Energies Federation (EREF).

10.1.6 Mehrebenenpolitik als Treiber

Die Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien zeigen, dass die Rolle des Vorkämpfers bzw. die tragende Rolle aufgrund der europäischen Kompetenzordnung, unterschiedlicher politischer Machtkonstellationen sowie unterschiedlicher Zuständigkeiten und Kompetenzen je nach Politikfeld und Problemstellung zwischen europäischer, nationaler, regionaler oder auch kommunaler Ebene abwechselt. Der Wechsel zwischen den Ebenen erweist sich als vorteilhaft, wenn dadurch Blockaden, etwa durch etablierte Machtstrukturen, umgangen werden können.

Auf globaler Ebene wurden internationale Klimaschutzabkommen (Kyoto-Prozess) vorangetrieben, die die Problemwahrnehmung in den Ländern forcieren und entsprechende Verpflichtungen vorantreiben sollten.[933]

Seitens der europäischen Ebene wurden viele einzelne Maßnahmen initiiert, durch die ein struktureller Wandel im Energieversorgungssystem eingeleitet wurde. Ein Schwerpunkt der EU-Kompetenzen liegt in der Marktordnung für den Binnenmarkt. Dazu gehört neben der traditionellen Marktliberalisierung auch der europäische Emissionshandel. Eine Liberalisierung des Energiemarktes war aufgrund der Machtverhältnisse auf nationaler Ebene nicht durchsetzbar. Erst Liberalisierungsvorschriften der EU zwangen die nationale Ebene zur Umsetzung.

Schwerpunkte der nationalen Erneuerbare-Energien-Politik sind unterschiedliche Fördermaßnahmen und die Einspeisevergütungsregelung. Mit diesem Instrumentarium gilt Deutschland als international vorbildlich und wirkte damit nicht nur auf die nationale Energiewirtschaft, sondern es diffundierte auch in andere europäische Staaten.

Vielfach griffen auch die Steuerungsimpulse der verschiedenen föderalen Entscheidungs- und Umsetzungsebenen in Deutschland ineinander. Im Fall der Windenergie waren die alten nordwestdeutschen Bundesländer Vorreiter für die Entwicklung und Anwendung von Kriterien für die Standortsteuerung (Abstandserlasse). Raumordnerische Standortsteuerung und die Praxis der bauplanungsrechtlichen Zulassung beeinflussten die Bundesebene bei der Frage der Bau- und Raumordnungsrechtsnovellierung Mitte der 1990er Jahre.

Im Fall der Photovoltaik war es die durch ca. 40 Kommunen gewährte kostendeckende Vergütung des eingespeisten Stroms, die eine Lücke in der staatlichen Förderpolitik schloss. Im Falle der Wasserkraft übernahm das Bundesland Bayern mit der Verbändevereinbarung als informeller Vergütungsregelung die Vorreiterschaft, bevor die Vergütungsfrage schließlich mit der Verabschiedung des StrEG auf die Bundesebene gehoben wurde.

---

[933] Derzeit geht es um einen Durchbruch des Kyoto-Folgeabkommens mit angemessenen Zielen und Emissionsbudgets.

10.1.7 Technologiegebundene Triebkräfte

Ob Vertrauen in die Leistungsfähigkeit einer Technologie gesetzt wird und sie eine breite gesellschaftliche Akzeptanz erfährt, ist nicht zuletzt auch von ihrem Image abhängig. Die Technologien zur solaren Stromerzeugung haben in besonderem Maße von ihrem High-Tech-Image („Weltraumtechnologie“) profitiert. Damit waren hochfliegende Hoffnungen verbunden, was die Bereitschaft zu einer frühen und vergleichsweise starken Unterstützung durch staatliche Förderung und industrielles Engagement gestärkt hat.

Auch die Windkraftbranche profitierte vom High-Tech-Image, wenn auch nicht in gleichem Maße. Sie konnte ihr positives Image ausbauen, als es gelang, deutsche Maschinenbaukunst mit Know-how aus der Aerodynamik sowie modernen Konstruktionsweisen und Materialien zu verbinden. Die technischen Anlagen entwickelten eine gewisse High-Tech-Ästhetik und eine Leistungsfähigkeit, die sie als „Zukunftstechnologie“ qualifizierte.

Den Biogastechnologen hingegen haftete in der Anfangsphase ein Low-Tech-(Schmuddel)-Image an. Die Technik galt als schlicht und robust, weshalb sie ambitionierten Forschern kein viel versprechendes Profilierungsfeld bot. In der Praxis litt das Image außerdem unter den Geruchsemissionen sowie unter Rückschlägen aufgrund des nur schwer steuerbaren Vergärungsprozesses.

Die Stromerzeugung aus tiefengeothermischer Wärme galt lange als Zukunftsmusik. Das Verfahren zählte nicht von vorn herein zum High-Tech-Segment. Die zwei High-Tech-Forschungsprojekte zur Nutzung von heißem, trockenem Gestein mit deutlich höheren Temperaturen waren außerhalb der damit beschäftigten Forscherszene kaum bekannt. Zwar wurde mit dem EEG 2000[934] eine Vergütung für Strom aus Geothermie eingeführt, diese hatte jedoch keine nennenswerte Anreizwirkung. Diese trat erst in Folge der deutlichen Anhebung der Vergütungssätze im EEG 2004 ein. In den letzten Jahren bereiteten mikroseismische Beben und Erschütterungen, die in Verbindung mit Erkundungsbohrungen auftraten, Imageprobleme.

Das „Ansehen“ einer Technologie, ihre Rezeption in der Forschung, der Gesellschaft und der Politik sind mit ausschlaggebend für die Bereitschaft der Förderung und der Überwindung von Hindernissen. Technologien mit High-Tech-Image haben einen komparativen Vorteil in der Forschungsförderung – denn Innovationsforschung bevorzugt High-Tech-Technologien.

Technische Anschlussfähigkeit

Photovoltaik und Tiefengeothermie sind Beispiele dafür, dass bei vergleichsweise geringer Anschlussfähigkeit an bereits entwickelte Technologien erhebliche Anstrengungen erforderlich sind, um diese Technologien markt- und konkurrenzfähig zu machen.

Im Bereich der Photovoltaik mussten nicht nur die Technik an sich, sondern auch die erforderlichen Produktionstechniken teilweise völlig neu entwickelt werden, ohne dass hierbei auf bereits bestehende Strukturen zurückgegriffen werden konnte. Zwar ist bei den kristallinen Solarzellen die Silizium- und Waferherstellung weitgehend mit der Herstellungstechnik für die

[934] Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

Halbleiterproduktion identisch, und die Zellenherstellung konnte daher aufgrund des geringen Materialbedarfs lange Zeit auf „Abfall-Silizium“ aus der Halbleiterherstellung zurückgreifen, doch war die Zell- und Modulherstellung wegen des geringen Absatzes weitgehend manuell und dementsprechend teuer. Erst mit der (auch global) wachsenden Nachfrage lohnte es sich, diese Fertigungsschritte zu automatisieren. Völlig eigenständig war dagegen die Technologie der Dünnschicht-Solarzellen. Deren Marktdurchbruch wurde erst möglich, als neue Produktionstechniken aus dem Bereich der Substratbeschichtung und der Herstellung von Plasmabildschirmen für die industrielle Fertigung im großen Maßstab aufgegriffen werden konnten.

Bei der Erschließung der Tiefengeothermie kommen im Wesentlichen angepasste Öl- bzw. Gasbohrtechnologien zur Anwendung. Länder, die über eigene Gas- und Ölvorkommen verfügen und diese erschließen, haben hier einen relativen Wettbewerbsvorteil, da die teilweise dort ansässigen Firmen über die einschlägige Bohrtechnologie verfügen. Das Interesse, Techniken zur Erkundung und zur Förderung der Tiefengeothermie weiterzuentwickeln, war und ist in Öl- und Gasförderländern allerdings nur gering ausgeprägt. Aus deutscher Sicht stellte die Konkurrenz zu Öl- und Gasbohrungen ein erhebliches Hemmnis für die Erkundung und Entwicklung der Techniken zur Nutzung der vorhandenen Geothermiepotenziale dar, da die international agierenden Bohrunternehmen durch die steigende Nachfrage nach Öl- und Gasbohrungen voll ausgelastet waren und die begrenzte Zahl der verfügbaren Bohrgeräte damit zum Engpass und entsprechend teuer wurden.

Im Bereich der Windenergie gab es Erfolg versprechende Anknüpfungspunkte an die Entwicklungen im Flugzeugbau (Aerodynamik) und in der Verbundstoffentwicklung, die mit der vorhandenen Maschinenbau- und Elektrotechnik kombiniert werden konnten. Hier führte das Zusammenfügen von adaptierten Technik-Komponenten zum Erfolg. Das Innovationsinteresse war zu Beginn auf den Nachweis der Leistungsfähigkeit (stellvertretend für den gesamten Sektor der erneuerbaren Energien) gerichtet. Wichtig war es, die grundsätzliche „Machbarkeit“ nachzuweisen. In der Expansionsphase richtete sich das Innovationsinteresse stärker auf die Betriebsoptimierung, Leistungssteigerung und Systemintegration.

Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Sektor war zunächst ein „Nebenprodukt“ des Interesses, Gülle zu wiederverwertbarem Dünger aufzubereiten (Reststoffverwertung). Technologien der Güllefermentation und Biogaserzeugung konnten auf Komponenten der Landmaschinentechnik, wie der Herstellung von Silos und Behältern, Rührwerken etc. aufbauen. Eine Anschlussfähigkeit war insoweit gegeben, als viele Landwirte sich mit diesen einfachen und robusten Komponenten gut auskannten. Mit zunehmender Bedeutung der Stromerzeugung traten die Motorentechnik sowie Verstromungstechnologien hinzu. Die dafür erforderlichen Gasaufbereitungstechnologien[935] fanden bereits in der Aufbereitung von Industrie- und Schadgasen Anwendung. Diese Verfahren konnten durch Anpassung an die spezifischen Anforderungen der Biogasaufbereitung nutzbar gemacht werden.

[935] Vgl. Technikglossar

Das erfolgreiche Anknüpfen an ein bereits etabliertes Know-how einer Branche ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Fortentwicklung und Expansion der Innovation. Ist die Anschlussfähigkeit nicht gegeben, sind größere Entwicklungsanstrengungen erforderlich.

10.2 Hemmende Einflussfaktoren in den Innovationsbiographien

10.2.1 Investitionskosten und begrenzte Ressourcenverfügbarkeit

Die Höhe der Investitionskosten und der Zugriff auf die Ressourcen für die Stromerzeugung sind Faktoren, die den Kreis potenzieller Anwender und Investoren begrenzen. Je höher die Kosten und Risiken, desto begrenzter der Anwenderkreis. Ein großer Anwenderkreis ist aber – wie das Beispiel Windenergie zeigt – ein wichtiger Faktor für die gesellschaftliche Verankerung und Inititialisierung der Expansion einer Technologie.

Im Falle der Tiefengeothermie ist der Großteil der an der Erzeugung von erneuerbaren Energien interessierten Akteure aufgrund der Dimension und der Kosten der benötigten Technologien sowie der hohen Investitionsrisiken ausgeschlossen. Im Gegensatz dazu ist die Photovoltaik bezogen auf das Anwenderspektrum eine „Technologie für jedermann“. Sie kann in kleinen Einheiten und mit geringen spezifischen Kenntnisse installiert und betrieben werden („Plug and play“). Der Kreis der potenziellen Betreiber ist zunächst nicht begrenzt, allenfalls begrenzen verfügbare Dach- oder andere Flächen den Installationsumfang.

Für den Betrieb von Biogasanlagen hingegen muss eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sein. Neben Flächen- und Substratverfügbarkeit ist die prozesstechnische Steuerung des Fermentationsprozesses mit erheblichem Aufwand an Arbeitszeit, Aufmerksamkeit und labortechnischem Know-how verbunden. Diese Eigenschaften begrenzen den Kreis potenzieller Betreiber auf professionelle Akteure, vorzugsweise aus dem oder unter Beteiligung des landwirtschaftlichen Sektors.

Der Kreis der Betreiber der von Wasserkraftwerken im kleinen Leistungsbereich ist im Wesentlichen auf diejenigen Akteure beschränkt, die über Wassernutzungsrechte für Altstandorte verfügen. Betrieb und Steuerung der Anlage erfordern ein gewisses technisches Know-how, können aber – wie bei Windkraft – auch über Serviceverträge sichergestellt werden.

Im Bereich der Windkraft sind mit steigender Leistung auch die Anlagengröße und die Investitionskosten gestiegen. Während Bürgerwindanlagen noch von einer kleinen Gruppe privater Investoren finanziert und betrieben werden konnten, sind private Beteiligungen an größeren Windparks heute in der Regel nur über Fonds möglich.

10.2.2 Bremsende Akteurskoalitionen

Der noch immer überragend hohe Anteil der fossil-atomaren Energiewirtschaft in Deutschland verdeutlicht deren hohe ökonomische Bedeutung. Die vier großen Energiekonzerne, die den Erzeugungsmarkt dominieren und maßgebliche Teile des Stromnetzes kontrollieren, verfügen über gute Möglichkeiten der politischen Einflussnahme und der Wettbewerbsgestaltung. Sie bilden eine Koalition weitgehender Interessenüberschneidungen mit dem Bundeswirtschaftsministerium, aber auch mit der energieintensiven Industrie. Diese Koalition

hat die Potenziale[936] insbesondere der Windenergie zunächst unterschätzt, diese jedoch mit der Einführung der Stromeinspeisevergütung erkannt und daraufhin das StrEG massiv bekämpft (vgl. Kapitel 3.7.1). Das Erstarken der Windenergiebranche musste anschließend erduldet werden.

In den 1990er Jahren ist es den Energieversorgungsunternehmen gelungen, über Jahre die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und damit die Öffnung des Strommarktes für den Wettbewerb zu verhindern (vgl. Kapitel 3.9.3). Sie konnten sich intensiver am Politikformulierungsprozess zum EnWG beteiligen und ihn besser zu ihren Gunsten beeinflussen als die Branche der erneuerbaren Energien, weil sie deutlich besser mit entsprechenden Kapazitäten und Kompetenzen ausgestattet waren sowie über sehr gute Verbindungen ins Bundeswirtschaftsministerium verfügten.

Unter der rot-grünen Bundesregierung musste die Allianz der Gegner eines hohen Anteils erneuerbarer Energien jedoch einen Kompetenzverlust hinnehmen, als im Jahr 2002 die Zuständigkeit für die erneuerbaren Energien vom Bundeswirtschafts- ins Bundesumweltministerium wechselte (vgl. Kapitel 3.4.3). In der aktuellen Phase hängt ein fortgesetzter Zubau erneuerbarer Energien von einem umfänglichen Ausbau der Stromnetze ab, der jedoch von den noch immer eng mit den großen Stromerzeugungsunternehmen verbundenen Stromnetzbetreibern blockiert wird (vgl. Kapitel 3.9.3.3 und Kapitel 10.2.3).

Zwischen Lobbyvertretern der Energieversorger, der energieintensiven Industrie und dem Bundeswirtschaftsministerium bestand eine weit reichende Interessenkongruenz. Die erhebliche Übereinstimmung staatlicher und industrieller Interessen im Energiebereich hat seit den 1930er Jahren zur Entstehung geschlossener Politikarenen, gefestigter Strukturen und personeller Überschneidungen geführt, die dieser Akteurskoalition eine starke Handlungsmacht verleihen. Nicht nur im Rechtsverfahren gegen das Stromeinspeisungsgesetz, sondern bei vielen weiteren Gesetzes- und Regulierungsvorhaben wird diese Autorität und Stärke dazu genutzt, einer Diffusion der erneuerbaren Energien bzw. einem Systemwechsel in Richtung einer weitgehend vollständigen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien entgegen zu wirken. Ein weiteres Beispiel für fortgesetztes antagonistisches Wirken ist die wiederkehrende Infragestellung der Versorgungssicherheit bei zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien (siehe Stromlückendiskussion, Kapitel 3.1.4), die dazu genutzt wird Unsicherheiten zu schüren.

10.2.3 Unzureichende und inkompatible Infrastruktur

Sobald der erzeugte Strom nicht mehr ausschließlich zur Selbstversorgung in Inselnetzen diente, war der Innovationsprozess der erneuerbaren Energien eng mit der Leistungsfähigkeit der bereits bestehenden technischen Erzeugungs- (vgl. Kapitel 10.2.2) und Leitungsinfrastruktur verknüpft. Mangelnde Kapazitäten regionaler Verteilnetze sowie geringes Puffervermögen gegenüber fluktuierenden Einspeisemengen stellten eine zentrale technische Barriere für die Expansion dar. Dies trifft insbesondere für die Entwicklung der Windenergie zu. Dort zeichnete sich mit Beginn der 1990er Jahre ab, dass der Netzzugang und

[936] Vgl. Technikglossar

die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes ein entscheidender limitierender Faktor für die Expansion war.[937] Denn trotz des im StrEG 1991 verankerten Rechts auf Einspeisung konnte der Netzbetreiber Windkraftanlagen bei einem Stromüberangebot vorübergehend vom Netz abschalten. Unkalkulierbare Abschaltungszeiten bedeuteten jedoch erhebliche Wirtschaftlichkeitsrisiken für die Windkraftanlagenbetreiber, die erst durch den gesetzlich verbrieften Einspeise*vorrang* für erneuerbare Energien durch das EEG im Jahr 2000 beseitigt wurden. Um z. B. Windkraftanlagen in das bestehende Stromerzeugungs- und Verteilsystem integrieren zu können, musste eine entsprechenden Leistungselektronik entwickelt werden, die eine dynamische Anpassung an die vom Stromnetz geforderten Spannungsebenen ermöglichte. Wenngleich sich die rechtliche Position der Einspeiser verbessert hat, bleibt das Problem einer regional unzureichenden technischen Aufnahmefähigkeit des Netzes bestehen.

Die Problematik fehlender Netzkapazitäten potenzierte sich angesichts des zu erwartenden Einspeise- und Transportaufkommens von Strom aus Offshore-Windparks. Deren Netzanschluss erfordert die Ausräumung zahlreicher Hemmnisse, für die eine Reihe von Nachsteuerungsimpulsen notwendig war. So wurden weitere gesetzliche Regelungen zum Anschluss der Offshore-Windparks sowie zum Ausbau und zur Verstärkung des Stromnetzes getroffen. Das Interesse der Energieversorger am Ausbau der Netzinfrastruktur ist – aufgrund der damit verbundenen hohen Investitionskosten – aber weiterhin gering.

Demgegenüber unterliegt die Biogas*einspeisung* geringeren Restriktionen. Technische Einspeisungsprobleme ließen sich zügig lösen. Leitungsnetzbetreiber und große Energieversorgungsunternehmen zeigten sich aufgrund von Interessenskonvergenzen[938] kooperativ.

10.2.4 Akzeptanzverlust

Wenn ein Akzeptanzverlust auftritt, liegt dies u. a. daran, dass die Expansion der Technologie mit störenden Umweltbelastungen und Landschaftsveränderungen verbunden ist oder unkalkulierbare Risiken beinhaltet. In der Wahrnehmung der Bevölkerung sind damit negative Effekte auf das eigene Lebensumfeld verbunden. Angesichts des wachsenden Raumanspruchs und der Bauwerksdimensionen nehmen Befürchtungen über das Ausmaß dieser Belastungen zu. Insbesondere Boomphasen, in denen in kurzer Zeit ein hohes Maß an zusätzlichen Belastungen sichtbar wird, waren der Akzeptanz abträglich. Das Empfinden der örtlichen Bevölkerung, nicht an der Entwicklung beteiligt zu sein, von der unerwünschten Auswirkungen überrollt zu werden und ihre Interessen den Partikularinteressen der Betreiber unterordnen zu müssen, rufen Ablehnung bis hin zu Widerstand hervor. Dies ist z. B. festzustellen, wenn nur Einzelpersonen der örtlichen Bevölkerung (übermäßig) profitieren oder wenn – wie bei vielen Windparkprojekten - die Profiteure Investoren sind, die nicht aus dem örtlichen Umfeld stammen.

---

[937] Netzbetreiber konnten vor 1991 den Netzanschluss mit dem Hinweis auf mögliche Überlastungen oder begrenzte Aufnahmekapazitäten regionaler Netze verweigern. Erst mit dem StrEG 1991 wurde ein Anspruch auf Einspeisung verankert.

[938] Leitungsnetzbetreiber und große Energieversorgungsunternehmen engagieren sich auch als Betreiber von Biogasanlagen sowie semizentraler Blockheizkraftwerke

Auch der Biogassektor ist von ähnlichen Effekten betroffen. Akzeptanzverlust droht, wo die landwirtschaftliche Produktion durch Maisanbau überproportional intensiviert wird. Große Biogasanlagen und Biogasparks werden als überdimensioniert empfunden und damit einhergehende Verkehrsbelastungen abgelehnt. In diesen Fällen kann die positive Voreinstellung gegenüber neuen Stromerzeugungstechnologien in Ablehnung umschlagen.

Klimaschutzziele, wie sie durch die Windkraftnutzung und Biogasverstromung verfolgt werden, und Ziele des Umwelt- und Naturschutzes treten dann am stärksten in Konkurrenz, wenn dafür die freie Landschaft beansprucht wird. Demgegenüber ist die gebäudegebundene Photovoltaik – abgesehen von Konflikten mit dem Denkmalschutz – mit vergleichsweise geringem Konfliktpotenzial behaftet.

Tiefengeothermie wird – auch angesichts der wenigen Pilotanlagen – in der Gesellschaft bisher kaum wahrgenommen. Im Falle des Erdbebens im schweizerischen Basel im Jahr 2006 zeigte sich jedoch, dass auch hier Akzeptanzprobleme der Technologie aufgrund befürchteter Erdbebenrisiken auftreten können. Die Unkenntnis über die möglichen seismologischen Effekte und Risiken bei der Erkundung und Nutzung der Tiefengeothermie trägt dazu bei, das Risiko eher höher einzuschätzen.

10.3 Innovationsprozesse im Vergleich: charakteristische Phasen und unterschiedliche Verläufe

In Abbildung 10-1 sind die Innovationsverläufe der erneuerbaren Energien in Deutschland im Überblick dargestellt. Die Abbildung ermöglicht einen Vergleich der jeweiligen Phasenabfolgen im Innovationsverlauf.

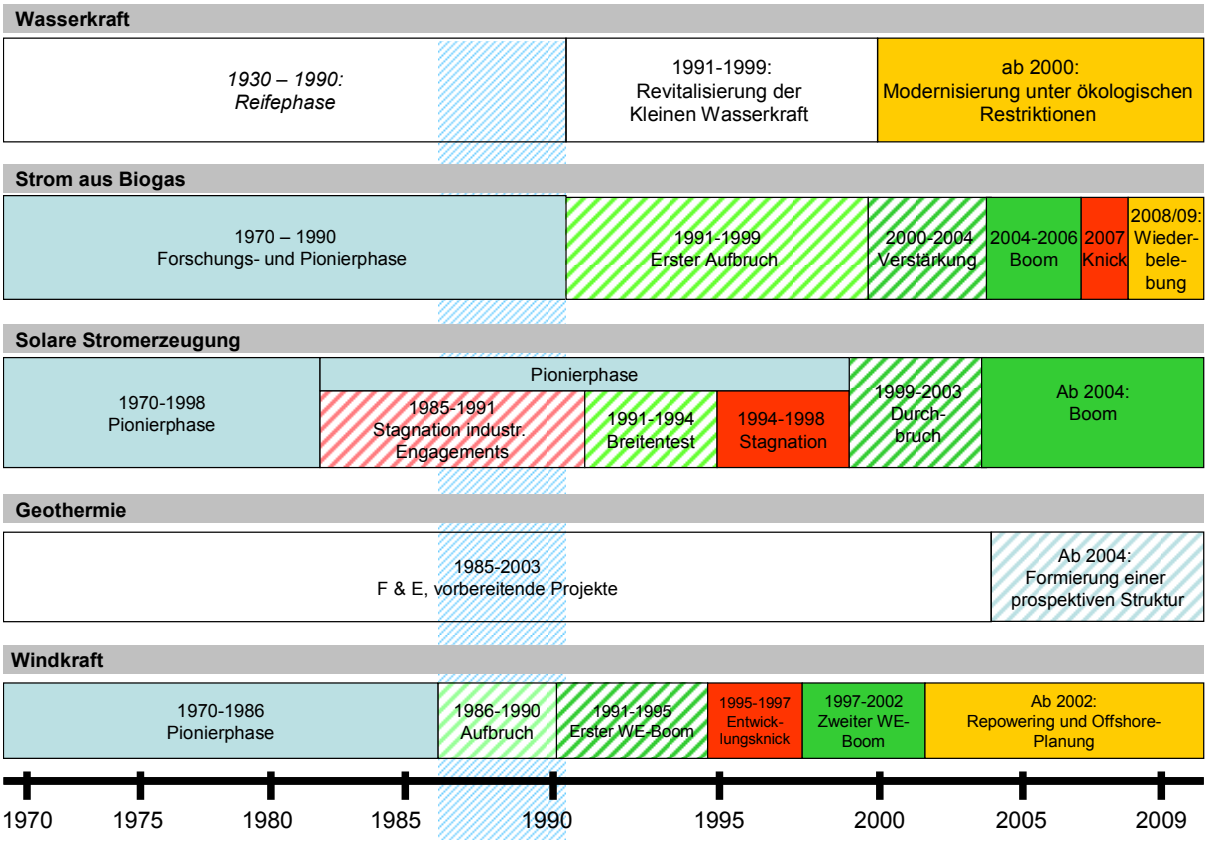


Abbildung 10-1: Phasen im Innovationsverlauf der erneuerbaren Energien

In der Abbildung wird deutlich, dass zwar jeder Innovationsprozess durch einen individuellen Verlauf charakterisiert ist, dass jedoch bestimmte Phasentypen in allen untersuchten Innovationsverläufen auftreten:

- Pionierphase oder Frühphase mit Pilotanwendungen,
- Phasen der ersten Dynamisierung (Aufbruch, Durchbruch),
- Expansions- bzw. Boomphasen (starke Dynamisierung),
- Krisenphasen (Stagnation, Regression, Instabilität),
- Phasen der Stabilisierung oder Konsolidierung.

Die Innovationsbiographien der Stromerzeugung aus Windkraft, Biogas und Sonnenenergie weisen eine Abfolge von *Pionier- oder Pilotphase*, mehr oder weniger stark einsetzender *Dynamik* (Aufbruch, Durchbruch, Expansion oder Boom), *Instabilität* (Krisen, Entwicklungs-

knicks, Stagnation) und *Stabilisierung* (oder Konsolidierung) auf. Bisher gelang es in allen Branchen der erneuerbaren Energien, die zum Teil mehrfachen Phasen der Instabilität zu bewältigen und die Entwicklung zu stabilisieren, so dass es nicht zu einem Abbruch kam.

Die Innovationsbiographien beginnen in den 1970er Jahren, als die beiden Ölpreiskrisen sowie die Erkenntnis der „Grenzen des Wachstums“ bedeutende Kontextfaktoren bildeten. Deutschland setzte vor allem auf den Ausbau der Kernenergie, Investitionen in alternative Technologien waren vergleichsweise gering.

Der senkrechte, schraffierte Streifen, in der Abbildung 10-1 markiert einen Zeitraum, in dem in allen Sparten ein Übergang von der Pilotphase hin zu einer deutlichen Dynamisierung des Innovationsprozesses oder zumindest eine bedeutsame Veränderung erfolgte. Mit der Reaktorkatastrophe in Tschernobyl (vgl. Kapitel 10.1.3) wurden gesellschaftliche und politische Neuorientierungs- und Strategiebildungsprozesse eingeleitet (vgl. Kapitel 10.1.4). Alternativen Energieversorgungskonzepten kam eine verstärkte Aufmerksamkeit zu. Auch die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes (vgl. Kapitel 10.1.5) fällt in diesen Zeitabschnitt. Es erwies sich als ein starker Dynamisierungsimpuls und markierte für alle Sparten der erneuerbaren Energien – mit Ausnahme der Tiefengeothermie – den Beginn einer neuen Phase.

Die in den fünf Innovationsprozessen identifizierten Phasentypen lassen sich wie folgt charakterisieren:

10.3.1 Pionierphase oder Frühphase mit Pilotanwendungen

Eine Gemeinsamkeit aller hier untersuchten Sparten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – mit Ausnahme der Wasserkraft – besteht darin, dass sie in dem zu betrachtenden Untersuchungszeitraum eine Pionierphase oder eine Frühphase mit Pilotanwendungen durchlaufen haben, in der die neue Technologie eingeführt oder – wie etwa im Fall der Windenergie – eine bereits existierende Technologie wieder entdeckt oder in einen neuen Anwendungszusammenhang gestellt wurde. Im Falle der Wasserkraftnutzung lag diese Frühphase bereits im letzten Jahrhundert. In dieser frühen Entwicklungsperiode investierten die involvierten Akteure viel Zeit und Geld in die noch unprofitable Technologie. Die Phase ist durch Improvisation, Kreativität und Experimentierfreudigkeit geprägt.

Die auslösenden Impulse und maßgeblichen Akteure, die die Frühphase der Entwicklung auslösten, unterscheiden sich allerdings von Spart zu Sparte. In der Windkraft und in der Stromerzeugung aus Biogas waren die jeweiligen Pionierphasen von einem breiten Engagement privater Akteure und Anwender von Anlagen kleiner Leistungsbereiche gekennzeichnet. Umdenkungsprozesse in der Gesellschaft (Ölpreiskrise der 1970er Jahre, Anti-Atomkraft- und Umweltbewegung, Wunsch nach Selbstversorgung und Autonomie) beförderten das Engagement für die alternativen Technologien. Die Pionierphase der solaren Stromerzeugung setzte infolge der Forschungsförderung in den 1970er Jahren früher ein als in den anderen Sparten – allerdings hielt sie auch deutlich länger an.

Interessanterweise machten die Landwirte in mehreren Sparten einen großen Anteil der Anwender aus. Sie verfügten über die notwendigen Ressourcen: Zugang zu Flächen für Wasser- und Windkraftanlagen, letztere in Verbindung mit privilegierten rechtlichen Zulassungsregelungen (im Zusammenhang mit landwirtschaftlichen Gebäuden im Außen-

bereich), sowie über Substrate wie Gülle zur Vergärung für die Biogaserzeugung. Nicht zuletzt waren für sie als Unternehmer zusätzliche Einkommensmöglichkeiten interessant.

In den Sparten Wind und Biogas sind die Innovationen – mit vergleichsweise geringer Unterstützung durch die Forschungsförderung – vor allem durch Bastler, Tüftler und innovative Idealisten entstanden, die aus anderen Kontexten bekannte Prinzipien auf das neue Anwendungsfeld der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien übertrugen.

Im Falle der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie findet derzeit eine Pilotphase statt, die jedoch nicht als Pionierphase bezeichnet werden kann – anders als etwa im Bereich der Windenergie oder der Photovoltaik sind hier in der Frühphase keine Pioniere im Sinne nicht-professioneller Akteure, sondern überwiegend professionelle Akteure aus unterschiedlichen Branchen an der frühen Entwicklung beteiligt.

10.3.2 Aufbruch

Eine weitere Gemeinsamkeit der Sparten besteht darin, dass die Früh- bzw. Pionierphase der Innovationsentwicklung jeweils in eine erste Aufbruchphase überging, in der die Nachfrage nach den Technologien stieg und die Anlagen weitere Verbreitung fanden. Gekennzeichnet war diese Aufbruchphase von einer ersten Kommerzialisierung und Professionalisierung im Bereich des Anlagenbaus und -vertriebs, der Anlagenplanung sowie der mit dem Anlagenbetrieb verbundenen Dienstleitungen im Wartungsbereich.

Im Falle der Windenergie- und der Biogasnutzung wurde die Aufbruchphase durch das StrEG angereizt. Auch auf Wasserkraftanlagen im kleinen Leistungsbereich (unter 1MW) hatte das StrEG eine Wirkung – sie erfuhren durch diesen Steuerungsimpuls eine Wiederbelebung. Hingegen konnte die solare Stromerzeugung – obgleich im StrEG berücksichtigt – zunächst nicht in gleichem Maße von der Einspeisevergütung profitieren. Der Auf- bzw. Durchbruch konnte erst nach mehreren unsicheren Phasen der Stagnation und weiteren Steuerungsimpulsen erreicht werden.

10.3.3 Durchbruch

In der Phase des Durchbruchs hat die Technologie ihre ersten Entwicklungsschritte hinter sich gebracht und konnte ihre Potenziale bereits unter Beweis stellen. Die Innovationsentwicklung findet nun in Form einer dynamischen Leistungs- und Effizienzsteigerung und einer zunehmenden Ausbreitung statt. Allerdings erfordert der Prozess noch einen unterstützenden Rahmen durch staatliche Interventionen. In dieser Phase treten neue Akteure in die Konstellation ein, deren Interessen und Motivationen die Entwicklung antreiben.

Im Bereich der Windenergienutzung folgte Anfang der 1990er auf die Aufbruchphase eine Phase, die bereits als Durchbruch bezeichnet werden kann, da eine deutliche Leistungssteigerung der einzelnen Anlagen erreicht wurde. Die Nachfrage stieg angesichts besserer und v. a. zuverlässigerer Technologie, und die Windbranche wuchs.

Jedoch folgte nicht in allen Sparten der erneuerbaren Energien auf die Periode des Aufbruchs auch nahtlos ein Durchbruch. So war im Bereich der Biogaserzeugung und –verstromung infolge der Bindung an kleine und mittlere landwirtschaftliche Betriebsstrukturen ein mit der Windenergie vergleichbares Größenwachstum nicht in so kurzer Zeit möglich.

Aber der Zubautrend setzte sich unter dem Einfluss des EEG fort (2000 bis 2004) und die Aufbruchphase ging 2004 in einen Boom der Biogasbranche (Durchbruch) über.

Bei der solaren Stromerzeugung setzte zunächst eine Stagnation des Engagements großer Unternehmen ein und die Technologie wurde einem Breitentest unterzogen – in Form des 1000-Dächer-Programms. Aber auch dieser Impuls führte noch nicht zu einem dynamischen Aufbruch, sondern mündete in eine weitere Phase der Stagnation, in der eine größere Anzahl von Kommunen dafür sorgte, dass der Faden der bisherigen Entwicklung nicht abriss. Erst 1999 erfolgte der Durchbruch – ausgelöst durch eine höhere Einspeisevergütung nach dem so genannten Photovoltaik-Vorschaltgesetz, das im Zuge der EEG-Neufassung verabschiedet wurde.

10.3.4 Expansions- bzw. Boomphasen

Zuerst bei der Windenergie, später im Bereich der Stromerzeugung aus Biogas und jüngst in der Photovoltaik traten Boomphasen auf, in denen die jeweilige Sparte dynamisch expandierte. Typisch für diese Phase ist eine dynamische Weiterentwicklung der Technologie: Das ingenieurtechnische Know-how wird differenzierter und die technische Leistungsfähigkeit der Anlagen steigt. In Boomphasen bildeten sich darüber hinaus neue Betreiberformen. Interessenverbände konnten ihre Einfluss ausbauen die Branchen erweiterten sich durch neue Unternehmensgründungen. Aufgrund des wirtschaftlichen Erfolgs begannen Kapitalanleger und Investmentfonds, sich für Investitionen in diesen Sparten zu interessieren. Investitions- und Rechtssicherheit für die Wirtschaftsakteure ist zugleich wichtige Voraussetzung und zentrales Merkmal für die Boomphase. Mit zunehmendem Erfolg der Technologien stieg auch der politisch angestrebte Beitrag zur Stromerzeugung an.

10.3.5 Instabile Phasen und Krisen

Den Innovationsverläufen von Windenergie, Photovoltaik und Stromerzeugung aus Biogas ist gemeinsam, dass sie diskontinuierlich verlaufen sind und auch instabile Phasen, Zeiten der Stagnation oder Brüche überwinden mussten. Diese kritischen Phasen waren durch Spannungen, Konflikte oder Widerstände charakterisiert, die eine dynamische Weiterentwicklung der Innovation hemmten – sie waren durch eine jeweils instabile Konstellation der Einflussfaktoren geprägt. Die kritischen Zeitabschnitte sind jeweils kurz ausgefallen, sofern die Widerstände schnell überwunden werden konnten. Jedoch bergen sie auch das Risiko, dass die Entwicklung kippt bzw. abbricht und stellen daher für die beteiligten Akteure unsichere und besorgniserregende Schwebesituationen dar. Sie bergen die Gefahr, dass der politische Wille zur Unterstützung der Innovation nicht durchgehalten und der Steuerungspfad aufgegeben wird.

Das Eintreten von Krisen oder Brüchen in Innovationsprozessen kann unterschiedliche Ursachen haben. Sie können zum Beispiel ausgelöst werden durch den Widerstand opponierender Akteure oder Interessengruppen, Rechtsunsicherheit, einen Wandel der Bedingungen im Kontext der Konstellation, Image- und Akzeptanzverluste gegenüber der zunehmend diffundierenden Technologie, Kostendruck oder durch eine mangelnde oder abgebrochene finanzielle Förderung der Innovation. Konflikte treten vor allem dann auf, wenn durch schnelles Wachstum der Innovation andere Nutzungen eingeschränkt und öffentliche Güter wie Biodiversität, Freiraum und Ungestörtheit oder Ressourcen wie Fläche, Landschaft und

Wasser beansprucht werden. Ein Akzeptanzverlust kann insbesondere auf lokaler und regionaler Ebene Blockaden hinsichtlich der Realisierung von Projekten auslösen und dadurch auch den gesamten Expansionsprozess beträchtlich behindern.

Im Fall der Windenergie entstand der Entwicklungsknick Mitte der 1990er Jahre dadurch, dass die neue Branche versuchte, Anteile am Strommarkt zu übernehmen, während etablierte Akteure bestrebt waren diese Übernahme zu verhindern. Durch ihre Agitationen entstanden nach dem Durchbruch zunächst Rechtsunsicherheiten. Auch eine fehlende Anpassung der Planungs- und Genehmigungsbedingungen, Ablehnung der Windenergie durch lokale und regionale Interessengruppen und negative Medienberichte trugen zur krisenhaften Situation bei.

Bei der Biogaserzeugung trat ein solcher Entwicklungsknick nach dem ersten Boom auf. Er war Folge einer starken Dynamisierung, die mit einer starken Erhöhung der Substratnachfrage verbunden war. Zugleich steigen die Substratpreise auch aufgrund der Entwicklungen auf dem Weltmarkt stark an. Angesichts dieser unsicheren und nur begrenzt steuerbaren Preisentwicklungen waren weniger starke Wachstumsimpulse als vielmehr eine Stabilisierung und Verstetigung der Biogaserzeugung und -verstromung Ziel der neu festgelegten Vergütungsbedingungen.

In der Photovoltaik blieb nach der hoffnungsvollen Phase Anfang der 1990er Jahre ein Markteinführungsprogramm zunächst aus, weil sich kein Ressort als zuständig betrachtete und den Ausbau der PV systematisch verfolgte. Folge war ein rückläufiges Wachstum und eine starke Verunsicherung sowohl kleiner als auch großer Unternehmen, die ihr Engagement stark einschränkten oder aufgaben. Initiativen auf kommunaler Ebene und auf Ebene der Bundesländer in Verknüpfung mit privaten Investitionen stützten allerdings die von Widerständen geprägte Konstellation und überbrückten so die kritische Phase.

10.3.6 Phasen der Stabilisierung oder Konsolidierung

Die Innovationsbiographie der Stromerzeugung aus Biogas und Windenergie mündete im Untersuchungszeitraum nach einer Krise jeweils in eine Phase der Stabilisierung bzw. Konsolidierung. In dieser Phase steuert die Entwicklung wieder in ruhigeres Fahrwasser. Die dynamische Bewegung des vorangehenden Booms (Biogas, Wind) ist vorüber, die Spitzen des Anlagenzubaus sind überschritten und hochfliegende Erwartungen werden den Realitäten angepasst. Die Konsolidierung tritt ein, weil gewisse Sättigungsgrade in der Nachfrage erreicht sind (Wind), weil natürliche Ressourcen und auch gesellschaftliche Widerstände Grenzen des Technologieausbaus setzen (Biogas und Wasser), aber auch, weil das etablierte System bemüht ist, keine weiteren Marktanteile zu verlieren und eine weitere dynamische Ausbreitung der neuen Technologie zu verhindern (Offshore-Windkraft).

Der Nutzen dieser Phase besteht darin, dass sich die Technologie etabliert, langsamer aber kontinuierlich diffundiert und stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden. Es entwickelt sich eine komplexe Struktur aus Akteuren, Normen, Verfahren, Entscheidungs- und Infrastrukturen auf unterschiedlichen (administrativen und organisatorischen) Ebenen. Die Entwicklung muss jedoch immer weniger durch steuernde Eingriffe begleitet werden, sie trägt sich zunehmend selbst. Diese Entwicklungsphase kann – so die Vermutung – zu

Systemveränderungen führen, wenn die Technologien den Markt sukzessive durchdringen und sich als neues technisch-ökonomisches Paradigma durchsetzen.

11 Erkenntnisse für das Steuerungshandeln

Ausgangspunkt dieser Untersuchung ist die Annahme, dass politische Steuerung, die Innovationen bewirken und deren Diffusion umsetzen will, von der Konstellation der beteiligten Akteure und Einflussfaktoren abhängt. Ein zentrales Problem der Steuerung von Innovationen ist die hohe Vielfalt möglicher Einflussfaktoren und deren Veränderung im Zeitverlauf.

Für die Analyse komplexer Situationen wurde die Konstellationsanalyse als Diagnose-Werkzeug angewandt. Mit der Konstellationsanalyse wurden die Komplexitäten des realen Prozesses in stilisierten Einflussfaktoren vereinfacht dargestellt. Die Konstellationen müssen dabei einerseits handhabbar sein, andererseits aber auch die Komplexität der Realität erfassen. Dies ermöglicht die Konzentration auf zentrale Ansatzpunkte für steuernde Interventionen in einem komplexen Umfeld. Die Analyse der Interessen und Motive der Akteure, der Art und Wirkungsweise der eingesetzten Steuerungsinstrumente und der vielfältigen Wechselwirkungen ermöglicht es, Zusammenhänge und Wirkungen einer diffundierenden Technologie zu antizipieren und Interventionsmöglichkeiten zu identifizieren.

Im Folgenden geht es darum, die aus der Analyse der Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien erkennbaren Erfolgsbedingungen politischer Steuerung zu abstrahieren und in Form von verallgemeinerbaren Erkenntnissen zur Diskussion zu stellen. Die Thesen zur Steuerung wurden aus dem Vorläuferprojekt „Innovationsbiographie der Windenergie“ abgeleitet und anhand der „Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien“ verifiziert bzw. neu formuliert.

Mit diesen Thesen wird jedoch nicht der Anspruch erhoben, allgemein gültige Regeln zur Steuerung von Innovationsverläufen im Sinne von “Wenn-Dann-Zusammenhängen“ aufzustellen. Innovationsbiographien sind vielmehr durch individuelle, singuläre Merkmale gekennzeichnet. Für die steuernden Akteure wird es immer eine Herausforderung darstellen, ein jeweils individuell angepasstes Steuerungsinstrumentarium für Innovationsprozesse zu entwickeln. Zur Förderung der unterschiedlichen Technologien sowie für ihre jeweils unterschiedliche Einbettung in das Umfeld sind differenzierte Steuerungskonzepte erforderlich. Die spartenbezogene Differenzierung v. a. der Vergütungsregelungen und der jeweiligen Förderkonzepte hat sich in der Vergangenheit als erfolgreich erwiesen. Steuernde Maßnahmen waren erfolgreich, wenn sie die Spezifika des jeweiligen Innovationsbereichs berücksichtigten.

Wenngleich eine spartenübergreifende Verallgemeinerung hinsichtlich der Steuerungsmöglichkeiten also begrenzt ist, lassen sich – so die Erkenntnis aus der Untersuchung der Innovationsbiographien – bestimmte Grundprinzipien identifizieren, die möglicherweise dafür ausschlaggebend sind, ob und wie ein Innovationsprozess in Gang gesetzt bzw. am Laufen gehalten werden kann.

11.1 Steuerung phasenbezogen ausrichten

Die unterschiedlichen Phasentypen eines Innovationsprozesses haben verschiedene Funktionen. Sie bieten jeweils unterschiedliche Anlässe für steuernde Eingriffe.

11.1.1 In der Frühphase Innovationsprozesse identifizieren und stärken

In der Frühphase der Innovationsentwicklung geht es vornehmlich um einen Schutz der noch sensiblen Konstellation als Bedingung der Überlebensfähigkeit für technische Neuerungen. Politische Entscheidungsträger können den für die weitere Entwicklung notwendigen Schutzraum schaffen und absichern, indem sie die Umgebung der technischen Innovation systematisch gestalten und/oder nutzen. Durch die systematische Förderung und Stabilisierung solcher „Nischen“ für junge Innovationen können begünstigende Rahmenbedingungen verstärkt werden. In den Phasen, in denen sich die Innovation noch in einer Nische befindet, kann der Kontext der Konstellation eine ausschlaggebende Rolle spielen – eine aktive Einflussnahme auf den Kontext ist jedoch in der Regel schwierig oder aufwändig. Die Nische benötigt solange Schutz durch flankierende Maßnahmen, bis eine Überlebensfähigkeit aus eigener Kraft erreicht wird.

Die frühe Innovation kann sich stabilisieren und etablieren, wenn sie durch möglichst viele Einflussfaktoren auf unterschiedlichen Ebenen unterstützt wird. Dabei verändert sich sowohl die neue Technologie als auch ihr Anwendungsumfeld. Die technische Innovation entwickelt sich in engem Zusammenhang mit den sie tragenden Akteuren sowie ökonomischen, regulativen und institutionellen Faktoren. Auch diese verändern sich durch notwendige Anpassungsleistungen, wobei sie ihrerseits innovative Handlungsansätze für die Implementation hervorbringen können.

Die Politik kann Innovationen nicht „erzeugen“ – sie kann aber die Rahmenbedingungen für Innovationen gestalten. Steuerungsakteure können den für die Nischenentwicklung notwendigen Schutzraum schaffen, indem sie neben der technischen Innovation selbst auch die sozioökonomischen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen sowie die maßgeblichen Akteurskonstellationen in den Blick nehmen und systematisch gestalten bzw. nutzen. Nischenförderung besteht nicht nur darin, Forschungs- und Entwicklungsanreize zu setzen oder die Bildung eines Marktes durch einen rechtlich-ökonomischen Rahmen abzusichern. Auch die Unterstützung der Bildung von Interessenkoalitionen und der Vernetzung relevanter Akteure (zum Beispiel Forscher, Techniker, Projektierer, Handwerker, Installateure, Anlagen-Nutzer sowie Vertreter von Bürgerinitiativen und NGOs) kann die Weiterentwicklung erwünschter Technologien fördern. Dies geschah im Fall der erneuerbaren Energien zum Beispiel durch die Bildung von Industrie- und Forschungsclustern, durch die Veranstaltung von Messen, Kongressen oder Regionalentwicklungsforen sowie durch Öffentlichkeitsbeteiligungs- und Monitoringprozesse. Im Rahmen von fachlichen Foren[939] fand ein Austausch zwischen Entscheidungsträgern und Experten über die zukünftige Ausrichtung der Forschung statt.

Darüber hinaus sind das institutionelle Umfeld und die Erfordernisse der Technologieentwicklung einander anzupassen. Die systematische und differenzierte Anpassung der Vergütungssätze für die erneuerbaren Energien ist dafür ein Beispiel, die Schaffung und kontinuierliche Anpassung rechtlicher Genehmigungsvoraussetzungen ein weiteres. Der Politik kommt die Aufgabe zu, stabilisierende Faktoren und Akteure zu einem möglichst

[939] Hierzu gehören beispielsweise die „Glottertalgespräche“ im Bereich der Photovoltaik und wiederkehrende Fachgesprächskreise wie die „Gülzower Fachgespräche“ im Bereich Biogas.

widerstandsfreien Netz zu verknüpfen und so dem Innovationsprozess einen begünstigenden Rahmen zu geben. Der Innovationsprozess wird gestützt, indem parallel zur technischen Innovation Entwicklungen auf unterschiedlichen Ebenen gefördert werden – soziale und institutionelle Innovationen erfolgen im Wechselspiel mit der technischen Innovation.

11.1.2 Auf dem Weg zum Durchbruch – den Prozess in der Aufbruchphase dynamisieren

Um eine Dynamisierung des Innovationsprozesses durch ein vermehrtes Engagement privater, wirtschaftlicher und politischer Akteure zu erreichen, bedarf es eindeutiger Steuerungsimpulse, um anfängliche Unsicherheiten zu überwinden. Die Analyse der Innovationsbiographien zeigte, dass die Dynamisierung des technischen und wirtschaftlichen Innovationsprozesses umso erfolgreicher verlief, je stärker und gleichgerichteter fördernde Impulse gesetzt wurden. Nach dem ersten Dynamisierungsschub kristallisierten sich Verlässlichkeit und Kalkulierbarkeit der Steuerungsimpulse über einen längeren Zeitraum als zentrale Erfolgsbedingungen für einen Markteintritt heraus. Die „Nischentechnologien“ konnten sich stabilisieren und an wirtschaftlicher und politischer Relevanz gewinnen. Ansehnliche wirtschaftliche Gewinnerwartungen für Investoren – zum Beispiel durch die Möglichkeit einer Kombination mehrerer Förderprogramme – reizten die Angebotsseite an und beflügelten die Nachfrage und damit auch die technische Weiterentwicklung.

Kontextereignisse sowie Impulse aus der Zivilgesellschaft, die einen so starken Einfluss haben, dass sie Umdenkungsprozesse oder Paradigmenwechsel nach sich ziehen, sind der staatlichen Steuerung kaum oder nur bedingt zugänglich. Sie können jedoch genutzt werden, um den Durchbruch einer noch jungen Nischentechnologie zu befördern. Es ist daher von hoher Bedeutung, solche nicht gezielt induzierbaren „Windows of opportunity“ zu erkennen und für den intendierten Prozess zu nutzen. Eine zeitspezifische Strategie, die diese Gelegenheitszeitfenster systematisch nutzt, kann die Entwicklung und Verbreitung neuer Technologien beschleunigen.

Ein markantes Beispiel für die Dynamisierung des Aufbruchprozesses bietet die Windenergie: nach dem Schock der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl geriet das etablierte technologische Paradigma ins Schwanken. Die Risiken der Atomenergie wurden als eine konkrete Bedrohung erfahren. In der Folge hatte das vorherrschende Energieversorgungsregime erhebliche Legitimationsprobleme. Vorreiterländer wie Dänemark und Kalifornien und die erhöhte gesellschaftliche Aufmerksamkeit übten eine katalytische Wirkung bei der Suche nach neuen Lösungskonzepten aus. Die Nische der Windenergietechnologie befand sich zu diesem Zeitpunkt in der Pionierphase. Durch die Anfang der 1990er verstärkte staatliche Unterstützung und die wachsende gesellschaftliche Offenheit gegenüber alternativen Konzepten dynamisierte sich der Entwicklungsprozess und die Nischentechnologie konnte sich etablieren.

Ein aktuelles Beispiel für einen Dynamisierungs- und ggf. auch Öffnungsprozess ist die aktuelle Umbruchsituation im Energiesektor. Die notwendige Erneuerung von umfänglichen Kraftwerkskapazitäten eröffnet die Chance für eine Transformation des Energieversorgungssystems und damit für die erneuerbaren Energien die Aussicht auf besondere Dynamisierungseffekte.

11.1.3 In der Expansionsphase: Systemintegration fördern und Akzeptanzprobleme vermeiden

In der Expansionsphase nehmen die Widerstände des etablierten Systems zu, das sich gegen die Übernahme von Marktanteilen zur Wehr setzt. Um den Expansionsprozess am Laufen zu halten, bedarf es einer Absicherung des technischen Innovations- und Diffusionsgeschehens gegenüber den Widerständen des etablierten Systems. Politisches Handeln und Intervenieren muss sich in diesem Stadium auch gegen die Vormachtstellung der dominanten Konstellation richten. Eine Expansion der neuen Energieversorgungstechnologien kann gelingen, wenn die bisherigen Kräfte der Konstellation wirksam beeinflusst werden, z. B. durch neue Netzregeln (Offenlegung des Netzbetriebs), Regulierung, Entflechtung und Änderung der Wettbewerbsregeln. Die Steuerung des Marktes ist dann erfolgreich, wenn neue Wettbewerber eingeführt und zu „Mitspielern“ gemacht werden können.

Mit steigenden Anteilen an der Energieerzeugung sind die erneuerbaren Energien zunehmend mit Fragen der technischen Systemintegration konfrontiert. Insbesondere Wind- und Solarenergie sind aufgrund der Dezentralität und der schwankenden Verfügbarkeit nicht konform mit dem gewachsenen, zentralisierten System, das insgesamt zu geringe Speicher – und Pufferkapazitäten für volatile Stromerzeugung vorsieht. Hier sind weitere Impulse zur Verminderung der Integrationshemmnisse erforderlich. Ein Beispiel hierfür ist die Systemdienstleistungsverordnung[940], die dazu beitragen soll, das Netz mit Systemdienstleistungen zu stützen. Eine Integrationsstrategie stößt allerdings an ihre Grenzen, vor allem wenn die Regeln, nach denen die Expansion vonstatten geht, von der marktbeherrschenden Akteursgruppe bestimmt werden. Eine Aufgabe der Politik ist es in diesem Stadium daher, die Liberalisierung voranzutreiben, möglichst viele Segmente der leitungsgebundenen Energieversorgung dem freien Wettbewerb zugänglich zu machen und die Zutrittsbarrieren für erneuerbare Energien so weit wie möglich zu senken.

In der Expansionsphase potenzieren sich unerwünschte Nebeneffekte – negative Umweltwirkungen, der Flächenbedarf und Konflikte mit anderen Nutzungsansprüchen treten deutlich zutage. Steuerungsimpulse müssen darauf gerichtet sein, den Expansionsprozess so zu steuern, dass es zu einem Ausgleich der konfligierenden Interessen kommen kann. Der Verzicht auf das Erreichen einer maximalen Expansionsrate kann dabei die auf längere Sicht beständigere Strategie sein. Für den Akzeptanzerhalt ist eine frühzeitige, umfassende und v. a. glaubwürdige Information der Bevölkerung, Transparenz über die zu erwartenden Risiken und Belastungen und die Suche nach konfliktarmen Standorten erforderlich.

Durch rechtliche Regulierungen, wie sie z. B. im Falle der Windenergie durch Mindestabstandsregelungen getroffen wurden, können Belastungen der örtlichen Bevölkerung gemindert werden.

Die Suche nach konfliktarmen Standorten für Anlagen der Energieerzeugung bzw. die Schaffung von Möglichkeiten für die regionale Bevölkerung, von den neuen Technologien zu profitieren (durch eigene investive Beteiligungen oder durch Schaffung von Arbeitsplätzen), können als Bestandteile einer gesellschaftlich integrativen Strategie betrachtet werden, die

[940] SDLWindV; vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

die Akzeptanz der Technologie unterstützt. So wird etwa in Deutschland vielfach durch eine intensive Information über geplante Windparkprojekte und eine Beteiligung der Bevölkerung an der Projektplanung sowie dem Betrieb der Anlagen für eine verbesserte lokale Akzeptanz geworben.

Mitwirkungsmöglichkeiten durch formale und informelle Beteiligung der Öffentlichkeit etwa in Planungs- und Genehmigungsverfahren, die Entwicklung von Betreibermodellen, die finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten der ansässigen Bevölkerung vorsehen („Win-win-Lösungen“) oder die Schaffung regionaler Arbeitsplätze erwiesen sich als akzeptanzerhaltende Strategien. Die Wirkung politischer Maßnahmen hängt davon ab, ob sie sich als resonanzfähig gegenüber Akzeptanzproblemen zeigen. Auftretende Konflikte können nur dann erfolgreich bearbeitet werden, wenn das gesamte Konfliktspektrum sichtbar gemacht wird. Nicht vernachlässigt werden darf der Umstand, dass Konflikte kumulativ bzw. potenzierend wirken können. Daher sollte jeder Konflikt für sich analysiert und unter Berücksichtigung potenzieller Wechselwirkungen bearbeitet werden. Keinesfalls ist es gerechtfertigt, sich nur auf diejenigen Konflikte, die am lautesten artikuliert werden, zu beschränken.

Konflikte mit Interessengruppen sind Teil wechselseitiger gesellschaftlicher Lernprozesse, die den Innovationsprozess nicht zwangsläufig hemmen, sondern auch optimieren können.

11.1.4 Innovationsprozesse durch Nachsteuerung am Laufen halten

Um den Innovationsprozess am Laufen zu halten, müssen gezielt Maßnahmen zur Nach- oder Feinsteuerung eingesetzt werden. Sie müssen darauf ausgerichtet sein, die der Implementation entgegenstehenden Hemmnisse zu beseitigen. So sind zum Beispiel Anpassungen in zumeist mehreren Rechtsgebieten notwendig, die die Anwendung der Technologie berühren. Treten die Technologieanwendungen in Konkurrenz zu anderen öffentlichen oder privaten Interessen bzw. Nutzungsansprüchen wie zum Beispiel Erholung, Tourismus, Landschafts- und Naturschutz oder Denkmalschutz, sind flankierende Maßnahmen zur Konfliktminderung wichtig. Hierzu gehören sowohl formelle als auch informelle Instrumente, die dazu beitragen, die neuen zu etablierenden Nutzungen umwelt- und sozialverträglich in das bestehende Nutzungsmuster einzubetten. Eine Möglichkeit bietet die räumliche Planung, die durch die räumliche Konzentration von Nutzungen und die Entflechtung konkurrierender Nutzungsansprüche zur Konfliktminderung beiträgt. Neben planerischen Instrumenten bieten informelle Aktivitäten z. B. regionaler Foren und Initiativen die Möglichkeit, die Akzeptanz für die in Frage stehenden Formen der erneuerbaren Energien zu erhalten. Die Frage der Schaffung von Akzeptanz oder deren Erhalt stellt sich besonders in der Expansionsphase, da sich hierin Art und Ausmaß der Umwelt- und Ressourcenbeanspruchung sowie die konkreten Auswirkungen auf die Lebensumwelt der Menschen zeigen.

11.1.5 Steuerung in instabilen Phasen

Instabile Phasen sind von zentraler Bedeutung für die Entwicklung, denn sie führen zu Veränderungen, die für die Durchsetzung der Innovation konstitutiv sind. Zur Überwindung der Krise sind in der Regel Maßnahmen auf mehreren Ebenen notwendig, um die Innovationsentwicklung wieder in ruhigere Fahrwasser zu leiten. Diese Modifikationen bewirken, dass sich die Entwicklung in der nachfolgenden Phase stabilisiert und auf ein höheres

Niveau der Etablierung gelangt. Instabile Phasen wie Krisen oder Entwicklungsknicks können zu einer erfolgreichen, lernenden Entwicklung beitragen. Der Wechsel von stabilen und instabilen Phasen ist somit charakteristisch für eine „lernende“ Entwicklung. In Krisensituationen kommt es nicht nur auf schnelle Reaktionen an. Überstürzte Reaktionen können kontraproduktiv wirken. Vielmehr muss der Charakter der Krise zunächst sorgfältig analysiert werden. Die Reaktion und Nachsteuerung in der Krise sollte darauf gerichtet sein, die Kontinuität der politischen Ziele und Pläne und darauf abgestimmte Förderstrategien zu wahren. Gegenüber den neuen Mitspielern ist es wichtig, Verlässlichkeit und Kalkulierbarkeit zu signalisieren. Nur wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, wirken schnelle Reaktionen auch positiv.

Allerdings erschweren politische Pattsituationen oder instabile Machtverhältnisse das Zustandekommen notwendiger Beschlüsse für eine zeitgerechte, synchronisierte Krisenbewältigung (vgl. Kapitel 11.4). Wenn in dieser Situation die Unsicherheiten und Widerstände nicht überwunden werden können, kommen die technischen Neuentwicklungen möglicherweise nicht im möglichen Umfang zur Anwendung.

Die Krise nutzen

In einer Krisenphase wird deutlich, dass die Entwicklung von den herkömmlichen Strukturen und Rahmenbedingungen nicht mehr getragen wird. Die Rahmenbedingungen müssen überprüft und konsolidiert werden. Gegebenenfalls müssen rettende Maßnahmen ergriffen werden, mit denen die kritische Situation wieder stabilisiert werden kann. Institutionen müssen an die neue Entwicklung angepasst, strukturelle Fehlentwicklungen korrigiert und Standards neu definiert werden. Möglicherweise muss für Akzeptanz geworben und um die Änderung alter Verhältnisse gerungen werden. Auch kann der Handlungsdruck in einer Phase der Krise das Ergreifen ungewöhnlicher oder drastischer Steuerungsmaßnahmen legitimieren. Die Herausforderung besteht darin, die instabile Konstellation hin zu einer neuen, stabilen Konstellation zu transformieren, um der Technologie eine fortgesetzte Entwicklung und die Expansion zu ermöglichen.

Blockaden erkennen und auflösen

Fehlende Akzeptanz, fehlende politische Zustimmung, mangelnde Motivation zentraler Akteure, veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie fehlende Anpassungen in benachbarten technologischen Bereichen können zu Blockaden führen.

Vielfach – wie zum Beispiel bei der Frage der Netzkapazitäten – werden Engpässe bereits frühzeitig erkannt, lassen sich aber aufgrund vielfältiger Widerstände nicht zeitgerecht lösen. Zwar wurden mittlerweile Regelungen für den notwendigen Netzausbau verabschiedet.[941] Der Netzausbau stößt jedoch auf Widerstand bei Kommunen und Bürgern sowie bei den Umwelt- und Naturschutzverbänden. Die Energieversorger rechnen mit Realisierungszeiträumen für Freileitungen von bis zu 10 Jahren. Es steht also zu befürchten, dass die benötigten Kapazitäten etwa für das Abführen von Offshore-Windstrom nicht rechtzeitig fertig gestellt sind.

[941] Vgl. Kapitel 3.7.6 zum Energieleitungsausbaugesetz.

Blockaden können verstärkt werden, wenn konfliktträchtige Infrastrukturausbaumaßnahmen benutzt werden, um gegen Erneuerungsprozesse im Energiesektor zu polemisieren.. Im Falle des Netzausbaus wird deutlich, dass derart fundamentale Infrastrukturmaßnahmen dringend durch den Planungs- und Genehmigungsprozess flankierende Informations- und Akzeptanzverbesserungsmaßnahmen begleitet werden müssen.

Blockaden können auch dadurch hervorgerufen werden, dass der Innovationsprozess nicht auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette vorangetrieben wird. Mittelfristig gesehen reichen Steuerungsimpulse, die sich auf die Förderung der Stromerzeugung beschränken, nicht aus. Der Innovationsprozess muss sich daher sowohl auf den Bereich der Entwicklung neuer Erzeugungsanlagen, die Netzinfrastruktur, den Bereich der Speicherung als auch auf den Zusammenschluss von Anlagen zu Verbindungen mit kraftwerksähnlichen Eigenschaften erstrecken, um einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erreichen zu können. Unterbleiben Steuerungsimpulse zur Förderung von Innovationen in diesen Bereichen, limitieren sie die zukünftige Entwicklung. Das Beispiel zeigt, dass drohende Blockaden ggf. auf mehreren politisch-administrativen Ebenen und in unterschiedlichen fachlichen Sektoren angegangen werden müssen, wenn sie erfolgreich überwunden werden sollen.

11.2 Nicht-intendierte Handlungsfolgen rechtzeitig erkennen und begrenzen

Zu einer erfolgreichen Steuerung gehört es, nicht-intendierte Handlungsfolgen rechtzeitig zu erkennen und zu begrenzen. Die Steuerungsinstrumentarien müssen flexibel sein. Je höher die Anpassungsfähigkeit ist und je kurzfristiger die Anpassung erfolgen kann, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, das Steuerungsziel zu erreichen.

Die Analyse der Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien hat gezeigt, dass ausgeprägte Boomphasen der Diffusion neuer Technologien in der Regel mit unerwünschten Effekten und entsprechenden Konflikten behaftet sind. Starke staatliche Impulse zur Förderung der Markteinführung müssen von vornherein von Steuerungsansätzen flankiert sein, die eine Überbeanspruchung natürlicher Ressourcen begrenzen und einen Interessenausgleich zwischen Betroffenen und Nutznießern ermöglichen.

Ob Steuerungsinstrumente die intendierte Wirkung entfalten, hängt u. a. davon ab, inwieweit sie in der Lage sind, flexibel und kurzfristig auf unvorhergesehene Entwicklungen zu reagieren. Die Regelungen des Monitorings und der regelmäßigen Fortschreibung des EEG im Abstand von vier Jahren hat sich bislang bewährt. Auch die Einrichtung einer EEG-Clearingstelle, die offene Fragen im Zuge der Gesetzesauslegung aufgreift und Vorschläge zur Einigung über strittige Auffassungen erarbeitet, verbessert die Reaktionsfähigkeit des steuernden Systems.

Inwieweit Steuerungsansätze zur Verminderung unerwünschter Nebeneffekte greifen, ist unterschiedlich zu beurteilen. So sind zum Beispiel zur Verminderung von Umweltauswirkungen durch Biogasanlagen zwar spezifische Umwelt- und Naturschutzanforderungen formuliert worden, die zukünftig bei der Standortsuche sowie bei der Planung und Genehmigung von Biogasanlagen berücksichtigt werden sollen (vgl. Kapitel 4.3.5.6). Die

Durchsetzungsfähigkeit dieser informellen Standortsteuerungskriterien ist gegenüber wirtschaftlichen Kriterien (z. B. Substrataufkommen und -verfügbarkeit) jedoch eingeschränkt.

Die aktuellen Möglichkeiten zu Steuerung hin zu einem umwelt- und naturverträglichen Energiepflanzenanbau sind ebenfalls auf informelle Instrumente (z. B. Entwicklung von Gebietskulissen für den Energiepflanzenanbau) beschränkt. Mit Verweis auf die bereits bestehenden Vorschriften sieht der Landwirtschafssektor keinen Anlass, über die bestehenden Regeln zur „guten fachlichen Praxis“ und der Cross-Compliance Vorschriften hinaus steuernd einzugreifen.

Zur Verringerung negativer Einflüsse auf das Landschaftsbild zum Beispiel durch PV-Freiflächenanlagen oder Windparks kommt der Steuerung durch die Regionalplanung eine gewisse Bedeutung zu. Hier wird versucht, durch die Integration von landschaftsplanerischen Fachbeiträgen in die raumordnerische Gesamtplanung und durch vorausschauende Flächen- und Standortplanung das Konfliktpotenzial der Zulassungsverfahren zu verringern.

Eine besondere Herausforderung für die Steuerung besteht darin, das Ausmaß der durch eine Maßnahme verursachten Dynamik im Vorhinein abzuschätzen. So können Steuerungsimpulse eine unerwartet starke Dynamik entfalten, wenn Einflüsse aus anderen Bereichen in dieselbe Richtung zielen und sich gegenseitig verstärken (vgl. Kapitel 11.3.2), was ggf. eine Korrektur erforderlich macht.

11.3 Integration von Handlungsebenen und Akteuren

11.3.1 Koordination und Integration der Steuerungsebenen

Der Etablierung der erneuerbaren Energien in der Energiewirtschaft ist sowohl eine sektor- bzw. ressortübergreifende Aufgabenstellung als auch ein Mehrebenenproblem. Oftmals gingen die Steuerungsimpulse von mehreren politisch-administrativen Ebenen aus und wirkten auch auf mehrere politisch-administrative Ebenen ein (z. B. auf die kommunale Ebene, die Landes- oder Bundesebene). Im föderalen System der Bundesrepublik Deutschland entstand durch das Zusammenspiel der verschiedenen politischen Entscheidungs- und administrativen Umsetzungsebenen ein komplexes Geflecht von (beabsichtigten oder unbeabsichtigten) Wirkungen und Rückwirkungen. Steuerungsimpulse unterschiedlicher Ebenen wirken vielfach zeitlich versetzt und können so in ihrer Wirkung verstärkt, aber auch abgeschwächt werden.

In der Regel sind nationalstaatliche Impulse mit dem Steuerungshandeln auf Ebene der Regionen bzw. Bundesländer sowie auf kommunaler Ebene eng verzahnt. Auf diesen untergeordneten Ebenen findet zum einen die Umsetzung nationaler Vorgaben statt, zum anderen verfolgen Regionen, Länder und Kommunen jeweils eigene Ziele und Handlungsstrategien.

Auch die den Nationalstaaten übergeordneten Ebenen wirken entscheidend auf die Konstellation ein, z. B. in Form von Regelungen auf EU-Ebene. Besonders starken Einfluss hat

das Zusammenspiel *mehrerer* Initiativen auf übergeordneter Ebene[942] gezeigt, indem es Steuerungsimpulse mit konvergenten Zielen auf untergeordneter Ebene motiviert und stärkt.

Wenn steuernde Maßnahmen in dieselbe Richtung wirken, verstärkt sich der Steuerungsimpuls, wenn sie jedoch unterschiedliche Wirkungsrichtungen haben, wird das Erreichen des jeweiligen Steuerungsziels behindert. Die Steuerungsimpulse zu harmonisieren und auch zeitlich aufeinander abzustimmen, erfordert ein auf mehrere administrative und politische Ebenen bezogenes und zugleich flexibles wie auf den konkreten Prozess zugeschnittenes Design.

11.3.2 Integration der Ziele von Fachressorts

Es kann vorkommen, dass u. a. aufgrund geteilter Zuständigkeiten unterschiedliche Ressorts zur gleichen Zeit Maßnahmen initiieren und damit Impulse setzen. So wurde 1996 das Baurecht angepasst, mit dem eine Privilegierung der Windenergie im Außenbereich erfolgte (zuständig: Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau). Kurz darauf, im Jahr 2000, das EEG mit der Einführung fester Vergütungssätze kalkulatorische Planungssicherheit schaffte (zuständig: Bundeswirtschaftsministerium). Die Initiative und fachliche Unterstützung zu beiden Maßnahmen kam aus dem Bundesumweltministerium, das dieser Zeit noch nicht für die erneuerbaren Energien zuständig war.

Eine Erfolgsbedingung von Steuerungsimpulsen ist somit auch die Klarheit und Widerspruchsfreiheit von Handlungsstrategien unterschiedlicher Ressorts. Hier ist jedoch nicht nur eine additive Häufung von Maßnahmen gefragt, die sich gegenseitig nicht behindern, sondern eine integrative Strategie. Steuerungsimpulse zeigen insbesondere dann eine Wirkung, wenn es gelingt, in beteiligten Ressorts eine tragfähige inhaltliche, räumliche und zeitliche Abstimmung zu erzielen.

11.3.3 Integration von Teilkonstellationen

Mit der erfolgreichen Diffusion der erneuerbaren Energien wuchs der Widerstand der traditionellen Energiewirtschaft, zumal diese zunächst nicht von der Einspeisevergütung profitieren konnte. Aus Sicht der Energiewirtschaft bestanden über lange Zeiträume zu geringe Renditeaussichten für ein Engagement im Erneuerbare-Energien-Sektor, was sich erst in den letzten Jahren änderte.

Mit zunehmender Verbreitung der erneuerbaren Energien sind verstärkt Maßnahmen erforderlich, die eine stärkere Integration der noch jungen Nischen der erneuerbaren Energien und der herkömmlichen Energiewirtschaft – des dominanten Systems – bewirken. Sobald die Vertreter der dominanten Teilkonstellation Gewinnmöglichkeiten sehen, sind sie geneigter, die neue Technologie zu akzeptieren. Dies zeigt sich insbesondere an den Beispielen Geothermie und Offshore-Windenergie.

---

[942] Zum Beispiel die internationale Klimaschutzpolitik und die EU-Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien.

11.3.4 Planerische Steuerung

Technologien mit hohem Raumbedarf und wahrnehmbaren Umwelteffekten bedürfen einer gesamträumlichen Steuerung. Mit Hilfe formeller wie auch informeller Instrumente der räumlichen Gesamtplanung kann im konkreten Planungsfall die Umwelt- und Sozialverträglichkeit der regenerativen Energienutzung mit andern Nutzungsansprüchen hergestellt werden. Die verschiedenen Formen der regenerativen Energieerzeugung sind der planerischen Steuerung dabei in unterschiedlichem Maße zugänglich.

Am Beispiel der Windenergienutzung wird deutlich, wie durch die Ausweisung von Eignungsgebieten auf Ebene der Regionalplanung sowie Konzentrationszonen auf Ebene der kommunalen Flächennutzungsplanung planerisch steuernd in die Entwicklung eingegriffen wurde (vgl. Kapitel 11.1.3). Die Standortausweisung auf regionaler und kommunaler Ebene leistete in der zweiten Boomphase der Windenergienutzung einen wichtigen Beitrag für eine geordnete Entwicklung.

Im Bereich der Wasserkraft wird zurzeit keine planerische Steuerung (mehr) betrieben. Einzelne Bundesländer (Baden-Württemberg) unterstützen die Standortauswahl für Neuanlagen mit informellen Positivkartierungen, in denen die aus ökologischer Sicht unbedenklichen Standorte ausgewiesen sind.

Andere Formen der erneuerbaren Energien unterliegen der planerischen Steuerung nicht in vergleichbarer Weise. Zum Beispiel ist die Festlegung von Biogasanlagenstandorten (noch) nicht Gegenstand der Regionalplanung, zumal es an planungsrechtlich zwingenden Kriterien für die Standortauswahl fehlt. Auch der Energiepflanzenanbau – gegenwärtig einer formellen Steuerung entzogen – lässt sich allenfalls mit Hilfe informeller Ansätze (z. B. Gebietskulissen) steuern. Für PV-Freiflächenanlagen gibt es Vorstöße in einzelnen Bundesländern, Standorte für diese raumbeanspruchenden Anlagen ebenfalls auf Ebene der Regionalplanung festzulegen. Die Standortfestlegung von Anlagen zur tiefengeothermischen Nutzung ist weit überwiegend von den örtlichen Voraussetzungen (Erreichbarkeit wärmeführender Schichten im Untergrund) bestimmt und gegenwärtig (noch) nicht Gegenstand planerischer Steuerung.

11.4 Steuerung durch Synchronisation

11.4.1 Zeitliche Synchronisation der Steuerungsimpulse

Jede neue Phase in den Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien zeigt eine substantiell veränderte Konstellation und damit neue Anforderungen an steuernde Interventionen. Allerdings können die Entwicklungen – und die Auswirkungen vorangehender Steuerungsmaßnahmen – in der Regel nicht präzise antizipiert werden. Die Maßnahmen erfolgen daher häufig reaktiv und mit Zeitverzug. Politische Steuerung war dann erfolgreich, wenn sie den phasenspezifischen Entwicklungsstand der Konstellation richtig einschätzte und die entsprechenden Steuerungsinstrumente rechtzeitig einsetzte. Die Entwicklung des Steuerungsinstrumentariums ist Teil des Innovationsprozesses, sie sollte dem Innovationsprozess fortwährend angepasst werden. Im Sinne einer erfolgreicheren anpassungsfähigen Steuerung sollten langfristig ausgelegte Fördermodelle flexible Module enthalten, deren

Geltung auf eine bestimmte Periode begrenzt ist und deren Fortschreibung der Rechtsgrundlage immanent ist.

11.4.2 Häufung von Steuerungsimpulsen

Um den Innovationsprozess in Gang zu bringen, muss das anfängliche Trägheitsmoment überwunden werden. Dies kann z. B. durch eine zeitliche Überschneidung, das ein Zusammenwirken von gleichgerichteten Steuerungsimpulsen ermöglicht, geschehen (vgl. Kapitel 10.1.4 und 10.1.6).

Im Falle der Windenergie hat z. B. die zu Beginn der 1990er Jahre bestehende Parallelförderung (StrEG, Vergütung, 250-MW-Programm, Länderförderung) einen starken Boomeffekt bewirkt, der der Branche in kürzester Zeit zu einer starken Nachfrage verhalf. Ebenso wurde bei der Photovoltaik die traditionell hohe und technologieausgerichtete Forschungsförderung 1999 mit einem großen Markteinführungsprogramm gekoppelt, dessen Nachfrageimpuls dann das Produktionsvermögen deutscher Unternehmen zunächst weit überstieg.

11.4.3 Synchronisation heterogener Innovationsprozesse

Staatliche Steuerung konnte zur Diffusion der EE-Technologien beitragen, indem sie Neuerungsprozesse auf unterschiedlichen Ebenen erfolgreich synchronisierte. Bestimmte Maßnahmen, wie z. B. Förderprogramme, entfalteten ihre Wirkung erst in Wechselwirkung mit einem passenden rechtlichen Rahmen (Energie-, Bau-, Planungsrecht). Eine Erfolgsbedingung für Steuerung in heterogenen Konstellationen ist somit die zeitliche Synchronisation von unterschiedlichen Impulsen, die sich gegenseitig befördern. Werden flankierende Maßnahmen zu spät ergriffen, kann dies die Entwicklung aufhalten oder zum Erliegen bringen. Ein markantes Beispiel ist die baurechtliche Privilegierung von Windenergieanlagen im Jahr 1996. Wäre sie nicht rechtzeitig erfolgt, so wäre der die Branche stabilisierende Expansionsprozess stark gebremst worden.

11.5 Konsistente Steuerung in komplexen Konstellationen

Staatliche Steuerung ist im Wechselspiel mit heterogenen treibenden Kräften zu sehen, ihr Wirkungsgrad steht in einem engen Zusammenhang mit sozio-technischem Wandel und ökonomischen Prozessen. Für die Steuerung des Verlaufs von Innovationsbiographien kommt es darauf an, diese heterogenen Elemente und ihre Interaktionen mit dem Steuerungshandeln in Einklang zu bringen. Steuerndes Handeln sollte dabei nicht als Handeln „von außen“ verstanden werden. Steuerungsakteure sind selbst Teil des Systems (der Konstellation).

Eine als konsistent bezeichnete Steuerung[943] muss in mehrfacher Hinsicht widerspruchsfrei sein. Zunächst muss das Steuerungsziel klar formuliert werden, dann sind die Struktur und der Entwicklungsstand der Konstellation zu berücksichtigen und drittens ist das adäquate Steuerungsinstrumentarium zu bestimmen.

---

[943] Ob ein Steuerungsimpuls konsistent war, lässt sich oft nur im Nachhinein bewerten.

In der Gesamtbetrachtung der Innovationsbiographien der erneuerbaren Energien wird deutlich, dass angesichts der zunehmenden Komplexität der Konstellationen einer übergreifenden Steuerung der erneuerbaren Energien Grenzen gesetzt sind. Je komplexer die Technologie, desto anspruchsvoller ist die Steuerung des technologischen Innovationsprozesses. Je höher die Pluralität der beteiligten Akteure und je komplexer die marktwirtschaftlichen Verflechtungen, desto schwieriger ist es, den Innovationsprozess zu steuern. Umso wichtiger wird die Definition, Fortentwicklung und situationsangepasste Präzisierung breit konsensfähiger, übergreifender Ziele.

11.6 Zukünftige Herausforderungen der politischen Steuerung

Von der Integration zur Transformation im Stromsektor – eine komplexe Steuerungsaufgabe

Das Steuerungsziel im EE-Sektor war in der Vergangenheit im Wesentlichen auf ein „Mehr" an Anteilen erneuerbarer Energie ausgerichtet; die Zielsetzungen wurden sogar mehrmals übertroffen. Mittlerweile ist ein Entwicklungsstand erreicht, bei dem die vielfältigen Implikationen für das gesamte Energieversorgungssystem deutlich werden. Für die weitere Expansion der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, ob die Strategie der Integration in das bestehende System und Herstellung von Kompatibilität mittel- bis langfristig zielführend ist oder ob nicht vielmehr eine grundlegende Transformation des Energieversorgungssystems Voraussetzung für einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung ist. Wenn langfristig in Deutschland ein Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im Bereich von 80 bis 100 % angestrebt wird, erfordert dies völlig andere Netz- und Regelungsbedingungen. Steuernde Akteure stehen vor der Aufgabe, den institutionellen Rahmen schrittweise an die Diffusion der erneuerbaren Energien anzupassen, um die Entwicklung des technischen Innovations- und Diffusionsgeschehen gegenüber den Widerständen etablierter Systeme mit starkem Beharrungsvermögen abzusichern.

Kompatibilität der Erzeugungssysteme

Das gesamte historisch gewachsene und auf wenige Großeinheiten ausgelegte Stromversorgungssystem muss im Hinblick auf die Anforderungen hoher Anteile erneuerbarer Energien umgestaltet werden. Wesentliche Erfolgsbedingungen für einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix sind die Regelbarkeit sowohl von konventionellen Kraftwerken als auch von regenerativen Anlagen, die temporäre Speicherung von Energie sowie eine aktive Steuerung auf der Nachfrageseite (Lastmanagement)[944].

Atom- und Kohlekraftwerke sind technisch-ökonomisch auf eine nahezu konstante Menge der Stromproduktion zur Abdeckung der Grundlast ausgelegt. Fluktuierende erneuerbare Energien und auf Grundlast ausgelegte Kraftwerke sind nicht kompatibel, da die Stromproduktion in Großkraftwerken nur sehr begrenzt variiert und damit an veränderte Energieerzeugungs- und -nachfragemengen angepasst werden kann. Die konventionellen Energie-

[944] Vgl. Technikglossar

versorger streben eine Erneuerung ihres Kraftwerksparks an. Sie verfolgen eine Versorgungsstrategie auf der Basis von Grundlastkraftwerken mit großen Einzelleistungen. Bei diesem Konzept dürfte der Anteil der regenerativen Energiequellen 20 bis 30 % nicht überschreiten, da ansonsten diese Grundlastkraftwerke ökonomisch nicht mehr sinnvoll zu betreiben wären.[945] Die bisher geplante Erneuerung des Kraftwerksparks würde diese Strukturen fortschreiben und eine neue Zutrittsbarriere für erneuerbare Energien errichten. Sollen die Anteile der erneuerbaren Energien weiterhin wachsen, werden in einer Übergangsphase zukünftig *flexible* Gas- und Steinkohlekraftwerke mit geringeren Anforderungen an die Volllaststundenzahl zum wirtschaftlichen Betrieb benötigt. Eine gleichmäßige Verteilung und die Begrenzung der Größe (Leistung) dieser Kraftwerke[946] würde zugleich Netzengpässen entgegenwirken, da kleinere Kraftwerke im Verbund mit den EE-Anlagen das Netz bedarfsgerecht und gleichmäßiger auslasten können. Ein Beispiel für eine solche Option stellen Pilotanlagen so genannter „Kombi-Kraftwerke“ und „virtueller Kraftwerke“ dar, in denen verschiedene Energieträger sich gegenseitig für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ergänzen.

Voraussetzung für einen hohen Anteil erneuerbarer Energien sind neben einem flexiblen Gesamtsystem auch Fortschritte im Bereich der Energieeinsparung und der Energieeffizienzsteigerung. Eine effiziente Nutzung der zur Stromerzeugung eingesetzten Rohstoffe kann vor allem durch hocheffiziente und KWK-Kraftwerke erreicht werden. Daneben sind Effizienzsteigerungen bei der Nutzung von Regel- und Ausgleichsenergie erreichbar, deren Einsatznotwendigkeit mit steigendem Anteil der volatilen erneuerbaren Energien steigen wird. Hier könnte eine Zusammenlegung der bestehenden Regelzonen zu einer deutlichen Effizienzsteigerung führen. Zum Ausgleich der Volatilität können zudem unterschiedliche Anlagen der Stromerzeugung aus regenerativen Energien mit Lastmanagementmaßnahmen und Energiespeichern kombiniert werden.

Inwieweit eine Systemtransformation im Erzeugungsbereich eingeleitet werden kann, wird wesentlich davon abhängen, ob Erzeugungs- und Versorgungskonzepte, die auf dezentralen, pluralisierten Technologien basieren, ausreichende politische und wirtschaftliche Durchsetzungsfähigkeit aufbringen können. Das Oligopol der großen Energieversorgungsunternehmen besitzt jedoch nach wie vor eine überragende Marktmacht und weist angesichts des über Jahrzehnte gewachsenen traditionellen Energieversorgungssystems ein hohes strukturelles Beharrungsvermögen auf.

Optimierung der Leitungsinfrastruktur

Probleme begrenzter Netzkapazitäten und der Netzkompatibilität waren zunächst auf die Windkraft begrenzt und von überwiegend regionaler Reichweite. Mittlerweile spitzen sich diese Probleme angesichts insgesamt stark gestiegener Anteile erneuerbarer Energien an

---

[945] Zudem entstünden häufig Situationen an der Strombörse, bei denen es zu Null- oder Negativpreisen kommt, die daraus resultieren, dass ein Überschuss an Grundlast zur Verfügung steht und gleichzeitig der regenerativ erzeugte Strom vorrangig verteilt werden muss und es zu Netzengpässen in bestimmten Bereichen kommt, weil beide Einspeiser eine insgesamt zu große Leistung zur Verfügung stellen.

[946] Auf die Größe der Kraftwerke als auch deren Standorte könnte über die Genehmigungsverfahren oder ein Bedarfsgesetz Einfluss genommen werden.

der Energieversorgung zu einer „Systemfrage“ zu. Die notwendige Erneuerung und der Ausbau der Netzinfrastruktur werden als großes Hemmnis angesehen. Hier gilt es, unter Einbeziehung der Energieversorger, Kostentragungsmodelle für die Finanzierung dieser wichtigen Infrastrukturaufgabe zu entwickeln. Im Interesse einer konsistenten Steuerung sollte die Diskussion darüber, ob die Optimierung des Leitungsnetzes eher erreicht wird, wenn weitere Segmente der leitungsgebundenen Energieversorgung dem freien Wettbewerb zugänglich gemacht und welche flankierende Anreizsysteme hierfür benötigt werden, oder ob der Staat bei der Optimierung der Netze eine tragende Rolle übernehmen sollte, fortgesetzt werden. Eine Restriktionsanalyse der bestehenden Hemmnisse für den Netzausbau kann Hinweise auf Erfolg versprechende Ansatzpunkte zur Aktivierung der Akteure geben.

Auch die Frage, durch welche technischen Optionen eine wirkungsvolle Verbesserung erreicht wird, ist noch nicht abschließend geklärt. Mit einem Stromerzeugungsmanagement[947], intelligent ausgelegten Transportwegen und effektivem Lastmanagement (Nachfragemanagement) kann die Vorhersehbarkeit der Netzlast erhöht und die Netzleistung der Nachfrage angepasst werden. Wie wirkungsvoll dadurch die Leistungsfähigkeit des bestehenden Stromnetzes verbessert werden kann, wird von Experten unterschiedlich beurteilt.

Über die nationalen Grenzen hinaus könnte der Aufbau eines europäischen „Super Grid“ auf der Basis einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)[948] nicht nur die schwankende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ausgleichen. Es könnten auch regionale Lastspitzen abgefangen oder mögliche Kraftwerksausfälle kompensiert werden, was sowohl die Versorgungssicherheit erhöhen als auch die Strombereitstellungskosten senken würde. Ein „Super Grid“, das die Stromweiterleitung über lange Distanzen mit geringen Verlusten ermöglicht, wäre eine Voraussetzung für die Einbindung von Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum und aus norwegischen Wasserkraftwerken, wobei letztere eine wichtige Speicherfunktion übernehmen können.

Das Konzept der Versorgung mit regenerativem Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum stellt sich als ein Gegenentwurf zu dezentralen Erzeugungseinheiten für EE-Strom in Europa dar. Während Strom aus solarthermischen Kraftwerken neue Hochspannungsübertragungssysteme (HGÜ) erfordert, benötigen dezentrale und kleinere Erzeugungseinheiten nur das weitgehend schon vorhandene Wechselstromnetz. Hier sind Vor- und Nachteile der Konzepte auch unter sicherheitstechnischen Aspekten weiter zu diskutieren.

Ein weiterer, kurzfristig zu verfolgender Ansatzpunkt ist der Ausbau der Kuppelstellen zu den benachbarten europäischen Stromnetzen, deren Durchleitungskapazitäten gegenwärtig einen Engpass darstellen. Der Ausbau dieser Kuppelstellen ist zur Verknüpfung bisher getrennter Strommärkte und für einen Austausch von EE-Strom zwingend erforderlich.

---

[947] Erzeugungsmanagement; vgl. Technikglossar.

[948] Vgl. Technikglossar.

Erfolgschancen einer Transformation im Stromsektor

Die Allianz der sehr handlungsmächtigen Akteure des nach wie vor dominierenden Systems der fossil-atomaren Energieversorgung ist bestrebt, den Status Quo zu erhalten. Eine Transformation des bestehenden Systems ist äußerst voraussetzungsvoll. Sie erfordert grundlegende wirtschaftliche, gesellschaftliche und strukturelle Veränderungen sowie die Überwindung traditioneller Denkmuster und Gewohnheiten. Für eine Systemtransformation sind neben der Diffusion und Durchsetzung der neuen Technologien Regeln, Standards, Institutionen, Organisationen und Netzwerke zu bilden, damit ein neues, stabiles Regime entsteht. Dieser Multi-Akteur- und Multi-Level-Prozess ist ungewiss und risikoreich, denn es sind viele Akteure auf unterschiedlichen Ebenen und an verschiedenen Orten involviert. Ein umfassender Wandel kostet Zeit, erfordert hohe Investitionen und ist das Ergebnis der Verkopplung von Entwicklungen auf unterschiedlichen Ebenen.

Allerdings hat der bisherige Prozess den Rahmen der Energieversorgung zumindest in Ansätzen verändert: In der Gesellschaft wächst das Bewusststein um die Gefahren nuklearer und klimaschädigender Energieerzeugungstechnologien und die Endlichkeit der Ressourcen. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung steigt und Energieversorgungsunternehmen sind zur Auseinandersetzung mit diesem steigenden Anteil gezwungen, da sie zum Netzanschluss der Anlagen verpflichtet sind. Es bleibt die Hoffnung, dass der bisherige Innovationsprozess der erneuerbaren Energien den Beginn einer nachhaltigen Systemtransformation darstellt.

Anhang

A. Technikglossar

Anacom-Verfahren

→ Biogasanlage

Aquifer

Die Nutzung von Heißwasser führenden Aquiferen ist in Deutschland schon lange üblich und technisch ausgereift. Derzeit werden hauptsächlich Anlagen zur Wärmenutzung betrieben. Dabei wird das Thermalwasser in der Produktionsbohrung mittels einer Unterwasserpumpe gefördert. Die Wärme wird in einem Wärmetauscher auf den Sekundärkreislauf (Gebäudeheizung) übertragen und das abgekühlte Thermalwasser über die Re-Injektionsbohrung wieder zurück in den Aquifer verpresst. → Hydrothermale Nutzung

Asynchron-Generatoren

Asynchron-Generatoren in Windkraftanlagen gelten als einfach und robust. Sie können direkt, d. h. ohne weitere Zwischenelemente, auf das elektrische Verbundnetz geschaltet werden. Diese, auch als „dänisches Konzept“ bezeichnete Bau- und Betriebsweise war vor allem in den 1980er und Anfang der 1990er Jahre das dominierende Konzept. Heute findet dieses Konzept immer weniger Anwendung, da es besonders bei großen Windkraftanlagen der MW-Klasse ungünstige Belastungen verursacht und in Hinblick auf die Netzverträglichkeit deutliche Nachteile hat. → Synchron-Generatoren

Aufwindkraftwerk

Bei diesem Kraftwerkstyp handelt sich um eine Form eines → Solarkraftwerkes mit Elementen von → Windkraftanlagen. Die Funktionsweise ist: Sonnenstrahlen fallen durch ein transparentes Dach und heizen den darunterliegenden Boden so auf, dass dieser dann Wärme abgibt. Dadurch erwärmt sich die Luft unterhalb des Dachs und steigt nach oben. In der Mitte des Dachs wird ein möglichst hoher Turm errichtet, dessen Kaminwirkung einen kräftigen Aufwind erzeugt. Dieser Wind treibt dann eine in den Turm eingebaute Windturbine an. Über einen verbundenen Generator wird Strom erzeugt.

BHKW (Blockheizkraftwerk)

Ein Blockheizkraftwerk ist eine Anlage zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme, die vorzugsweise am Ort des Wärmeverbrauchs betrieben wird, bzw. Nutzwärme in ein Nahwärmenetz einspeist. Sie setzt dazu das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ein. BHKW erreichen einen höheren Gesamtnutzungsgrad gegenüber der herkömmlichen Kombination von getrennter lokaler Wärmeerzeugung und zentraler Stromerzeugung im Großkraftwerk. Dies resultiert aus der Nutzung der Abwärme der Stromerzeugung direkt am Ort der Entstehung, die bei Großkraftwerken zumeist nicht möglich ist, da sie nicht in der Nähe von Wärmeabnehmern stehen. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung bezogen auf die eingesetzte Primärenergie liegt abhängig von der Anlagengröße zwischen etwa 25 % und 50 %. Durch die ortsnahe Nutzung der Abwärme wird die eingesetzte Primärenergie zu 80 % bis über 90 % genutzt. Blockheizkraftwerke können so bis zu 40 % Primärenergie einsparen.

Übliche BHKW-Module haben elektrische Leistungen zwischen 5 und 5.000 kW. Als Antrieb für den Stromerzeuger können Verbrennungsmotoren, d. h. Diesel- (→ Zündstrahlmotor) oder Gasmotoren (→ Gasmotor), aber auch Gasturbinen (→ Gasturbine, Mikrogasturbine) verwendet werden. Unter 15 kW werden sie auch Mikro-KWK genannt und dienen zur Versorgung von einzelnen Gebäuden (z. B. Ein- und Mehrfamilienhäuser).

Biogas

Biogas entsteht in einem bio-chemischen (biologischen) Prozess bei der Zersetzung organischer Materie mit Hilfe spezieller methanbildender Bakterien unter anaeroben (d. h. sauerstofffreien) Bedingungen bei bestimmten Temperaturen (zwischen 30 und 37° Celsius). Biogas besteht zu knapp 2/3 aus Methan (CH_4) und 1/3 Kohlendioxid. Daneben befinden sich geringe Mengen Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und andere Spurenelemente im Gas.[949]

Biogasanlage

Eine Biogasanlage dient zur Erzeugung von Biogas (→ Biogas) aus Biomasse (→ Biomasse). Als Nebenprodukt wird Dünger produziert. Das Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk (→ BHKW) genutzt werden oder nach Aufbereitung (→ Gasaufbereitung) direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei Biogasanlagen hat sich in Abhängigkeit von den verwendeten Substraten (→ Substrat) und der betriebswirtschaftlichen Einbindung am Standort mittlerweile eine große Vielfalt an technischen Ausführungen entwickelt.

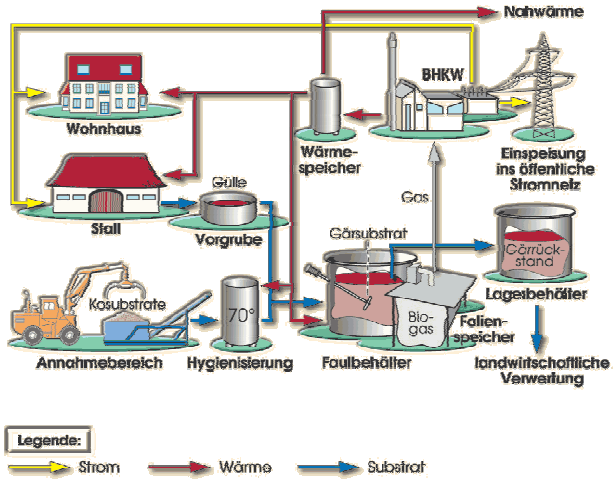


Abbildung A-1: Struktur einer Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk und Netzkopplung[950] Typisch der systemtechnische Aufbau und der Verfahrensablauf mit vier Prozessstufen

---

[949] Historische Standardwerke: Kaltwasser, B. J. (1980): Biogas. Regenerative Energieerzeugung durch anaerobe Fermentation organischer Abfälle in Biogasanlagen. Bauverlag GmbH. Universität Hohenheim - Institut für Agrartechnik (1981): Biogas. Selbstverlag. Wellinger, A. (1991): Biogas-Handbuch. Grundlagen, Planung, Betrieb landwirtschaftlicher Biogasanlagen; Aarau, Verlag Wirz.

[950] BINE Informationsdienst (Hrsg.) (2003): Biogas. Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ). Bonn. http://www.bine.info/pdf/publikation/ba1603internetx.pdf (Abruf 28.06.2007).

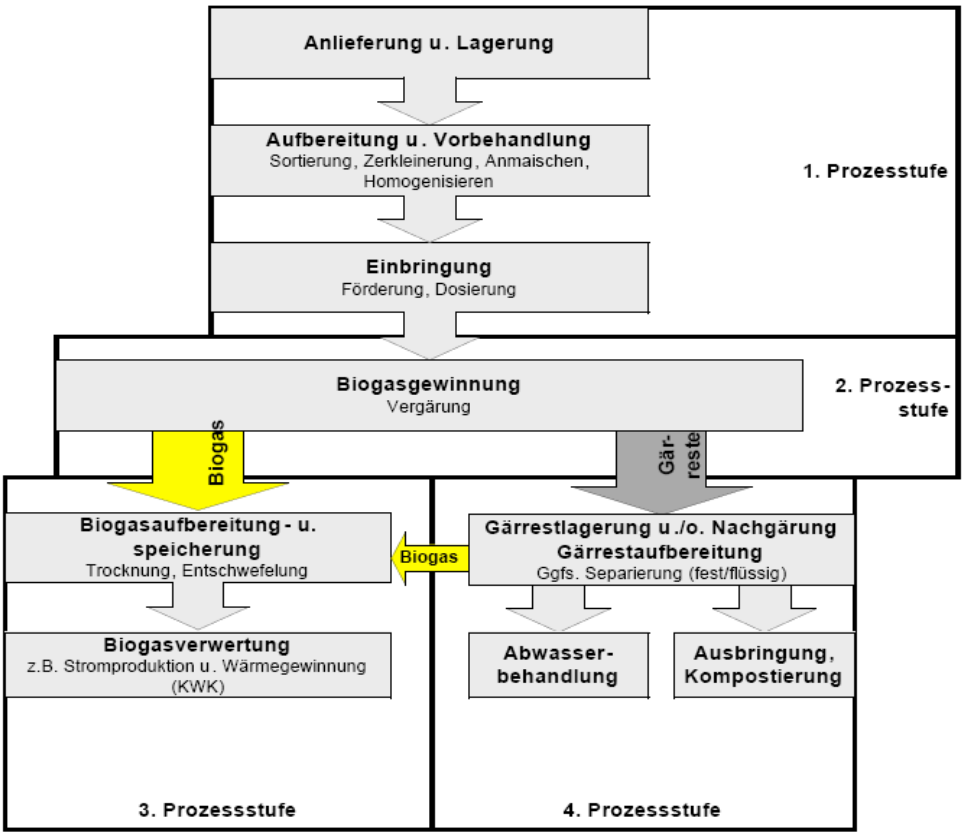


Abbildung A-2: Verfahrensablauf der Biogasgewinnung[951]

Bei der klassischen **Nassfermentation** mit Einsatz von Gülle beherrschen kontinuierliche Durchflussverfahren in Deutschland das Bild. Dabei wird der Fermenter (→ Fermenter) ständig mit neuem Substrat gefüllt, wenn eine gewisse Menge Gärrest ausgetragen wurde. Somit entsteht eine kontinuierliche Beschickung und Gasproduktion. Für eine **Fermentation mit hohem Trockensubstratanteil** (z. B. Mais-Ganzpflanzensilage) wird das Substrat zunächst unter Zugabe von Wasser pumpfähig angemaischt, bevor es in den für Nass-fermentation geeigneten Anlagen (Volldurchmischungs- oder Pfropfenstromreaktoren) fermentiert.

Verfahren zur so genannten **Trockenvergärung** (Wassergehalte unter 80 %) befinden sich im Prototypenstadium. Der sehr hohe Arbeitszeitaufwand und der erhöhte technische Aufwand der Temperaturführung im Winter führen zu höheren Produktionskosten.[952]

Seit 2004 zielen Technologien der Herstellung von hochwertigem Gas aus Biomasse darauf ab, den Einsatz bisher ungenutzter Biomassen aus der Landwirtschaft zu verbessern. Der Vergasungsprozess läuft bei einer deutlich niedrigeren Temperatur als bei konventionellen Verfahren ab, so dass die in großem Umfang anfallenden Restbiomassen prinzipiell

[951] Wuppertal Institut et al. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/1110-report.pdf (Abruf 14.08.2009).

[952] Weiland, P. (2004): Stand der Technik bei der Trockenfermentation – Zukunftsperspektiven. In: FNR [Hrsg.] (2004): Trockenfermentation. S. 23-35.

energetisch verwertbar sind. Zukünftig werden auch Verfahren, die die Verwendung von Speiseresten erlauben, vermehrt ins Blickfeld kommen.

Biogasverstromung

Derzeit wird Biogas vor allem zur dezentralen gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärmekopplung - KWK) in Blockheizkraftwerken (→ BHKW) genutzt. Dazu wird das Gasgemisch getrocknet (der Wasseranteil im Biogas wird reduziert), durch Einblasen einer kleinen Menge Frischluft entschwefelt und dann einem Verbrennungsmotor zugeführt, der einen Generator antreibt. Der so produzierte Strom wird ins Netz eingespeist. Die im Abgas und Motorkühlwasser enthaltene Wärme wird in Wärmeübertragern zurückgewonnen. Ein Teil der Wärme wird benötigt, um die Fermenter zu beheizen. Neben dem BHKW eigenen sich prinzipiell auch andere Verbrennungsverfahren (→ Gasturbine, → Mikrogasturbine, → Brennstoffzelle, → ORC-Anlage, → Kalina-Prozess) dazu, gekoppelt Strom und Wärme zu erzeugen. Diese sind derzeit noch deutlich teurer und lassen einen wirtschaftlichen Betrieb nicht zu.

Biomasse

Unter Biomasse werden sämtliche in der Natur vorhandene Stoffe organischer Herkunft verstanden, die aus lebender oder toter Phyto- und Zoomasse entstanden sind.

Zu Biomasse im Sinne Biomasseverordnung gehören darüber hinaus Rückstände und Nebenprodukte aus der tierischen Produktion, wie z. B. tierische Exkremente sowie Stoffe, die in Folge technischer Umwandlung und Nutzung organischer Stoffe entstanden sind. Insofern zählen auch Papier oder Pflanzenöl dazu.

Biomassepotenzial

Beim theoretischen Biomassepotenzial (→ Potenziale) wird die gesamte in der Pflanzenmasse gespeichert Energie einbezogen. Das theoretische Potenzial wird durch die physikalische Nutzungsgrenze sowie unüberwindbare technische, ökologische, strukturelle und administrative Einschränkungen begrenzt.

Bohrungsabstand (Geothermie)

Der Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung muss so groß sein, dass innerhalb des vorgesehenen Bewirtschaftungszeitraums (20 bis 30 Jahre) keine nachteiligen Temperaturabsenkungen in der Förderbohrung infolge der Einleitung des abgekühlten Wassers in den Nutzhorizont über die Injektionsbohrung auftreten können. Bestimmte Mindestabstände zwischen den beiden Bohrungen im Aquifer müssen daher eingehalten werden. Allerdings darf der Abstand auch nicht zu groß sein, damit eine hydraulische Verbindung der beiden Bohrungen und somit eine dauerhafte Ergiebigkeit der Förderbohrung gewährleistet ist.

Brennstoffzelle

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde schon 1838 von Christian Friedrich Schönbein entdeckt. Erst in den 50er Jahren des letzten Jahrhunderts kam es aber zu verstärktem Interesse an der Technik. Hauptinteressent war – wie auch bei → Photovoltaik – zunächst die Raumfahrt, so dass der Einsatz von Brennstoffzellen zuerst in der Raumfahrt und im militärischen Bereich erfolgte.

Die Brennstoffzelle wandelt die Energie, durch das Trennen von Wasserstoff-Molekülen und deren kontrolliertes Zusammenführen mit Sauerstoff, in Strom und Wärme um. Bei dieser „kalten Verbrennung“ entsteht am Ende nichts anderes als Wasserdampf. Um eine verwertbare Spannungsquelle zu erhalten, werden mehrere Brennstoffzellen zu so genannten Stapeln („Stacks“) in Reihe geschaltet.

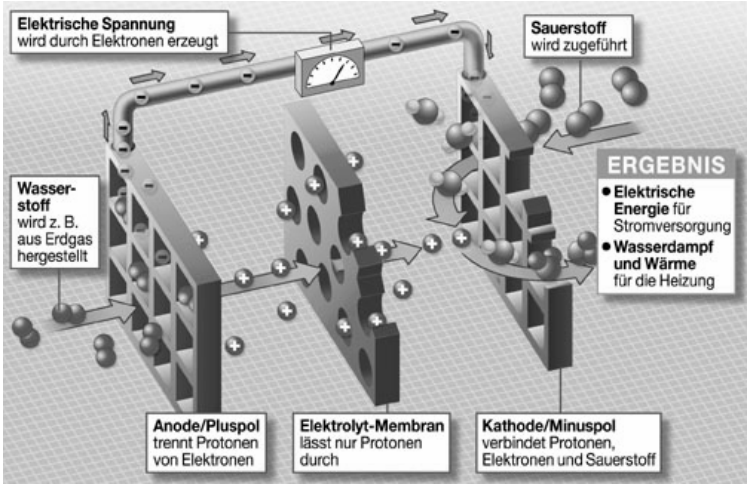


Abbildung A-3: Funktion der Brennstoffzelle[953]

Es gibt mehrere unterschiedliche Bauarten, wobei zwischen Hoch- (bis zu 1.000°C, wie MCFC, SOFC), Mittel- (z. B. PAFC) und Niedertemperaturbrennstoffzellen (bis 100°C, wie AFC, PEM) unterschieden wird.

Brennstoffzellen erreichen gegenüber → Gasmotoren einen höheren elektrischen Wirkungsgrad (brutto bis zu 50 %) und emittieren außer Wasser und Kohlendioxid keine weiteren Schadstoffe. Durch Hintereinanderschalten von Brennstoffzellen können Leistungen von einigen Watt bis in den Megawattbereich realisiert werden. Da die Investitionskosten immer noch sehr hoch (bis zu 12.000 Euro/kW) und die Lebensdauer recht gering ist, konnte sich die Brennstoffzelle auf dem Markt noch nicht durchsetzen. Erst mit dem Aufbau von Serienproduktionen und weiteren Verbesserungen in der Materialtechnik können konkurrenzfähige Kosten erreicht werden. Die Brennstoffzelle wird unter Experten schon lange als viel versprechende Möglichkeit in der zukünftigen Stromproduktion beschrieben. Während einige Brennstoffzelletechnologien bereits an der Schwelle zur kommerziellen Anwendung stehen, rechnet man mit einer breiten Markteinführungsphase frühestens ab 2010. Weltweit am häufigsten eingesetzt wird die PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell), die mit Erdgas betrieben wird.

Im Biogasbereich erscheint die Kombination mit der PEM vielversprechend, da neben der Stromgewinnung auch ein gut beherrsch- und nutzbares Temperaturniveau (ca. 70 bis 80°C) vorliegt. Das Biogas muss auch hier zunächst aufbereitet werden und wird dann durch einen klassischen Erdgas-Reformator geschickt um reinen Wasserstoff für die Brennstoffzelle zu gewinnen. Da die Brennstoffzelle hohe Ansprüche im Bezug auf einen sehr niedrigen

[953] BGW (ehm. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, heute VDEW) (2006): So funktioniert die Brennstoffzelle. http://www.boos-varel.com/brennstoffzellen.0.html (Abruf 10.10.2009).

Schwefelgehalt im Wasserstoff hat, ist die Qualität des Entschwefelungsverfahrens (→ Gasaufbereitung) von größter Bedeutung.

Czochralski-Verfahren

Beim Czochralski-Verfahren wird in einem Tiegel das zu kristallisierende Element (z. B. Silizium) knapp unter dem Schmelzpunkt gehalten, in dem noch keine spontane Keimbildung stattfindet. Darin taucht ein Keim (z. B. kleiner Einkristall der zu züchtenden Substanz) ein. Durch Drehen und langsames Nach-oben-ziehen – ohne dass der Kontakt zu der Schmelze abreißt – wächst der Einkristall, der sich am Keim orientiert, zu einem Kristallgitter. Dabei entstehen so genannte Ingots, die bei einem Kreisdurchmesser von 450 mm über 2 m Länge erreichen können. Die Ingots werden später zu dünnen Scheiben zersägt (Wafer) und bilden die Basis für Herstellung von kristallinen → Solarzellen.

Druckwasserwäsche

Die Druckwasserwäsche ist das in Europa meist verbreitete Verfahren zur Methananreicherung bzw. CO_2-Abtrennung bei → Biogas. Sowohl saure Gasbestandteile wie CO_2 und H_2S als auch basische Komponenten wie Ammoniak lösen sich in Wasser und lassen sich dadurch entfernen.

Bei der Druckwasserwäsche wird das Gas nach einer Vorreinigung auf einen Druck von 3 bar verdichtet, wodurch sich das Gas auf ca. 100°C erwärmt. Nach Abscheidung und Abkühlung wird das Gas erneut auf 9 bar verdichtet. Nach abermaliger Abkühlung durchströmt das Gas von unten nach oben eine Absorptionskolonne, in der Wasser im Gegenstrom zum Gas läuft. Bei niedrigen Temperaturen oder erhöhtem Druck kann eine größere Menge CO_2 absorbiert werden. Das Gas verlässt die Kolonne mit einem Methangehalt von 96 Vol. % und einer geringen CO_2-Restkonzentration von 1 bis 2 Vol.%. Da das Gas wassergesättigt ist muss es eine anschließende Trocknung durchlaufen.

Druckwechseladsorption (PSA[954])

Bei der Druckwechseladsorption handelt sich um ein Trocken-Anreicherungsverfahren bei dem man sich die – bei erhöhtem Druck – unterschiedliche Adsorption von CH_4 und CO_2 an einem Kohlenstoffmolekularsieb zunutze macht: Das Kohlendioxid bindet sich schneller und stärker an den Feststoff als das Methan. Da kein Abwasser anfällt, eignet sich das Verfahren gut für kleine Anlagenkapazitäten.

Nachdem Feuchtigkeit und Schwefelwasserstoff vor der Adsorptionsanlage aus dem Biogas entfernt wurden, durchläuft das Biogas in der Regel vier Adsorptionseinheiten. Zunächst wird eine Adsorptionseinheit unter hohem Druck von Biogas durchströmt. Dabei wird das CO_2 (auch eine kleine Menge CH_4) solange adsorbiert, bis das Kohlenstoffmolekularsieb nahezu gesättigt ist. Nun wird der Biogasstrom durch eine andere Adsorptionseinheit geleitet, um das gesättigte Kohlenstoff-Molekularsieb regenerieren zu können. Dazu wird der Druck reduziert und das wieder desorbierte CO_2 abgesaugt. Bei weiterer Druckreduktion wird auch

[954] Die englischsprachige Bezeichnung für Druckwechseladsorption lautet „Pressure Swing Adsorption“, weshalb solche Anlagen auch oft als PSA-Anlagen bezeichnet werden.

die geringe Menge CH_4 desorbiert. Deshalb wird dieser Gasstrom zum Rohbiogas (unbehandeltes Biogas) rückgeführt. Für eine vollständige Regeneration wird schlussendlich mit einer Vakuumpumpe ein Unterdruck erzeugt. In der nachfolgenden Abbildung wird das Verfahrensschema einer Druckwechseladsorptionsanlage mit einem Diagramm des Druckverlaufes dargestellt.

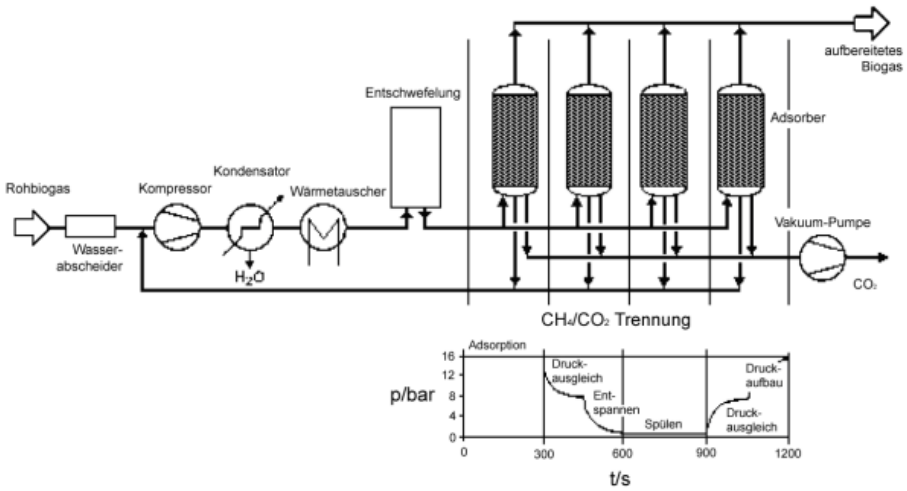


Abbildung A-4: Verfahrensschema Druckwechseladsorption[955] Dublette

→ Hydrothermale Nutzung (geothermische Dublette)

Dünnschicht

→ Solarzelle (Dünnschicht)

Fermenter

Das Herzstück einer → Biogasanlage ist der Fermenter (Bioreaktor). Ein Fermenter ist ein Behälter, in dem Mikroorganismen in einem Nährmedium (hier: das Gärsubstrat) kultiviert werden, um ihr Stoffwechselprodukt, das Biogas, zu gewinnen.

Der Reaktor kann aus verschiedenen Materialen - Beton, Kunststoff oder Stahl - sein. Die Anlagen unterscheiden sich hinsichtlich der Beschickung und der Verweildauer des Gärsubstrats. Bei der Speicheranlage dient der Fermenter gleichzeitig als Lagerbehälter. Dort verweilt das organische Substrat zwischen 10 und 35 Tage, bevor es in ein → Gärrestelager kommt..

Fiat TOTEM

Im Jahr 1977 entwickelte Herr Basignana mit der Unterstützung von FIAT das sogenannte Totel-Energie-Modul (TOTEM). Das TOTEM war ein erstes kleines → BHKW mit 17,5 kW_{el} und 32 kW_{th}. Geplant war, das TOTEM in Großserie herzustellen, wodurch der Preis nur

[955] HEI (Hornbachner Energie Innovation) (2009): Biogas Netzeinspeisung: Druckwechseladsorption (PSA): http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/aufbereitung/methananreicherung/druckwechsel-adsorption-mit-kohlenstoffmolekularsieb.html (Abruf 10.09.2009).

etwa 5.000 bis 6.000 DM betragen sollte. Dieser Preis hätte den → BHKW früh zum Durchbruch verhelfen können. Aber in Italien ließ sich das Gerät damals nicht gegen das Strommonopol des staatlichen Energiekonzerns ENI durchsetzen. Da die Lage in anderen Ländern praktisch nicht viel anders aussah, konnte sich letztlich kein genügend großer Markt entwickeln. Letztlich blieb es somit bei einer viel zu teuren Kleinstserie. Die Geräte kosteten bis zu 30.000 DM. Probleme mit den Ventilsitzen des Motors führten zu Störungen. Die Produktion wurde daher bereits Anfang der 1980er wieder eingestellt.

Fündigkeitsrisiko

Das Fündigkeitsrisiko bei geothermischen Bohrungen (→ Geothermie) ist das Risiko, mit einer Bohrung ein geothermisches Reservoir in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen. Bisher waren alle in Deutschland bei Bohrungen angetroffenen Wässer hinsichtlich ihrer Zusammensetzung geeignet, wenn auch mit unterschiedlichem technischen Aufwand.[956]

Eine Fündigkeit ist gegeben, wenn das Wasser eine Mindesttemperatur hat und wenn die Nutzung nicht durch Gase, hohe Salzgehalte oder ähnliches erschwert wird.

Gärsubstrat (Einsatzstoff)

Als Gärsubstrate in einer → Biogasanlage kommen Exkremente (Gülle, Jauche, u. a. auch Anteile von Festmist) sowie landwirtschaftliche Nebenprodukte (inkl. Stroh) in Frage. Daneben werden in so genannten Kofermentationsanlagen auch organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe (z. B. Abwässer, Kartoffelschälabfälle und Fettabscheiderfette) eingesetzt. In den letzten Jahren wurden vermehrt nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Hierbei spielt Mais (vorwiegend gehäckselt als Maissilage) die wichtigste Rolle, gefolgt von Grassilage.

Gärreste

Fermenter, die nach dem Speicher-Durchfluss- und Durchflussprinzip arbeiten, werden kontinuierlich beschickt. Dabei werden gleichzeitig Gärrückstände ausgeschieden, die dann in einen Lagerbehälter gelangen. Um Methanausgasungen zu vermeiden, muss der Lagerbehälter gasdicht abgeschlossen sein. Die bei der Nachgärung anfallenden Biogase können somit abgefangen und nutzbar gemacht werden.

Gasaufbereitung

Für die Verbrennung in Motoren muss das Rohgas entschwefelt, getrocknet und angereichert werden. Die Entschwefelung kann biologisch oder chemisch durchgeführt werden.

Um eine Einspeisung ins Erdgasnetz (→ Gaseinspeisung) zu ermöglichen, muss das Rohgas darüber hinaus auf Erdgasqualität angehoben werden. Hierfür wird überwiegend die → Druckwasserwäsche oder die → Druckwechseladsorption eingesetzt.

---

[956] PK Tiefe Geothermie (2007): Nutzung der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie). Arbeitshilfe für Geologische Dienste vom 08.02.2007. Personenkreis Tiefe Geothermie: Ad-hoc-Arbeitsgemeinschaft Geologie des Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO).

Gaseinspeisung

Über die Entschwefelung hinaus muss das → Biogas für die Einspeisung entsprechend der regionalen Anforderungen[957] auf Erdgasqualität[958] aufbereitet werden. Die Gaseigenschaften müssen mit denen im betreffenden Netz übereinstimmen. Nach der Entfernung von Schwefelwasserstoff und Feuchtigkeit muss vor allem das Kohlendioxid abgetrennt werden, was als aufwändig und teuer gilt (vgl. → Druckwasserwäsche; → Druckwechseladsorption).

Für die Einspeisung müssen der Methangehalt und der Brennwert des aufgereinigten Gases mit dem Gas des Leitungsnetzes übereinstimmen. Mit Hilfe eines Verdichters wird der notwendige Gasdruck hergestellt. Damit das Biogas z. B. die Qualität von Nordsee-Gas erreicht, muss zur Brennwerterhöhung in einem weiteren Veredelungsschritt Propan (LPG[959]) beigemischt werden.

Gasmotor

Frühe Versionen eines Gasmotors wurden schon Ende des 19. Jahrhunderts von John Barber oder Robert Street patentiert. Erst aber der von Otto entwickelte Motor brachte den Durchbruch für eine massenhafte Verbreitung. Der Gas-Otto-Motor basiert auf dem von Nicolaus August Otto 1867 entwickelten 4-Takt-Motor mit verdichtetem Gas. Er entspricht dem bekannten Viertakt-Otto-Motorund entzündet sich durch das Komprimieren des Stoffgemisches mit Fremdzündung. Dafür muss das → Biogas mindestens aus 45 % Methan bestehen. Das Haupteinsatzgebiet für den Gas-Otto-Motor (ca. 40 % der Fälle) sind größere Anlagen. Im niedrigen Leistungsbereich arbeitet er kostengünstiger als die → Gasturbine.

Gas-Otto-Motor wie auch der → Zündstrahlmotor werden durch den im Biogas enthaltenen Schwefelwasserstoff (H_2S) geschädigt, wenn nicht häufige Ölwechsel durchgeführt werden. Je nach Biogasqualität kann dieser Ölwechsel alle zwei Wochen notwendig sein, worunter die Rentabilität der Anlagen leidet. Je geringer der Schwefelwasserstoff- sowie der Kohlenwasserstoffgehalt, desto eher können Stillstandszeiten vermieden werden und die Lebensdauer der Motoren verlängert sich.

Im Vergleich zum Zündstrahlmotor gehört eher dem Gas-Otto-Motor die Zukunft.[960] Der Zündstahlmotors hat nur einen kleinen Leistungsbereich und verursacht unerwünscht hohe Ruß-Emissionen bei der Abgaswärme-Nutzung.

Gasturbine

Die Gasturbine geht auf eine Erfindung von John Barber 1791 zurück, die aber aufgrund der nicht verfügbaren Werkstoffe zunächst nicht funktionierte. Erst parallel zur Entwicklung der

---

[957] Das deutsche Erdgasnetz kann in etwa fünf Gasqualitätsregionen eingeteilt werden. So genanntes Austauschgas entspricht dann der Gasqualität des schon im Netz vorhandenen Erdgases. Zusatzgas dagegen unterscheidet sich in der Gasqualität deutlich vom örtlichen Grundgas und darf daher nur in begrenzter Menge beigemischt werden.

[958] Nach den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 260.

[959] Liquefied Propane Gas

[960] DBFZ & TLL (2009): Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“, S. 34. Stand März 2009. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36204.php (Abruf 08.10.2009).

Dampfturbine wurden die Arbeiten an der Gasturbine wieder aufgenommen.1935 standen Gasturbinen erstmals für den stationären Betrieb zur Verfügung.

Die Gasturbine saugt Luft aus der Umgebung an und komprimiert diese durch einen Verdichter zu hohem Druck. Durch Zugabe von Gas in die Brennkammer explodiert das Gasgemisch, wobei eine Volumenausdehnung stattfindet. Die heißen Gase gelangen in die Turbine und treiben diese an. Dabei produzieren sie mehr Antrieb als für den Verdichter notwendig ist. Die überschüssige Energie treibt einen Generator an, der elektrischen Strom erzeugt. Die Abwärme kann einfacher genutzt werden, weil sie nur über die Abgase in relativ hoher Temperatur transportiert wird. Da die Abgasemissionen bei Gasturbinen deutlich geringer ausfallen, ermöglichen Gasturbinen auch andere Nutzungsformen, wie die direkte Futtermitteltrocknung oder CO_2-Düngung von Pflanzen in Gewächshäusern mit Hilfe der Abgas.

Gasturbinen werden anstelle von → Gasmotoren in größeren Leistungsbereichen über 1 MW_{el} eingesetzt (derzeit bis 340 MW). Gasturbinen weisen größere Wartungsintervalle und eine längere Lebensdauer sowie geringere Schadstoffemissionen auf. Der elektrische Wirkungsgrad liegt leistungsabhängig überwiegend im Bereich zwischen 30% und 40%, im Teillastbereich zum Teil aber deutlich darunter.

Ein Nachteil der Gasturbinen ggü. BHKW sind die höheren spezifischen Investitionskosten (min. + 25 %) und der zumeist geringere elektrische Wirkungsgrad. Somit ist eine hohe jährliche Volllast-Stundenzahl Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb. Um den notwendigen Betriebsgasdruck zu realisieren, muss ein Gasverdichter vorgeschaltet werden, der zusätzlich Kosten verursacht. Der Wirkungsgrad sinkt bei höheren Ansauglufttemperaturen und hohe Leistungen verschlechtern das Teillastverhalten.

Geothermie

Die oberflächennahe Geothermie bis 400 m Tiefe kann in Form von Kombinationen aus Wärmepumpe und Erdkollektoren, -sonden, Energiepfähle etc. direkt als Heizenergie nutzbar gemacht werden. Die Direkt-Wärmenutzung ist allerdings nur in Gebieten mit hoher Siedlungsdichte sinnvoll, da Wärmetransport nur über kurze Distanzen wirtschaftliche ist.[961] Im privaten Anwendungsbereich waren die genannten Technologien in den letzten Jahren stärker nachgefragt.

Für die kommerzielle Stromerzeugung ist im Wesentlichen die Tiefengeothermie mit Tiefen ab 2.500 m interessant. Um die Tiefenwärme zu erschließen, kann generell zwischen zwei Vorkommensarten unterschieden werden: Thermalwasser (Aquifere) sowie trockenes heißes Gestein (Hot-Dry-Rock). Dabei entfallen 95 % des für Deutschland geschätzten Stromerzeugungspotentials von Tiefengeothermie auf die heißen Gesteine, 4 % auf die Störungszonen und nur 1 % auf die Heißwasser-Aquifere (→ Aquifere). Zur Wärmenutzung von trockenem, heißem Gestein ist das Hot-Dry-Rock-Verfahren entwickelt worden (→ HDR-Verfahren).

---

[961] Jung, R. (2007): Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle. Jg. 123, Nr. 2, S. 1-7. http://www.lbeg.de/geologie/downloads/stand_aussichten_tiefengeothermie.pdf (Abruf 15.07.2008).

Große Wasserkraft

Eine definitorische Abgrenzung hinsichtlich der Größe von Wasserkraftanlagen gibt es nicht. In Deutschland werden Anlagen mit Leistungen > 1 MW zur Großen Wasserkraft gezählt; Anlagen bis zu 1 MW zur → Kleinen Wasserkraft.

HDR-Verfahren

Zur Nutzung der Gesteinswärme sind spezielle Verfahren entwickelt worden. Am bekanntesten ist die gemeinsam von Deutschland und Frankreich entwickelte HDR-Technik[962]. Bisher war man davon ausgegangen, dass tiefe Erdwärme nur in Kombination mit Wasser genutzt werden kann. Mit dem HDR-Verfahren kann die Wärme auch weitgehend ohne wasserführende Strukturen genutzt werden, so dass nun viele Gebiete in Deutschland als geothermische Quelle in Frage kommen. Beim HDR-Verfahren bohrt man in Tiefenbereiche von 4000 bis 5000 Metern. Dort liegen die Gesteinstemperaturen je nach Standort bei 200 bis 300°C. Dazu werden mit hydraulischen Stimulationsmaßnahmen im trockenen Untergrund Risse und Klüfte erzeugt, in welchen künstlich eingebrachtes Wasser zwischen zwei tiefen Brunnen zirkuliert. Über das Bohrloch wird das Wärmeträgermedium (z. B. Wasser) in den Untergrund getrieben, das sich dort aufheizt und über ein zweites Bohrloch als heißer Wasserdampf wieder an die Oberfläche befördert wird. So entsteht ein Kreislaufsystem, an das Erdwärmekraftwerke angeschlossen werden können, die Strom erzeugen (→ ORC-Prozess, → Kalina-Prozess) und auch die Wärme in Wärmenetzen nutzen. HDR-Systeme werden primär zur Stromerzeugung eingesetzt. Die heißen Gesteinsschichten im Erdinneren werden somit als „Durchlauferhitzer“ verwendet. Die erforderliche Größenordnung für die kommerzielle Nutzung wurde im europäischen Forschungsprojekt in Soultz-sous-Forêts (Frankreich) bereits erreicht, die angestrebten Fließraten noch nicht.

Weltweit existieren noch keine Stromproduktionsanlagen, die nach dem HDR-Prinzip arbeiten, demzufolge liegen auch dazu noch keine Langzeiterfahrungen vor.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Der erzeugte Drehstrom wird in Gleichstrom umgewandelt, transportiert und wieder in Drehstrom umgerichtet. Durch das HGÜ-Kabel beziehungsweise das HVDC-Kabel (high voltage direct current) fließt Gleichstrom wie bei einer Batterie. Für längere Seekabel zur Energieübertragung ist die Anwendung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung unumgänglich, da bei einem mit Wechselspannung betriebenen Seekabel schon nach kurzen Distanzen zu einem signifikanten Leistungsabfall im Kabel kommt.

Trotz des höheren technischen Aufwands gegenüber der → Hochspannungs-Wechselstrom-Übertragung bietet HGÜ wichtige Vorteile. Bei Freileitungen lohnt sich die HGÜ erst ab 600 km, bei Tiefseekabeln bereits ab etwa 50 km. Sie ist zudem die einzige Möglichkeit, Stromnetze mit unterschiedlichen Regelverfahren oder Netzfrequenzen zu verbinden.

---

[962] Da in den großen Tiefen nicht zwangsläufig trockene Gesteinsformationen vorzufinden sind, existieren für dieses Verfahren auch verschiedene andere Bezeichnungen: u. a. Deep Heat Mining (DHM), Hot-Wet-Rock (HWR), Hot-Fractured-Rock (HFR), Stimulated Geothermal System (SGS) oder Enhanced Geothermal System (EGS). Eine neutrale Bezeichnung ist → Petrothermale Systeme.

Hochspannungs-Wechselstromübertragung (HWÜ)

Die Hochspannungs-Wechselstromübertragung oder HVAC (high voltage alternating current) ist derzeit die vorherrschende konventionelle Form der Stromübertragung. Sie ist wirtschaftlich für niedrige Übertragungslängen zur Kopplung regionaler Netze. Die Spannung wechselt hier mit einer Frequenz von 50 oder 60 Hz. Bei langen Strecken laufen die Phasen der elektrischen Schwingungen von Strom und Spannung aber auseinander, was die nutzbare elektrische Leistung massiv reduziert. Für Leitungslängen über 600 km ist die → Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung wirtschaftlicher.

Horizontalachser

Der Begriff Horizontalachser beschreibt ein Konzept bei → Windkraftanlagen, bei dem der Rotor an einer horizontalen Achse angebracht ist. Horizontalachser haben sich gegenüber → Vertikalachsern in den 1990er Jahren als technisches Konzept für Windkraftanlagen durchgesetzt.

Hydrothermale Nutzung (Geothermische Dublette)

Die hydrothermale Nutzung wasserführender Gesteinsschichten ist ein System aus Förder- und Injektionsbohrung (Dublette). Bei der hydrothermalen Nutzung wird Wasser aus tiefen wasserführenden Gesteinsschichten (→ Aquifere) gefördert; über einen Wärmetauscher wird diesem die Wärme entzogen. Das so abgekühlte Wasser wird meist in denselben Aquifer in einer bestimmten Entfernung zur Erneuerung (Recharge) zurückgegeben (injiziert). Grundsätzlich ist eine Kombination von mehreren Förder- und Injektionsbohrungen möglich.

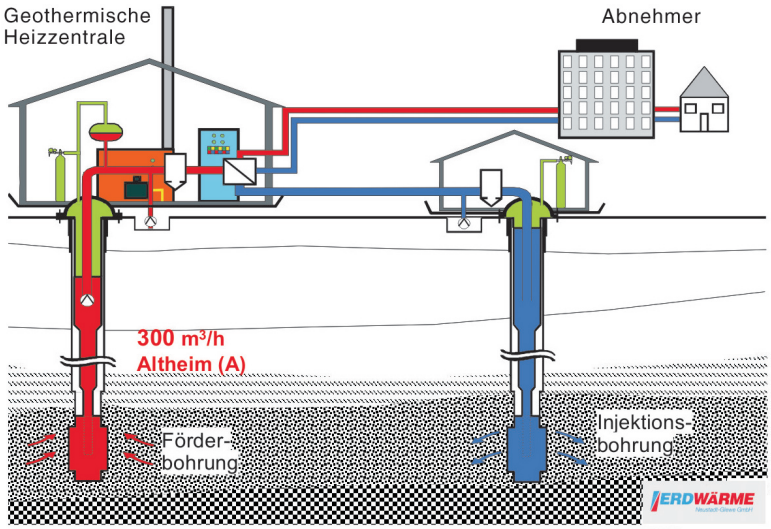


Abbildung A-5: Wärmenutzung von Heißwasser-Aquiferen[963]

Da Tiefenwässer häufig eine hohe Mineralisation und hohe Gasgehalte aufweisen, ist die Re-Injektion auch aus Gründen des Umweltschutzes notwendig. Aus hydrogeologischer

[963] Jung, R. (2007): Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle. Jg. 123, Nr. 2, S. 4. http://www.lbeg.de/geologie/downloads/stand_aussichten_tiefengeothermie.pdf (Abruf 15.07.2008).

Sicht ist es problematisch, wenn die Injektion nicht in denselben Aquifer erfolgt, aus dem produziert wird (fehlende Recharge, potentielle Ausfällungen). Das klassische System einer Dublette besteht aus zwei Vertikalbohrungen in entsprechender Entfernung (→ Bohrungsabstand). Heute werden die Förder- und Injektionsbohrung meist von einem Bohrplatz aus abgeteuft, wobei der Nutzhorizont untertägig durch abgelenkte Bohrungen erschlossen wird. Die hydraulische Anbindung an den Aquifer ist dabei günstiger als bei Vertikalbohrungen. Die übertägige Anlage ist Platz sparend; alle technischen Einrichtungen können an einem Ort installiert werden.

Die Technik der hydrothermalen Nutzung mittels Dubletten ist weitgehend ausgereift. Besonders in Frankreich, aber auch in Italien, Polen, Österreich sowie Deutschland existieren bereits seit einigen Jahren, teilweise seit Jahrzehnten hydrothermale Anlagen, überwiegend zur Wärmenutzung. Das geförderte und nach der Abkühlung wieder injizierte Wasser zirkuliert über Tage in einem geschlossenen Kreislauf, der oft unter Druck gehalten werden muss, um Ausfällungen von Mineralen aus dem hoch mineralisierten Wasser zu verhindern. Das an die Oberfläche geförderte Thermalwasser wird über einen Wärmetauscher geleitet, und die gewonnene Wärme in einen sekundären Kreislauf, beispielsweise in ein Fernwärmenetz, eingespeist.

Bei Temperaturen über 100°C kann mittels zusätzlicher Technologien, wie einer → ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) oder des → Kalina-Prozesses Strom produziert werden.

Kalina-Prozess

Der Kalina-Prozess oder Kalina-Cycle wurde in den 1970er Jahren vom russischen Ingenieur Alexander Kalina entwickelt. Um auch Thermalwasser mit Temperaturen um 90 Grad für die Stromerzeugung nutzen zu können, entwickelte Kalina einen Kreislauf, bei dem die Wärme des Wassers an ein Ammoniak-Wasser-Gemisch abgegeben wird.

Das Wärmeaustauschverfahren zur Dampferzeugung kann beim Kalina-Prozess bei deutlich niedrigerer Temperatur ablaufen als bei reinen Wasserdampfanlagen (→ ORC-Prozess). Hier entsteht schon bei Temperaturen um 90°C Dampf, der zum Antrieb von Turbinen genutzt werden kann.

Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigen Wärmeübertragungsverhältnissen. Dies macht eine Steigerung des Wirkungsgrades um 10 bis 60 % gegenüber dem ORC-Prozess möglich. Doch steht die Kalina-Technologie noch am Anfang der Entwicklung und muss sich noch in der Praxis bewähren. Das Verfahren ist durch verschiedene Patente unterschiedlicher Firmen wie die kalifornische Firma Exergy oder die europäische Siemens Industrial Solutions and Services und M+W Zander Holding AG geschützt. Der Kalina-Prozess wurde in Deutschland erstmals im Geothermiekraftwerk Unterhaching bei München eingesetzt. Hersteller dieser Anlage ist die Firma Siemens.

Kleine Wasserkraft

Eine definitorische Abgrenzung hinsichtlich der Größe von Wasserkraftanlagen gibt es nicht. In Deutschland zählt man traditionsgemäß Anlagen mit Leistungen bis zu 1 MW zur kleinen Wasserkraft, Anlagen mit Leistungen größer als 1 MW zur → Großen Wasserkraft.

Kofermentation

Kofermentation bezeichnet die stoffliche und energetische Verwertung von organischen Abfällen oder landwirtschaftlichen Rohstoffen (→ Biomasse) zur Gewinnung von → Biogas. Das Kofermentationssubstrat, z. B. Speiseabfälle, Ernterückstände, Schlempen, Trester, Rasenschnitt, Bio- und Schlachtabfälle wird dabei der Gülle zugegeben.

Kraft-Wärme-Kopplung

Bei einer mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betriebenen Energiewandlungsanlage wird neben der entstehenden mechanischen bzw. elektrischen Arbeit zu weiten Teilen auch die Abwärme genutzt. Dies erhöht den Wirkungsgrad von KWK-Anlagen beträchtlich. Kleine KWK-Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien verwenden als Umwandlungstechnologie überwiegend Blockheizkraftwerke (→ BHWK).

Lastmanagement

Das Lastmanagement bezieht sich auf die Regelung der Strom*abnahme*. Durch gezieltes Ab- bzw. Zuschalten soll die Auslastung des Stromnetzes regional verbessert und dadurch Lastspitzen vermieden werden. Für das Auffangen von Lastspitzen eignen sich besonders träge Systeme, wie Kühlhäuser, Schmelzöfen, etc. mit hohen elektrischen Anschlusswerten. → Windenergie-Erzeugungsmanagement (WEM).

Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen entstanden aus der bereits 1905 vom Schweizer Alfred Büchi erfundenen Turboladertechnologie. Sie sind keine Verkleinerung → Gasturbinen, sondern stellen eine Weiterentwicklung der Hilfsantriebe aus der Luftfahrtindustrie dar. Die erreichbaren Drehzahlen liegen beim bis zum 10-fachen der Gasturbine.

Mikrogasturbinen eignen sich vorzugsweise für den Biogas-BHKW-Betrieb (→ BHKW) im kleinen Leistungsbereich, da sie auch Schwachgas mit einem Methananteil von 35 % zu verwerten können. Aufgrund von Luftlagern sind die Turbinen (Luftlagerung) ölfrei und relativ unempfindlich gegen Schwefelwasserstoffe. Mikrogasturbinen sind einfach und kompakt gebaut, weisen niedrige Abgas-Emissionswerte und geringe elektrische Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb auf.

Die Mikrogasturbine wird – wie auch → Gasturbinen – mit hohem Verbrennungsluftüberschuss gefahren. Die über den Turbosatz ausgekoppelte Wärme wird dem Heizungsnetz zugeführt, die Abgase können direkt für Trocknungszwecke verwendet werden. Das Mikrogasturbinen-BHKW erreicht damit einen Gesamtwirkungsgrad von max. 85 % (Strom und Wärme) und liegt häufig etwas unter dem der → Gasmotoren. Der elektrische Wirkungsgrad der Mikrogasturbine liegt bei 25 bis 30 % und liegt damit um ca. 5 bis 10 % niedriger als beim → Gasmotor bzw. der → Gasturbine. Hier wird allerdings noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial bis zu einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % erwartet.

NawaRo – Nachwachsende Rohstoffe

Der Begriff NawaRo steht für nachwachsende Rohstoffe. Er bezeichnet organische Rohstoffe, die aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion stammen und für weiterführende Anwendungszwecke außerhalb des Nahrungs- und Futterbereiches verwendet werden. Nachwachsende Rohstoffe für die energetische Nutzung werden auch als „Energiepflanzen“

bezeichnet. Ihr Einsatz wird durch den NawaRo-Bonus des EEG gefördert. Hiervon profitiert die Stromerzeugung aus Biogas.

Netzmanagement

Netzmanagement ist ein wichtiges Werkzeug zur Reduzierung von Leistungsverlusten. Es ermöglicht Energieversorgungsunternehmen, alle ihre Übertragungs- und Verteilungsnetze aus einem einzigen Kontrollraum und in Echtzeit zu überwachen und zu kontrollieren.
Netzmanagement ermöglicht im Falle eines Stromausfalles, dass sofortige Maßnahmen ergriffen werden können, um die Versorgung wieder herzustellen. Außerdem kann die Entlastung systematisch erfolgen, um den Zusammenbruch des Versorgungsnetzes und damit einen vollständigen Black-out zu verhindern.

Organic-Rankine-Cycle (ORC-Prozess)

Der Organic Rankine Cycle (ORC) hat seinen Ursprung im vorletzten Jahrhundert und geht auf William John Rankine, einem schottischen-britischen Physiker und Ingenieur zurück.

Der ORC-Prozess basiert auf einem dem Wasser-Dampf-Prozess vergleichbaren Verfahren mit dem Unterschied, dass statt Wasser organische (z. B. Ammoniak) oder synthetische Arbeitsmedien (z. B. Silikonöl GL 160) verwendet werden und ist damit dem (→ Kalina-Prozess) ähnlich. Die Arbeitsmedien weisen günstige Verdampfungseigenschaften bei geringeren Temperaturen und Drücken auf. Der ORC-Prozess eignet sich daher besonders für niedrige Temperaturniveaus, wie z. B. Erdwärmekraftwerke oder der Verwertung von Kühlwasserwärme in → BHKW. Damit kann der elektrische Wirkungsgrad einer BHKW-Anlage um 10 bis 15 % erhöht werden.

Parabolrinnen-Kraftwerk

→ Solarthermische Kraftwerke

Parabolspiegel-Kraftwerk

→ Solarthermische Kraftwerke

Petrothermale Systeme

Systemkategorie der tiefen Geothermie. In petrothermalen Systemen wird überwiegend die im Gestein gespeicherte Energie genutzt. Beispiele für petrothermale Systeme sind die → Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR) und → tiefe Erdwärmesonden.

Photovoltaik-Anlagen

Ein Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) wandelt das Sonnenlicht in direkt mit Hilfe von (→ Solarzellen) in elektrischen Strom um. Der erzeugte Gleichstrom muss bei Netzanbindung mit Hilfe eines (→ Wechselrichters) in Wechselstrom transformiert werden. Ein optimaler Ertrag wird in unseren Breitengraden auf einer südorientierten Fläche mit etwa 30 Grad Neigung erzielt. PV-Anlagen können auf Dächern, Fassaden sowie im Freiland montiert werden.

Eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 1.000 Watt (1 kW_p) benötigt in Deutschland rund 10 m² Fläche und produziert – je nach örtlichen Strahlungsverhältnissen – zwischen 700 bis 1.100 kWh Strom pro Jahr.

Pitch-Regelung

Die Pitch-Regelung ist eine Form der Leistungsbegrenzung bei Windkraftanlagen. Sie erfolgt durch eine automatische Verstellung des Rotorblatts um seine Längsachse. Es kommt v. a. bei drehzahlvariablen Anlagen zum Einsatz. Bei schwachem Wind werden die Rotorblätter so eingestellt, dass sie in voller Breite gegen die Strömung stehen. Bei stärkerem Wind wird der Einstellwinkel zunehmend reduziert. Bei Sturm werden die Blätter parallel zur Windströmung gerichtet, bis sich der Rotor nicht mehr dreht. Zusätzlich verfügen diese Anlagen über ein hydraulisch betriebenes Scheibenbremssystem für den Notfall. Mit zunehmender Baugröße hat sich das technisch aufwändigere jedoch belastungsreduzierende Pitch-System gegenüber der → Stall-Regelung durchgesetzt.

Potenziale

Bei den energetischen Potenzialen können theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenziale unterschieden werden.

- Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer gegebenen Region, in einem bestimmten Zeitraum theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot.

- Technisches Potenzial

Das technische Potenzial beschreibt den Teil des → theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen sowie ökologischer und gesetzlicher Rahmenbedingungen nutzbar ist. Im Unterschied zum → wirtschaftlichen Potenzial unterliegt das → technische Potenzial wesentlich geringeren Schwankungen, da es weitestgehend nur durch die technischen Rahmenbedingungen beeinflusst wird.

- Wirtschaftliches Potenzial

Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den unter dem Einfluss wirtschaftlicher Rahmenbedingungen erschließbaren Teil des → technischen Potenzials. Es unterliegt somit zeitlichen und räumlichen Abhängigkeiten wie beispielsweise dem Ölpreis oder staatlichen Förderungen, die laufenden Änderungsprozessen unterliegen.

- Erschließbares Potenzial

Das erschließbare Potenzial wiederum grenzt das → wirtschaftliche Potenzial ein, denn nicht das gesamte wirtschaftliche Potenzial kann auch erschlossen werden. Die Einschränkungen bestehen hierbei in regionalen Gegebenheiten, Ressourcenkonkurrenz oder betriebsstrukturellen Hemmnissen. „Daher beschreibt das erschließbare Potenzial den Anteil des wirtschaftlichen Potenzials, welcher derzeit unter realen Bedingungen erschlossen werden kann und ist in der Regel kleiner als das wirtschaftliche Potenzial.

Stall-Regelung

Bei → Windenergieanlagen, die mit fester Drehzahl starr über den Generator ans Netz gekoppelt sind, wird die Strömungsablösung am Rotorblatt (Stall) genutzt, um die Leistung zu begrenzen. Dieser Effekt tritt ein, wenn bei konstanter Drehzahl und festem Blattanstellwinkel die Windgeschwindigkeit zunimmt. Das Konzept der starren Ausrichtung der Rotorflügel; wurde durch die → Pitch-Regelung in Verbindung mit drehzahlvariablen Anlagen abgelöst.

Solare Stromerzeugung

Zur Stromerzeugung kann die Sonnenenergie über zwei sehr unterschiedliche Technologiepfade genutzt werden:

- Bei der Photovoltaik (→ Photovoltaik-Anlagen) wird die Lichtenergie direkt zur Stromerzeugung mit Hilfe von Halbleitern genutzt. Halbleiter sind Stoffe, deren Leitfähigkeit durch Energiezufuhr in Form von Wärme oder Licht erhöht werden kann, z. B. Silizium (Si), Germanium (Ge) oder Cadmiumsulfid (CdS). Die Halbleiter erzeugen aus der Lichtenergie eine elektrische Spannung.
- In solarthermischen Kraftwerken (→ Solarthermisches Kraftwerk) dagegen wird im ersten Schritt zunächst Wärme erzeugt, die dann über einen Dampfkraftprozess und Generatoren in Strom umgewandelt wird.

Photovoltaik-Anlagen wandeln Sonnenlicht direkt in elektrischen Gleichstrom um, der bei Netzanbindung mit Hilfe eines → Wechselrichters in Wechselstrom transformiert wird. Ein optimaler Ertrag wird in unseren Breitengraden auf einer südorientierten Fläche mit etwa 30° Neigung erzielt. PV-Anlagen können auf Dächern, Fassaden sowie im Freiland montiert werden.

Solarthermische Kraftwerke funktionieren vergleichbar mit klassischen Dampfkraftwerken, die mit Kohle oder Gas befeuert werden. Der Hauptunterschied besteht darin, dass zur Wärmeerzeugung die Sonne genutzt wird. Um über die Sonnenenergie eine für den Dampfkraftprozess ausreichend hohe Temperatur von über 300°C zu erreichen, kann man das einfallende Sonnenlicht in Parabolrinnen konzentrieren. Alternativ kann man über viele Spiegel in einem Solarfeld das Sonnenlicht auf einen Punkt konzentrieren oder ähnlich einem Satellitenempfänger im Brennpunkt eines Spiegelparaboloiden mit bis zu 10 m Durchmesser.

Solarthermische Kraftwerke

Weltweit wurden bis 200 insgesamt rund 20 solarthermische Kraftwerke in Betrieb genommen, davon 11 Parabolrinnen-Kraftwerke. Die meisten Anlagen wurden jedoch als Forschungs- und Pilotanlagen bereits in den 1980er Jahren errichtet. Eine weitere Verbreitung und kommerzielle Nutzung dieser Technologien scheiterte vor allem an mangelnder Finanzierung und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Erst nach 2000 belebte sich weltweit das Interesse an diesem Technologiepfad, so dass sich über 10 Anlagen in Errichtung befinden, darüber hinaus weitere auf ihre Machbarkeit hin untersucht werden.

Für die solarthermische Stromerzeugung eigenen sich nur südliche Klimazonen mit einer hohen jährlichen Solarstrahlung. Obwohl Deutschland eigentlich nicht dazu gehört, wird die solarthermische Stromerzeugung seit 1974 vom Bundesforschungsministerium gefördert. Hintergrund war die Entwicklungshilfe und Anwendung erneuerbarer Energien in der Dritten Welt und Schwellenländern. Aufgrund des hohen Potentials wird damit auch die Sicherung des Technologie- und Wirtschaftsstandortes Deutschland verbunden. Bislang zeigt diese Forschungsförderungspolitik in sofern Erfolg, dass an den meisten der aktuell in der Errichtung befindlichen Projekte deutsche Unternehmen führend beteiligt sind.

Die solarthermische Kraftwerkstechnik wird in *konzentrierende* und *nicht-konzentrierende* Anlagen unterschieden.

Nicht-konzentrierende Anlagen wie → Aufwind-Kraftwerke funktionieren nach dem Treibhausprinzip. Kurzwellige Sonnenstrahlung durchdringt eine Dachfläche und wird vom Boden absorbiert. Dies führt zu einer langwelligen thermischen Rückstrahlung, die die unter dem Dach befindliche Luft erwärmt. Diese Luft strömt dann durch eine in der Mitte des Daches befindliche Röhre nach oben und treibt eine dort installierte Turbine an. Es handelt sich dabei um eine vergleichsweise einfache Bauweise und Technik.

Konzentrierende Anlagen sind z. B. Parabolrinnen-, Parabolspiegel- oder Solarturmanlagen. Die dafür eingesetzte Kraftwerkstechnologie ist deutlich komplexer und besteht aus Kollektor, Receiver, Wärmeübertragungssystem, Wärme-Kraft-Maschine, Generator und Steuerungstechnik.

- Parabolrinnen-Kraftwerk

Parabolrinnen-Kraftwerke nutzen zur Wärmeerzeugung aus dem Sonnenlicht als Kollektor einen zylinderparabolisch gekrümmten Spiegel, der die Sonnenstrahlung auf ein Absorberrohr hin mit dem Faktor 30-90 konzentriert. Die Wärme wird aus dem Absorber über ein Trägermedium (Thermöl) bei etwa 300 bis 400°C abgeführt und von dort zumeist an einen Dampferzeuger abgegeben. Anschließend erfolgt die Energieumwandlung analog zum konventionellen Dampfkraftwerksprozess.

Das weltweit erste Parabolrinnen-Kraftwerk zur Stromerzeugung wurde im Jahr 1984 in der kalifornischen Mojave-Wüste errichtet. Bis zum Jahr 1991 wurden acht weitere sogenannte SEGS-Kraftwerke (Solar Electric Generation Systems) mit einer elektrischen Leistung von 354 MW_{el} installiert. Obwohl solarthermische Kraftwerke Strom bislang erheblich preisgünstiger als Photovoltaik-Anlagen produzieren können, wurden in den USA seit 1991 keine kommerziellen Kraftwerke mehr errichtet. Erst 2006 wurde dort ein neues Kraftwerk mit 1 MW_{el} in Betrieb genommen, 2007 folgte ein weiteres mit 65 MW_{el}.

Der Anlagentypus des Parabolrinnen-Kraftwerks gilt mittlerweile als technisch ausgereift und hat sich somit bei der solarthermischen Stromerzeugung durchgesetzt. Die anderen Technologien zur solarthermischen Stromerzeugung haben dagegen bisher keine oder noch sehr geringe Bedeutung.

- Parabolspiegel

Parabolspiegelanlagen konzentrieren die Sonnenenergie um den Faktor 1.000 bis 4.000 auf einen Brennpunkt. Es entstehen dabei Temperaturen von einigen 100°Celsius, die zur Dampferzeugung und zum Antrieb einer Turbine (oder auch → Stirling-Motor) für die Stromumwandlung genutzt werden. Diese Technik eignet sich besonders für die dezentrale Nutzung. Die ersten Demonstrationsanlagen wurden Mitte der 1980er Jahre in den USA gebaut. Drei von der deutschen Firma Schlaich Bergermann und Partner entwickelte Anlagen wurden bis 1992 im spanischen Almeria gebaut und getestet. Insgesamt handelt es sich um über 40 Test- und Forschungsanlagen. Eine kommerzielle Nutzung findet bislang nicht statt.

- Solarturm-Kraftwerk

Beim Solarturm-Kraftwerk wird ein Kollektor- (Heliostaten)feld um einen Turm gruppiert, auf den die Sonnenstrahlung in einem Punkt mit dem Faktor 300 bis 1.200 konzentriert wird. Dadurch werden sehr hohe Temperaturen von bis zu 2.000°C erreicht. Die Wärme wird dann an einen Wärmeträger übergeben. Wird Luft als Medium verwendet, kann diese bei Temperaturen von 1.100 Grad C direkt in einen Gasturbinenkombiprozess (→ Gasturbine)

eingesetzt werden. Wird alternativ Salz als Wärmeträger eingesetzt, erfolgt die Stromerzeugung über einen konventionellen Dampfkraftprozess. Zwischen 1981 und 1996 wurden 10 Demonstrationsanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 10 MW_{el} gebaut. Im März 2007 ging die erste kommerziell arbeitende Anlage mit 10 MW_{el} in Spanien (Sevilla) in Betrieb, ein zweites Kraftwerke mit 20 MW_{el} befindet sich im Bau und soll 2010 in Betrieb gehen.

Solarzelle (kristallin)

Eine Solarzelle oder photovoltaische Zelle ist ein elektrisches Bauelement, das die im Licht (in der Regel Sonnenlicht) enthaltene Strahlungsenergie direkt in elektrische Energie wandelt. Die physikalische Grundlage der Umwandlung ist der photovoltaische Effekt, der ein Sonderfall des inneren photoelektrischen Effekts ist.

Heute werden bei der vorherrschenden Verwendung polykristalliner Zellen in der Massenfertigung elektrische Wirkungsgrade bis zu 16 % erreicht, im Labor bereits über 20 %. Konzentrierende Solarzellen erreichen bereits über 40% Wirkungsgrad.

Übliche Solarzellen erzeugen Gleichstrom bei einer relativ geringen Spannung im Bereich von 0,4 bis 0,8 Volt, die relativ unabhängig von der Einstrahlung ist. Um eine höhere Spannung zu erreichen, werden mehrere Zellen in Reihe miteinander verschaltet (Modul). Eine Spannung von 12 Volt erfordert etwa 24 in Reihe geschaltete Zellen. Lange Zeit lag das Standardmaß der Zellen bei 125 x 125 mm². Dies ist weitgehend vom Format 156 x 156 mm² abgelöst worden und der nächste Schritt zum Waferformat 210 x 210 mm² wird bereits umgesetzt. Damit verringert sich in der Modulproduktion der Montageaufwand erheblich, da für ein PV-Modul mit einem Quadratmeter Fläche nicht mehr 64, sondern zukünftig nur noch rund 23 Module elektrisch miteinander zu verbinden sind.

Will man aber eine Photovoltaik-Anlage mit dem Wechselstromnetz koppeln, muss aus der Gleichstrom in Wechselstrom umgeformt werden und die Spannung auf 230 Volt erhöht werden. Diese Aufgabe übernimmt ein → Wechselrichter. Dieser muss genau auf die jeweilige Anlage ausgelegt sein, so dass sich zu der Zeit verschiedene Verfahren zur Netzkopplung noch in der Erprobung befanden. Es waren gezielte Einzelanfertigungen für jede Anlage.

Solarzelle (Dünnschicht)

Dünnschichtzellen unterscheiden sich von den traditionellen Solarzellen (→ Solarzelle kristallin) vor allem in ihren Produktionsverfahren und durch die Schichtdicken der eingesetzten Materialien. Das bisher am meisten verbreitete Material für Dünnschichtzellen ist amorphes Silizium (a-Si:H). Mögliche weitere Materialien sind mikrokristallines Silizium (µc-Si:H), Gallium-Arsenid (GaAs), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-(Gallium)-Schwefel-Selen-Verbindungen, die so genannten CIS-Zellen bzw. CIGS-Zellen, wobei hier je nach Zelltyp S für Schwefel oder Selen stehen kann.

Heutige Produktionen von Dünnschichtsolarzellen auf Basis von Kupferindiumselenit (CIS) erreichen einen Wirkungsgrad von 11-13 %, im Labor sind schon 19 % möglich. Dünnschichtsolarzellen auf Basis von Kupferindiumselenit (CIS) haben in der Großserienproduktion aufgrund relativ geringer Produktionskosten und guter Wirkungsgrade gute Marktchancen. Das sehen auch die meisten Dünnschichtsolarzellen-Hersteller so, und setzen daher auf diese Technologie. Eine Alternative besteht in Verwendung von Cadmiumtellurid

als Halbleiter, wo bislang die niedrigsten Produktionskosten in der industriellen Produktion erreicht wurden. Die Modulwirkungsgrade liegen hier etwas niedriger als bei CIS. In der Serienfertigung werden heute etwa 9-10 % erreicht. Die Laborspitzenwerte liegen bei über 16 %.

Schließlich kann auch Silizium auf Glassubstrat aufgedampft werden. Jedoch sind für eine gute Kristallisation des SI Temperaturen von 1.000 °C ideal. Das ist aber mit dem bevorzugten Glassubstrat nicht möglich, so dass niedrigere Temperaturen eingesetzt werden müssen. Beim Plasmaverfahren wird bei Temperaturen von etwa 200 °C amorphes (a-SI:H) oder mikrokristallines Silizium (µ-Si:H)[964] durch Zerlegung von Silan (SiH_4) und Wasserstoff hergestellt und auf das Substrat aufgebracht. Wegen der niedrigen Temperaturen können auch Kunststoff- oder Metallfolien als Träger verwendet werden. Je nach Prozessparameter bildet sich das Silizium in amorpher oder mikrokristalliner Struktur aus. Werden beide Materialen kombiniert zu a-Si:H / µc-Si:H, spricht man von Tandemzellen. Die Wirkungsgrade liegen bei rund 10 %. Erste Tandemzellen wurden 1994 an der Universität Neuchatel (CH) entwickelt. Mittlerweile gibt es erste kommerzielle Anbieter.[965]

In Forschungsstadium befindet sich noch die Hochtemperatur-Siliziumabscheidung. Bei hohen Temperaturen von ca. 1.000 °C bilden sich die Siliziumkristallgitter besser aus und es gibt weniger Defekte in den Schichten. So können Wirkungsgrade von mehr als 15 % erreicht werden. Als Trägermaterial kommen nur hochtemperaturfähige Substrate auf Keramikbasis in Frage. Diese enthalten jedoch Verunreinigungen, die in die dünne Siliziumschicht diffundieren und wieder Defekte im Kristallgitter erzeugen.

Stirlingmotor

Der Stirlingmotor wurde 1816 von Robert Stirling erfunden. Es ist nach der Dampfmaschine die zweitälteste Wärmekraftmaschine. Stirling schuf mit seinem Motor eine Alternative zu den damals aufkommenden Hochdruckdampfmaschinen, die zahlreiche Opfer durch Kesselexplosionen forderten. Der Stirlingmotor stellte am Ende des 19. Jahrhunderts das Pendant zu unseren heutigen Elektromotoren dar. 1962 entwickelte William Beale eine *Freikolbenversion* des Stirling-Motors, die als die wichtigste Verbesserung der Stirling-Technologie gilt.[966] Die Entwicklung aktueller Stirlingmotor-Typen begann in den 1970er Jahren bei der USAB-Tochter SPS in Schweden.

Ab ca. 1975 fand der Stirlingmotor in BHKW und bei Kraft-Wärme-Kopplung in geringem Umfang Anwendung.

Der Stirlingmotor ist ein Energieumwandler mit äußerer Verbrennung. Ein Vorteil gegenüber Otto-Motoren ist, dass für den Betrieb eines Stirling-Motors jeder Brennstoff grundsätzlich

---

[964] Bei amorphem Silizium sind die Siliziumatome nicht regelmäßig, sondern in einem ungeordneten Netzwerk angeordnet, dass ca. 10% Wasserstoffatome enthält. Die Zellen liefern hohe Zellspannung, weisen aber geringere Wirkungsgrade von 7-8% auf.

[965] Vgl. BINE Informationsdienst [Hrsg.] (2005): Photovoltaik. Innovationen bei Solarzellen und Modulen. Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ). Bonn. Themeninfo, Nr. III/05.

[966] Vgl. SIG (Schweizerische Industriegesellschaft) (2007): Vielversprechendes Comeback des Stirlings. http://www.energie.ch/themen/haustechnik/stirling/ (Abruf 14.06.2007).

geeignet[967] ist. Das grundlegende Prinzip des Stirlingmotors basiert auf dem Effekt, dass ein Gas bei einer Temperaturänderung eine entsprechende Volumenänderungsarbeit verrichtet. Eine periodische Temperaturänderung – und damit ein kontinuierlicher Betrieb – kann dabei erreicht werden, indem das Arbeitsgas zwischen einem Raum mit konstant hoher Temperatur und einem Raum mit konstant niedriger Temperatur hin- und herbewegt wird. Der eigentliche Motor ist aufgrund der nur wenigen bewegten Teile und wegen der äußeren Verbrennung relativ wartungsarm. Jedoch bleibt der geringe Wirkungsgrad von nur 10% die Schwachstelle des Stirlingmotors. Angesichts hoher Investitionskosten und kleinen Leistungsbereichen konnte sich der Stirlingmotor gegen den Verbrennungsmotor bis jetzt nicht durchsetzen.

Synchron-Generatoren

Synchrongeneratoren werden in elektrischen Energieversorgungsanlagen (u. a. → Windkraft und Wasserkraft) verwendet. Ihre Verwendung kommt aufgrund der schwierigen Synchronisation derartiger Maschinen mit dem elektrischen Netz ausschließlich unter Einsatz eines → Wechselrichters für die Netzaufschaltung vor. Die Trennung von Netz und Generator durch den Umrichter macht den Betrieb unabhängig von der Netzfrequenz und ermöglicht so die variable Drehzahl des Windrotors. Die variable Drehzahl macht es möglich, eine Turbine im normalen Produktionsbetrieb stets im Optimum zu betreiben. Ausserdem führt die Verwendung des Wechselrichters für die Netzaufschaltung zu erheblich besserer Netzverträglichkeit als beim System mit fester Drehzahl. Daher haben sich Windkraftanlagen mit variabler Drehzahl und Umrichter für die Netzaufschaltung zum heutigen Standard entwickelt. Trotz des im Vergleich zu → Asynchron-Generatoren höheren technischen Aufwands werden die gleichen technischen Verfügbarkeiten von über 98% erreicht.

Mehr als 99 % der elektrischen Energieerzeugung geschieht heute mit Synchrongeneratoren. Er besteht aus zwei Hauptkomponenten:

- einem feststehenden Ständer (Stator) aus Spulen und dünnen Stahlblechen, in dem ein magnetisches Drehfeld erzeugt wird und
- einem Läufer (auch Rotor oder Anker genannt), der sich auf der drehbaren Welle befindet. Er kann entweder mit Permanent- oder Elektromagneten erregt werden.

In der Windindustrie sind fast alle Synchrongeneratoren als Ringgeneratoren konzipiert. Sie besitzen einen großen Durchmesser sowie eine hohe Polzahl (→ Vielpolgeneratoren) und werden für getriebelose Windkraftanlagen verwendet.[968]

Tiefe Erdwärmesonden

Mit tiefen Erdwärmesonden wird Wärmeenergie aus einer beliebigen Gesteinsabfolge mittels eines geschlossenen Kreislaufs genutzt. Im Unterschied zum → HDR-Verfahren werden tiefe Erdwärmesonden nur zur Wärmeversorgung genutzt.

---

[967] Auch als Vielstoffakzeptanz bezeichnet.

[968] BWE (2009): Technik: Konstruktiver Aufbau einer Windkraftanlage. http://www.wind-energie.de/de/technik/-konstruktiver-aufbau/ (Abruf 14.08.2009).

In einer tiefen Erdwärmesonde zirkuliert ein Wärmeträgermedium in einem geschlossenen System bis zu Tiefen von ca. 3000 m. Die Nutzung solcher tiefen Erdwärmesonden erfolgt in einer Heizzentrale in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern. Die Heizleistung einer tiefen Erdwärmesonde kann bis zu ca. 500 kW betragen. Durch Wärmeleitung aus dem Gestein über die Verrohrung und das Hinterfüllmaterial der Sonde erfolgt die Wärmeübertragung auf die in der Sonde zirkulierende Flüssigkeit. Im Ringraum eines Doppelrohrsystems (Koaxialrohr) wird die kalte Flüssigkeit mengengeregelt nach unten geleitet. Bei seiner langsamen Bewegung (5 bis 65 m/min) erwärmt es sich konvektiv und steigt aufgeheizt im isoliert ausgeführten Innenrohr nach oben.

Tiefe Erdwärmesonden sind nicht auf gut durchlässige Grundwasserleiter angewiesen und können daher theoretisch nahezu überall installiert werden. Für das Verfahren bieten sich wegen der hohen Investitionskosten bereits vorhandene Tiefbohrungen an. Da tiefe Erdwärmesonden einen geschlossenen Kreislauf besitzen, erfolgt kein Eingriff in Stoffgleichgewichte des Gebirges. Lösungs- oder Fällungsreaktionen, wie sie bei hydrothermalen Systemen oder bei → Hot-Dry-Rock-Systemen auftreten können, sind ausgeschlossen.

Die nutzbare Energiemenge einer tiefen Erdwärmesonde hängt in erster Linie von der Temperatur des Untergrundes ab, besonders lukrativ sind daher positive Temperaturanomalien. Ein weiterer wichtiger Parameter sind die thermischen Eigenschaften des Untergrundes, insbesondere die Wärmeleitfähigkeit und der Temperaturgradient. Die nutzbare Energiemenge hängt neben der Betriebsdauer zusätzlich von der Bauart der Sonde und der Steigleitung ab, somit auch von den thermischen Eigenschaften der Ausbaumaterialien der Sonde.

Triebstrang (getriebelos)

Der Triebstrang einer → Windkraftanlage besteht aus fünf Hauptkomponenten: dem Getriebe, der Kupplung, der Bremse und dem Generator. Für den konstruktiven Aufbau des Triebstrangs sind verschiedene Konzepte und Bauarten möglich. Dazu kommen noch verschiedene Varianten bei der Anordnung der Komponenten im Triebstrang. Beim getriebelosen Konzept ist der Rotor direkt mit dem Generator verbunden.[969]

Vielpolgeneratoren

Vielpolgeneratoren gehören zu den permanenterregten → Synchrongeneratoren. Sie stellen ein drehzahlvariables technologisches Konzept zur Stromwandlung dar, das insbesondere im Teillastbereich hohe Wirkungsgrade erzielen kann.

Volllaststunden

Mit Volllaststunden wird der Quotient aus der Jahresenergieproduktion (in kWh) einer Energie erzeugenden Anlage (z. B. → Windkraftanlage) und deren Nennleistung (in Watt) bezeichnet. Das Ergebnis ist ein rechnerischer Wert und gibt an, wie hoch die Ausnutzung der Anlage ist: Er gibt an, wie viele Stunden die Anlage gelaufen wäre, um die Jahres-

[969] BWE (2009): Technik: Konstruktiver Aufbau einer Windkraftanlage. http://www.wind-energie.de/de/technik/-konstruktiver-aufbau/ (Abruf 14.08.2009).

energieproduktion zu erreichen, wenn sie nur unter Volllast gelaufen wäre und sonst stillgestanden hätte.

Wasserkraftwerke

Eine Klassifizierung der Wasserkraftanlagen kann nach der Nutzfallhöhe erfolgen. Je nach Fallhöhe unterscheidet man Hoch-, Mittel- und Niederanlagen. Unter technischen Aspekten kann man → Laufwasserkraftwerke, → Pumpspeicherkraftwerke, bzw. Speicherkraftwerke sowie → Gezeiten- und Wellenkraftwerke unterscheiden. Weitere Klassifikationen sind aufgrund topografischer, energie- oder wasserwirtschaftlicher Spezifika möglich.

- Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke gehören zu den Niederdruckkraftwerken. Sie nutzten die Kraft des fließenden Wassers in Flüssen mit einem Wirkungsgrad von fast 94 %. Der Fluss wird mittels einer Wehranlage aufgestaut. Das Wasser wird durch Turbinen in den unteren Flusslauf geleitet. In den meisten Kraftwerken dieser Bauart kommen vertikalachsige → Kaplan-Turbinen zum Einsatz, in neueren auch die horizontale Version, die Rohrturbine.

Die Laufwasserkraftwerke tragen überwiegend zur Deckung der Grundlast bei, da sie i.d.R. 24 Stunden am Tag laufen. Bei einigen Kraftwerken besteht die Möglichkeit, bei geringem Energiebedarf Wasser aufzustauen, um es als Energiereserve aufzusparen. An den großen Flüssen Rhein, Donau, Iller, Lech, Isar, Inn und Mosel findet man in Deutschland die größten Laufwasserkraftwerke mit Leistungen bis zu 130 MW. Von den größeren Laufwasseranlagen mit Leistungen über 4 MW gibt es in Deutschland derzeit etwa 160 Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 2.500 MW.

- Pumpspeicherkraftwerke

Das Wasser in Pumpspeicherkraftwerken wird nicht gestaut, sondern aus einem unteren Becken in ein Speicherbecken hochgepumpt. Um 1 kWh Strom zu erzeugen, müssen für die Pumpleistung vorher 1,3 kWh aufgebracht werden, d. h. Pumpspeicherkraftwerke haben nur einen Wirkungsgrad von rund 75 %. Wenn der Strombedarf gering ist, z. B. nachts, werden nicht genutzte Kapazitäten aus den Grundlastkraftwerken (Atomenergie und Braunkohle) genutzt, um Wasser in das Oberbecken zu pumpen. In Spitzenlastzeiten, mittags oder abends, treibt das Wasser aus dem Oberbecken die Turbinen an, um die vorher zugeführte Energie wieder in elektrische Energie umzuwandeln. In Deutschland gibt es 31 Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt 7.000 MW, die teilweise auch natürliche Zuflüsse haben und dadurch rund ein Viertel zum Wasserkraftstrom beitragen.

Gezeiten- und Wellenkraftwerke

Ein Gezeitenkraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, das die Lageenergie des wechselnden Wasserspiegels des Meeres - im küstennahen Bereich, also des Tidenhubs zwischen Ebbe und Flut und die kinetische Energie des Gezeitenstromes zur Produktion von elektrischem Strom nutzt.

Wasserturbinen

- Überdruckturbinen

Zu den Überdruckturbinen gehören Propeller-, Kaplan-, Rohr-, Straflo-, Francis-Turbinen etc..[970] Im Gegensatz zu Gleichdruckturbinen werden sie vollständig vom Wasser umströmt.

- Propellerturbine/Fourneyron-Turbine

Die Fourneyron-Turbine ist eine Propellerturbine mit *innenliegendem* Laufrad. Sie wurde von Bénoit Fourneyron (1802 – 1867) im Rahmen eines öffentlichen Wettbewerbs der Societé d'Encouragement pour l'Industrie Nationale entwickelt. Das Wasser strömt innerhalb eines geschlossenen Systems zunächst durch die gekrümmten Schaufeln eines Leitwerks, bevor es auf die Schaufeln des Laufrades trifft und diese in Bewegung setzt. Im Unterschied zu anderen Turbinentypen fließt das Wasser bei der Fourneyron-Turbine radial von innen nach außen.

- Kaplan-Turbine

Die Kaplan-Turbine gehört zu den Überdruckturbinen. Sie weist gegenüber der zuerst entwickelten → Propeller-Turbine verstellbare Leitschaufeln auf. Kaplan-Turbinen sind für Flusskraftwerke mit großen Durchflüssen bei niedriger Fallhöhe geeignet.

Vertikal eingebaute Kaplan-Turbinen werden in Flusskraftwerken für Fallhöhen bis maximal 80 m eingesetzt. Der Leitapparat der Kaplan-Turbine besteht aus jalousieartigen Lamellen. Er hat die Aufgabe die einströmenden Wassermassen so zu lenken, dass sie parallel zur Turbinenwelle auf die Schaufeln des Laufrades treffen. Die Schaufeln werden mit Servomotoren gesteuert. Verstellbar sind sowohl die Schaufeln des Leitapparats als auch die Schaufeln des Laufrades. Sie werden den Schwankungen der Wasserführung und des Gefälles angepasst.

Je nach Einsatzbereich werden Kaplan-Turbinen mit drei bis sechs Laufradschaufeln gebaut. Große Kaplan-Turbinen sind vorwiegend vertikal eingebaut, so dass das Wasser von oben nach unten durchströmt. Kaplan-Turbinen laufen äußerst schnell und haben einen Wirkungsgrad bis zu 95 %. Das Teillastverhalten ist günstig, bereits bei ca. 40 % der Nennleistung wird der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht.

Bei kleineren Wasserkraftwerken (max. 10 MW) mit einer Fallhöhe zwischen 2 und 24 m werden heute TAT-Turbinen (Tubular Axial Turbines) eingesetzt. Das sind kleinere Kaplan-Turbinen mit vorwiegend vertikaler Achse. Bei diesen Turbinen kann nur entweder das Laufrad oder das Leitrad reguliert werden.

- Rohrturbine

Die Rohrturbine ist eine Sonderform der → Kaplan-Turbine. Generator und Turbine sind in einem Gehäuse im wasserführenden Rohr untergebracht. Der Einsatzbereich von Rohrturbinen liegt hauptsächlich bei Überflutungskraftwerken und → Gezeitenkraftwerken.

Eine Weiterentwicklung der Rohrturbine durch die Firma Escher-Wyss ist die STRAFLO-Turbine (engl. Straight flow). Der Generator ist außerhalb des Strömungsrohres ringförmig

[970] Standardwerk z.B.: Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2005): Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

um das Rohr angebracht und mit den Schaufeln fest verbunden. Damit wird eine kompaktere Bauform erzielt.

- Francis-Turbine

Bei der von dem angloamerikanischen Ingenieur James B. Francis entwickelten Francis-Turbine – eine Weiterentwicklung der → Fourneyron-Turbine – Das Wasser strömt durch einen Leitapparat mit *verstellbaren* Schaufeln[971] auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrades. Die Wasserzufuhr erfolgt über ein schneckenförmig gekrümmtes Rohr, Spirale genannt. Die Turbinenleistung kann durch Regulierung des zuströmenden Wassers sowie die verstellbaren Schaufeln des Leitapparats den Erfordernissen angepasst werden. Das abgearbeitete Wasser fließt über das Saugrohr in der Verlängerung der Turbinenachse ab. Bei größeren Fallhöhen (z. B. Krafthaus Imst, Fallhöhe von 143,5 m) wird die Turbinenachse in der Regel vertikal eingebaut. Bei kleineren Anlagen, wie z. B. im Kraftwerk Heinfels, ist die Turbinenachse meist horizontal gelagert

Mit Fallhöhen zwischen 50 und 800 m bei großen Wassermengen haben sie einen großen Anwendungsbereich (größer als z. B. → Pelton-Turbinen). Das Teillastverhalten ist jedoch ungünstiger als bei anderen Turbinen, d. h. der Wirkungsgrad fällt bei sinkender Nennleistung stark ab.

- Durchströmturbinen

Im Gegensatz zu Überdruckturbinen werden Gleichdruck bzw. Durchströmturbinen nicht vollständig vom Wasser umströmt. Das aus einer bestimmten Fallhöhe auf das Laufrad treffende Wasser beschleunigt das Laufrad der Turbine. Dazu wird nur ein Teil der Turbine vom Wasser erfasst. Der durch die Fallhöhe entstehende Druck wird vollständig in Geschwindigkeit umgesetzt. Zu den Gleichdruckturbinen gehören neben der → Ossberger-Turbine die → Peltonturbine und die → Turgoturbine.

Die Durchströmturbine wird bei Fallhöhen von 1 bis 200 m mit geringem Volumenstrom (250 bis 13.000 l/s) eingesetzt. Somit besteht ein sehr weites Einsatzgebiet für diese Turbinenart. Aufgrund des relativ geringen Preises, des geringen Wartungsbedarfs bei robustem Aufbau und der guten Funktionsweise in Gewässern mit hohem Schwemmstoffanteil eigenen sich Durchströmturbinen besonders gut für Kleinwasserkraftwerke.

- Ossberger-Turbine

Es handelt sich um einen Turbinentyp, der aus einem gekapselten, oberschlächtigen, walzenförmigen Laufrad mit gekrümmten Schaufeln besteht. Das Wasser wird dem Laufrad über den Leitapparat zugeführt. Das einströmende Wasser wird so abgelenkt wird, dass es das Laufrad als rechteckiger Wasserstrahl quer durchströmt und dabei zweimal gegen die Schaufeln trifft. Kleinere Schwankungen der Wassermenge werden durch Verstellen der Strahlhöhe ausgeglichen, größere Schwankungen durch Verkleinerung der Strahlbreite. Das Abwasser wird dann durch ein Saugrohr geführt, wodurch ein Unterdruck entsteht, der den Wasserstrahl zusätzlich beschleunigt.

---

[971] Im Unterschied zur Kaplan-Turbine sind nur die Leitschaufeln des Leitapparates verstellbar, nicht die Schaufeln des Laufrades selber.

- Pelton-Turbine

Die moderne Ausführung der Pelton-Turbine erinnert vom Aussehen und physikalischen Prinzip an ein klassisches Stoßwasserrad. Auf dem Laufrad sitzen max. 40 becherförmige, in 2 Halbschalen gegliederte Schaufelblätter. Das Wasser wird hier als freier Strahl über Düsen tangential auf die Schaufeln (meist doppelte Becherreihe) geführt. In Abhängigkeit des Volumenstroms werden 1 bis 6 Nadeldüsen eingesetzt. Die Turbinenleistung kann über die Düsen gesteuert werden. Das Wasser erfährt auf den Schaufelblättern eine Ablenkung um fast 180° und gibt so Energie fast vollständig an die Turbine ab. Das Teillastverhalten ist sehr günstig, bereits bei ca. 30 % der Nennleistung wird der maximale spezifische Wirkungsgrad erreicht.

- Turgoturbine

Die Turgoturbine ist ein Beispiel für die Weiterentwicklung durch Kombination von Eigenschaften der unterschiedlichen Turbinentypen. Als Freistrahlturbine ist sie weniger empfindlich gegen sandhaltiges Wasser und großen Schwemmgutanfall. Bei stark schwankendem und verschmutztem Triebwasser ist sie deshalb anderen Turbinentypen vorzuziehen.

Sie wird hauptsächlich im Mittel- und Hochdruckbereich bei einer Fallhöhe zwischen 30 m und 300 m eingesetzt. Ähnlich wie die → Peltonturbine zeigt die Turgoturbine einen flachen Wirkungsverlauf und garantiert somit beste Teillastwirkungsgrade. Sie fügt sich ideal in den Grenzbereich zwischen Francis- bzw. Peltonturbine und Durchströmturbine ein. Hinsichtlich ihrer Schnelläufigkeit liegt sie zwischen der Francis- und der Peltonturbine. Sie ist überall dort einzusetzen, wo normalerweise mehrdüsige Pelton- oder langsamlaufende Francis-Turbinen eingesetzt werden. Zudem ermöglicht der Einsatz eines Strahlumlenkers beste Regulierungseigenschaften, auch bei sehr langen Rohrleitungen. Turgoturbinen haben eine Leistung von bis zu 5000 kW.

Wechselrichter (Umrichter)

Die Umrichtertechnik hatte mit der Erfindung des Gleichrichters 1902 schon vor über 100 Jahren ihre ersten Anfänge. Mit dem 1958 von General Electric erstmals vorgestellten steuerbaren Leistungs-Halbleiter begann der Aufstieg der heute marktbeherrschenden Leistungselektronik. Sie ermöglicht kontinuierlich drehzahlvariable Generatoren. Das kostet zwar 2-3% der Nennleistung, ermöglicht aber in Zusammenhang mit anderen Steuerungsparametern Wirkungsgradsteigerungen von 10-15%. Dadurch kann auf kostenintensive und oft anfällige Getriebe zwischen Generator und Turbine verzichtet werden. Wurden diese Frequenzumrichter bis Mitte der 1990er Jahre zunächst in kleineren Wasserkraftwerken eingesetzt, finden sie seitdem auch bei Modernisierungen oder Neubauten auch in größeren Wasserkraftanlagen ihre Anwendung.

Wechselrichter können auch als aktive Filter arbeiten und dadurch die Qualität des Netzstroms verbessern. Das heißt, wenn die Sinusform des Stroms »verbeult« ist, speisen die Wechselrichter in den Tälern etwas mehr Strom ein und holen aus den Spitzen die überschüssige Energie heraus. Wechselrichter können außerdem Blindstromkompensation liefern. Wechselrichter können im Falle eines Netzausfalles Netze aufbauen, das heißt eine Stromversorgungsfunktion übernehmen (wird in Kalifornien bei einfachen PV-Anlagen bereits angewandt).

Die Netzanbindung von → Photovoltaik-Anlagen oder → Windkraftanlagen ist ohne den Einsatz von Wechselrichtern nicht möglich, somit stellten Wechselrichter eine wesentliche

Voraussetzung für die Einbindung fluktuierend produzierende erneuerbare Energien in das Stromnetz dar.

Windkraftanlage

Der Begriff Windkraftanlage (WKA) ist die übliche Bezeichnung für alle Arten von Windenergiekonvertern. Alternativ dazu wird auch der Begriff Windenergieanlage (WEA) verwendet.

Allen Windkraftanlagen die Wandlung der kinetischen Energie der bewegten Luftmasse in mechanische Rotationsenergie gemeinsam. Hierbei können zwei unterschiedliche aerodynamische Prinzipien, Auftrieb oder Widerstand, genutzt werden. Widerstandsläufer haben bescheidene Wirkungsgrade und spielen für heutige technische Anwendungen keine Rolle. In der Gruppe der Auftriebsläufer ist das vorrangigste Unterscheidungsmerkmal die Ausrichtung der Rotorwelle (→ Horizontalachser; → Vertikalachser).

Vertikalachser

Als Vertikalachser werden Windkraftanlagen bezeichnet, deren Rotor sich um eine senkrecht gestellte Achse dreht. Ein bekanntes Beispiel ist der Darrieus-Rotor wurde von dem Franzosen George Darrieus erfunden und 1931 in den USA patentiert. Als Vorteil gegenüber → Horizontalachsern gilt, dass der Generator am Boden installiert werden kann. Als weiterer Vorteil gilt die Windrichtungsunabhängigkeit, die Rotoren benötigen keine Windrichtungsnachführung. Die Herstellung der kompliziert geformten Rotorblätter ist jedoch aufwändig. Dadurch, dass stets Teile des Rotors gegen den Wind laufen, ist die Leistungsfähigkeit, im Vergleich zu anderen Rotortypen, nur begrenzt steigerbar. Zwar können alle mechanischen und elektrischen Komponenten vom Boden aus gewartet werden, aber der Wind ist in Bodennähe schwächer und unstetiger. Nach wie vor haben Vertikalachser vergleichsweise hohe Material- und Herstellungskosten.

Windenergie-Erzeugungsmanagement

Beim Erzeugungsmanagement können → Windkraftanlagen in Starkwindzeiten gezielt vom zuständigen Netzbetreiber in ihrer Leistung gedrosselt bzw. abgeschaltet werden, wenn ansonsten das regionale aufnehmende Stromnetz überlastet würde.

Zündstrahlmotor

Der Zündstrahlmotor beruht auf dem Prinzip des 1897 von Rudolf Diesel entwickelten und daher nach ihm benannten Dieselmotors. Der Dieselmotor arbeitet in der Regel auch nach dem 4-Takt-Prinzip, im Unterschied zum Otto-Motor (→ Gasmotor) wird aber kein zündfähiges Gasgemisch verdichtet, sondern nur Luft. Für den Gasbetrieb muss der Motor daher modifiziert werden.

Der Zündstrahlmotor wird im internationalen Sprachgebrauch mit PING bezeichnet (Pilot Injection Natural Gas). Er wird auch Diesel-Gas-Motor genannt.

Der Dieselmotor komprimiert Frischluft, wodurch diese erhitzt wird. In den Brennraum wird Dieselkraftstoff eingespritzt, der in heißer Luft selbständig entzündet. Wird der Frischluft brennbares Gas beigemischt, entzündet sich das Gas durch die Flammausbreitung der Dieselflamme (Zündstrahl). Der Zündstrahlmotor verbrennt also gleichzeitig zwei Kraftstoffe. Die an Gas zur Verfügung gestellte Energie wird an Dieselkraftstoff eingespart. Der Zündöl-

anteil beträgt max. 10 % der zugeführten Brennstoffleistung und muss[972] ab 2009 Pflanzenöl sein. In kleineren Anlagen bis ca. 250 kW_{el} erreicht der Motor Wirkungsgrade von etwa 30 % bis max. 40 %.[973]

[972] Für die Einspritzung von Diesel- oder Heizöl konnte bei Neuanlagen ab dem 01.01.2007 auch Biodiesel oder Pflanzenöl verwendet werden.

[973] FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (Hrsg.) (2006): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Gülzow. http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/HR_Biogas.pdf (Abruf 05.07.2007).

B. Rechtsquellenverzeichnis

Energierecht

ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) vom 29.10.2007, BGBl. Teil I, S. 2529, geändert durch Art. 4 des Gesetzes vom 21.08.2009, BGBl. Teil I, S. 2870.

AusglMechV: Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17.07.2009, BGBl. I, Nr. 44, S. 2101.

BioSt-NachV-E: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV-E). Entwurf des BMU, Stand März 2009.

BioSt-NachV: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 26.07.2009, BGBl. I, Nr. 46, S. 2174.

BioKraftQuG: Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG) vom 18.12.2006; BGBl. I, Nr. 62, S. 3180.

BiomasseV: Biomasseverordnung (BiomasseV) vom 21.06.2001, BGBl. Teil I, S. 1234.

BTOElt: Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) vom 18.12.1989, BGBl. Teil I, S. 2255, zuletzt geändert durch Artikel 345 der 7. Zuständigkeitsanpassungs-Verordnung vom 29.10.2001, BGBl. Teil I, S. 2785.

EEG 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energie - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), in der Fassung vom 29.04.2000, BGBl. Teil I, S. 305.

EEG 2004: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energie - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), in der Neufassung vom 21.07.2004 , BGBl. Teil I, S. 1918.

EEG 2009: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), in der Neufassung vom 31.10.2008, BGBl. Teil I, S. 2074.

EEWärmeG: Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 07.08.2008, BGBl. Teil I, Nr. 36, ausgegeben zu Bonn am 18.01.2008.

EEWärmeG – Begründung: Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 07.08.2008. BGBl. Teil I, Nr. 36, ausgegeben zu Bonn am 18.08.2008, S. 1658.

EnEV: Energieeinsparverordnung (EnEV) vom 24.07.2007, BGBl. Teil I, S. 1519, geändert durch Verordnung vom 29.04.2009, BGBl. Teil I, S. 954.

EnLAG – Beschluss: Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes – Energieleitungsausbaugesetz – (EnLAG); Beschluss des Deutschen Bundestages vom 06.05.2009, Drucksache 16/12898.

EnLAG: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21.08.2009. BGBl. Teil I, Nr. 55, S. 2870.

EnWG 1998: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 24.04.1998, BGBl. Teil I, S. 730.

EnWG 2005: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 07.07.2005, BGBl. Teil I, S. 1970 (3621), zuletzt geändert durch Artikel 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26.03.2007, BGBl. Teil I, S. 358.

GasNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) vom 25.07.2005, BGBl. Teil I, S. 2197, zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 4 der Verordnung vom 17.10.2008, BGBl. Teil I, S. 2006.

GasNZV: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 25.07.2005, BGBl. Teil I, S. 2210, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08.04.2008, BGBl. Teil I, S. 693.

InfraStrPlanVBeschlG: Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG), vom 09.12.2006; BGBl. Teil I S. 2833.

KWKModG: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKModG) vom 19.03.2002, BGBl. Teil I, S. 1092, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 25.10.2008, BGBl. Teil I, S. 2101.

PV-Vorschaltgesetz: Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 22.12.2003; BGBl. Teil I, Nr. 68, ausgegeben zu Bonn am 31.12.2003.

SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 03.07.2009, BGBl. Teil I, Nr. 39, S. 1734.

StrEG 1991: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz - StrEG) vom 07.12.1990, BGBl. Teil I, S. 2633-2634.

StrEG 1994: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz - StrEG) vom 07.12.1990. BGBl. Teil I, S. 2633-2634, geändert durch Artikel 5 des Gesetzes zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Verstromung und zur Änderung des Atomgesetzes und des Stromeinspeisungsgesetzes vom 19.07.1994, BGBl. Teil I, S. 1618-1623.

Umwelt- und Baurecht

BauGB: Baugesetzbuch, geändert durch Art. 1 des Gesetzes zur Anpassung des Baugesetzbuchs an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau – EAG Bau) vom 24. 06.2004, BGBl. Teil I, S. 1359 ff., wirksam ab dem 20.07.2004.

BauROG: Gesetz zur Änderung des Baugesetzbuches und zur Neuregelung des Rechts der Raumordnung (Bau- und Raumordnungsgesetz 1998 - BauROG) vom 18.08.1997, BGBl. Teil I, vom 25.08.1997, S. 2081-2112.

BBergG: Bundesberggesetz (BBergG) vom 13.08.1980, BGBl. Teil I, S.1310, zuletzt geändert durch Gesetz vom 26.01.1998, BGBl. Teil I, S.164.

BImSchG: Bundesimmissionsschutzgesetz (Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge) in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002, BGBl. Teil I, S. 3830, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23.10.2007, BGBl. Teil I, S. 2470.

BNatSchG: Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz – BNatSchG). Vom 25.03.2002, BGBl. Teil I, S. 1193, zuletzt geändert am 21.06.2005, BGBl. Teil I, S. 1818.

EAG-Bau: Gesetz zur Anpassung des Baugesetzbuchs an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau - EAG-Bau) vom 24.06.2004, BGBl. Teil I, Nr. 31, S. 1359.

Gemeinsame Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, des Ministeriums Ländlicher Raum und des Wirtschaftsministeriums des Landes Baden-Württemberg zur gesamtökologischen Beurteilung der Wasserkraftnutzung; Kriterien für die Zulassung von Wasserkraftanlagen bis 1000 kW. Neufassung vom 30.12.2006, Az.: 51-8964.00.

GeROG: Gesetz zur Neufassung des Raumordnungsgesetzes und zur Änderung anderer Vorschriften (GeROG) vom 30.12.2008, BGBl. Teil I, Nr. 65, S. 2986.

ROG: Raumordnungsgesetz vom 18.08.1997, BGBl. Teil I, S. 2081, 2102, geändert durch Art. 2 des Gesetzes zur Anpassung des Baugesetzbuches an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau – EAG Bau) vom 24.06.2004, BGBl. Teil I, S. 1359, 1379.

SeeAnlV: Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung - SeeAnlV) vom 23.01.1997, BGBl. Teil I, S. 57, zuletzt geändert durch geändert durch die Erste Verordnung zur Änderung der Seeanlagenverordnung vom 15.07.2008, BGBl. Teil I, S. 1296.

UVPG 1990: Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie des Rates vom 27.06.1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (85/337/EWG) vom 12.02.1990, BGBl. Teil I, S. 205.

UVPG 2007: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 25.06.2005, BGBl. Teil I, S. 1757, 2797, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 23.10.2007, BGBl. Teil I, S. 2470.

UVP-V Bergbau: Bergbau - Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) vom 13.07.1990, BGBl. Teil I, S. 1420, geändert durch Verordnung vom 10.08.1998, BGBl. Teil I, S.2093.

WHG: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz – WHG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 19.08.2002, BGBl. Teil I, S. 3245, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 10.05.2007, BGBl. Teil I, S. 666

EU-Richtlinien und Urteile

Richtlinie 79/409/EWG des Rates vom 02.04.1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten. Geändert durch Verordnung 807/2003/EG des Rates vom 14.04.2003 (L 122 36 vom 16.05.2003).

Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (FFH-Richtlinie).

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23.10.2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik.

Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 27.10.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 16.12.2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.

Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 08.05.2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.

Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.06.2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie).

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.

Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 13.03.2001, Rechtssache C-379/98 Rechtsstreit PREUSSENELEKTRA AG gegen SCHLESWAG AG.

C. Ressortverzeichnis

Zur besseren Lesbarkeit werden im Text über den gesamten betrachteten Zeitverlauf dieselben gebräuchlichen Ressortbezeichnungen für verschiedene Bundesministerien verwendet. Folgende Liste enthält die genauen Bezeichnungen der Ministerien, die sich teils während der betrachteten Phasen geändert haben.

Ressortbezeichnung	Zeitraum	Bundesministerium
Bundesforschungs-ministerium (BMF)	1962-1969	Bundesministerium für wissenschaftliche Forschung (BMwF)[974]
	1969-1994	Bundesministerium für Bildung und Wissen-schaft (BMBW)[975]
	1994-1998	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF)
	seit 1998	Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
Bundeslandwirtschafts-ministerium (BML)	1949-2001	Bundesministerium für Ernährung, Landwirt-schaft und Forsten (BMELF)
	2001-2005	Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL)
	seit 2005	Bundesministerium für Ernährung, Landwirt-schaft und Verbraucherschutz (BMELV)
Bundesumwelt-ministerium (BMU)	seit 1986	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Bundesverkehrs-ministerium (BMV[976]) / Bundesbauministerium (BMBau[977])	1949-1998 / 1949-1998	Bundesministerium für Verkehr / Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (BMBau)[978]
	seit 1998	Zusammenlegung beider Ministerien zu: Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBW)
	seit 2005	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

[974] Das BMwF hatte seinen Ursprung im 1955 gegründeten Bundesministerium für Atomfragen (BMAt).

[975] 1972 wurde das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) gegründet, welches 1994 mit dem BMWB zum BMBFT zusammengelegt wurde.

[976] Auch als Abkürzung für das Verkehrsressort im jeweils unterschiedlich bezeichneten Ministerium.

[977] Auch als Abkürzung für das Bauressort im jeweils unterschiedlich bezeichneten Ministerium.

[978] Das BMBau hieß von 1949-1961 „Bundesministerium für Wohnungsbau“, dann „Bundesministerium für Wohnungswesen, Städtebau und Raumordnung“, ab 1965 „Bundesministerium für Wohnungswesen und Städtebau“ sowie von 1969 bis 1972 „Bundesministerium für Städtebau und Wohnungswesen“.

Ressortbezeichnung	Zeitraum	Bundesministerium
Bundeswirtschafts-ministerium (BMWi)	1949-1998	Bundesministerium für Wirtschaft
	1998-2002	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
	2002-2005	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)
	seit 2005	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

D. Interviewpartner

Asbeck, Frank	Interview mit Frank Asbeck, Geschäftsführer der Solarworld AG, am 02.04.2008.
Aulich, Hubert	Interview mit Dr. Hubert Aulich, Geschäftsführer der PV Crystalox Solar AG Erfurt und Bitterfeld, am 22.04.2008.
Broßmann, Egbert	Interview mit Egbert Broßmann, Vattenfall, am 28.11.2008.
Bußmann, Werner	Interview mit Werner Bußmann, Geothermische Vereinigung, am 26.09.2007.
Cramer, Günter	Interview mit Günther Cramer, Vorstand der SMA Technologie AG, am 06.05.2008.
Döhler, Helmut	Telefoninterview mit Helmut Döhler, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Teamleiter Biogas, am 10.12.2008.
Dürrschmidt, Wolfhart	Interview mit Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Referatsleiter KI III 1 im Bundesumweltministerium, am 02.10.2007.
Eisenbeiß, Gerd	Telefoninterview mit Dr. Gerd Eisenbeiß, ehem. Referatsleiter im Bundesforschungsministerium, am 23.11. 2007.
Fabeck, Wolf	E-Mail-Befragung von Wolf v. Fabeck, Gründer des Solarenergie-Fördervereins Deutschland e.V. (SFV), am 14.11.2007.
Fangmeier, Eckhard	Interview mit Eckhard Fangmeier, Vorstand und Sprecher der Bioenergiedorf Jühnde eG, am 18.4.2008.
Fell, Hans-Josef	Interview mit Hans-Josef Fell, Energiepolitischer Sprecher der Fraktion Bündnis 90/Die GRÜNEN im Bundestag, am 15.11.2007.
Hauthal, Thomas	Telefoninterview mit Dr. Thomas Hauthal; Geschäftsführer der Biogas Union e. V., am 19.05.2008.
Heimerl, Stefan	Telefoninterview mit Dr. Stefan Heimerl, Buchautor und heute Leiter der Abteilung „Renewable Energies & Environment“ bei Fichtner GmbH & Co KG, am 28.01.2009.
Hinrichs-Rahlwes, Rainer	Interview mit Rainer Hinrichs-Rahlwes, von 1998 bis 2005 Abteilungsleiter im BMU; BEE-Vorstandsmitglied und Berater für europäische und internationale Politik, am 11.10.2007.
Hinsch, Thomas	Interview mit Thomas Hinsch, ehem. Referent im Bundesumweltministerium (BMU), Energiepolitischer Referent des AK Umwelt/Energie der SPD-Fraktion im Bundestag, am 7.1.2009.
Holz, Gerrit	Interview mit Gerrit Holz, Geschäftsführender Gesellschafter und Vorstandsvorsitzender der BIOGAS NORD GmbH, am 28.04.2008.
Justinger, Gerhard	Interview mit Dr. Gerhard Justinger, ehem Referent im Referat Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe im BMELF; derzeit Referent im Waldbaureferat des BMELV, am 02.09.2008 und telefonische Auskünfte vom 07.10.2008.

Kaiser, Reinhard	Interview mit Reinhard Kaiser, Leiter der Unterabteilung KI III Erneuerbare Energien im Bundesumweltministerium, am 09.10.2007.
Kaupmann, Martin	Interview mit Martin Kaupmann; Scope Analysis GmbH, Berlin; am 25.05.2005.
Kegel, Ulrich	Interview mit Ulrich Kegel, Leiter der Abteilung Regionalplanung im Zweckverband Großraum Braunschweig am 16.09.2005.
Linke, Bernd	Interview mit Prof. Dr. agr. habil. Dipl.-Ing. Bernd Linke, Abteilungsleiter Bioverfahrenstechnik, Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V. am 03.04.2008.
Lönker, Oliver	Interview mit Oliver Lönker, Redakteur der Zeitschrift „neue energie. Das Magazin für Erneuerbare Energien“, am 09.03.2006.
Luther, Joachim	Interview mit Prof. Dr. Joachim Luther, ehem. Leiter des Fraunhofer ISE in Freiburg (künftig Leiter des Solar Energy Research Institute of Singapore SERIS), Mitglied der Expertenkommission Forschung und Innovation der Bundesregierung, am 19.03.2008.
Molly, Jens P.	Interview mit Jens Peter Molly, Leiter des Deutschen Windenergie-Instituts, am 11.10.2005.
Müller, Ruben	Interview mit Ruben Müller, Ecologic - Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik, Berater zum EEWärmeG im Auftrag des BMU; am 09.01.2009
Nitsch, Joachim	Interview mit Dr. Joachim Nitsch, bis 2005 Leiter der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR; seit 2006 Berater und Gutachter für innovative Energiesysteme, am 30.10.2007.
Ohlhoff, Jürgen	Interview mit Dr. Jürgen Ohlhoff, RL Energetische / stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe im BMELV, am 16.11.2007.
Pirch-Masloch, Claudia	Interview mit Claudia Pirch-Masloch, Vorstand des Solarvereins Berlin-Brandenburg e.V., am 08.04.2008.
Rech, Bernd	Interview mit Prof. Dr. Bernd Rech, Hahn-Meitner-Institut Berlin, Leiter der Abteilung Silizium-PV, am 29.04.2008.
Richter, Jörg	Telefon. Interview mit Jörg Richter, Vorsitzender des Verbandes der Wasserkraftwerksbetreiber Sachsen und Sachsen-Anhalt e.V., am 16.12.2008.
Sanner, Burkhard	Telefoninterview mit Burkhard Sanner, Präsident des European Geothermal Energy Council (EGEC), 1992 bis 2006 Vorsitz des Bundesverbandes Geothermie, Vorstand des European Regional Branch der International Geothermal Association IGA, am 24.07.2008
Schiel, Johannes	Interview mit Johannes Schiel, Mitarbeiter des Verbandes Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), am 06.09.2005.
Schock, Hans-Werner	Interview mit Prof. Dr. Hans-Werner Schock, Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie, am 27.09.2007.

Schütte, Andreas	Interview mit Dr. Andreas Schütte, Geschäftsführer der FNR, am 06.03.2008.
Seidler, Dieter	Interview mit Dieter Seidler, Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz Brandenburg, Ref. 53, am 07.07.2005.
Thom, Siegfried	Interview mit Siegfried Thom, Zweckverband Großraum Braunschweig, Abteilung Regionalplanung, am 16.09.2005.
Twele, Jochen	Auskünfte und Kommentierungen im Rahmen einer Projektzusammenarbeit zur Innovationsbiographie der Windenergie.
v. Nicolai, Helmuth	Interview mit Helmuth. v. Nicolai, Referatsleiter im Ministerium für Arbeit, Bauen und Landesplanung Mecklenburg-Vorpommern, Abt. 4 Raumordnung und Landesplanung, am 28.09.2005.
Vahrenholt, Fritz	Interview mit Dr. Fritz Vahrenholt, Geschäftsführer Repower-Systems, am 02.09.2005.
Voigt, Wilfried	Interview mit Wilfried Voigt, ehem. Staatssekretär im Umweltministerium des Landes Schleswig-Holstein, am 22.9.2005.
Weiland, Peter	Interview mit Prof. Dr. Peter Weiland, Institutsleiter am vTI, am 19.02.2008.

E. Vergütungssatztabellen

Tabelle E-1: Vergütungen für erneuerbare Energien für StrEG 1990 bis EEG 2009

		StrEG 1990	StrEG 1994	StrEG 1998	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009
Wasserkraft	**Höchstgrenze**	5MW	5MW	5MW	5MW	150MW	-
	Vergütung (in Ct/KWh)	≤ 500 kW, 75% des Durchschnittserlöses/kWh > 500kW 75% für Anteil des Stroms 500kW/Leistung der Anlage, Rest mit 65% der Durchschnittserlöse	≤ 500 kW, 80% > 500kW 1. Teil 80% Rest mit 65%	≤ 500 kW, 80% > 500kW 1. Teil 80% Rest mit 65%	≤ 500 kW, 7,67 Ct > 500 kW: 1. Teil 7,67 Ct, Rest mit 6,65 Ct[2]	≤ 500 kW, 9,67 Ct ≤ 5MW, 6,65 Ct für modernisierte Anlagen > 5MW und ≤ 150 MW und Leistungserhöhung von ≤ 500 kW, 7,67 Ct ≤ 10 MW, 6,65 Ct ≤ 20 MW, 6,10 Ct ≤ 50 MW, 4,56 Ct > 50 MW, 3,70 Ct	Bei Anlagen ≤ 5MW: ≤ 500 kW, 12,67 Ct ≤ 2MW, 8,65 Ct ≤ 5MW, 7,65 Ct Bei modernisierten Anlagen ≤ 5MW, (nach Dezember 2008 modernisiert): ≤ 500 kW, 11,67 Ct ≤ 5MW, 8,65 Ct Bei Anlagen > 5MW: anteilige Vergütung[1] ≤ 500 kW, 7,29 Ct ≤ 10MW, 6,32 Ct ≤ 20MW, 5,8 Ct ≤ 50MW, 4,34 Ct > 50MW, 3,5 Ct Modernisierte Anlagen > 5MW: anteilige Vergütung des Stroms aus Leistungserhöhung s.o.
	Zeitraum	-	-	-	-	≤5 MW: 30 Jahre >5 und ≤ 150 MW: 15 Jahre	≤5 MW: 20 Jahre, + Jahr der Modernisierung >5 MW: 15 Jahre
	Degression	-	-	-	-	1% f. Anlagen > 5MW ab 2005	1% für Anlagen > 5MW ab 2010
Deponie-, Klär- und Grubengas (Grubengas erst im EEG)	**Höchstgrenze**	5MW	5MW	5MW	5MW (nicht Grubengas)	5MW (Deponie- und Klärgas)	5MW (Deponie- und Klärgas)
	Vergütung (in Ct/KWh)	≤ 500 kW, 75% des Durchschnittserlöses/kWh > 500kW 75% für Anteil des Stroms 500kW/Leistung der Anlage, Rest mit 65% der Durchschnittserlöse	≤ 500 kW 80% > 500kW 1. Teil 80% Rest mit 65%	≤ 500 kW 80% > 500kW 1. Teil 80% Rest mit 65%	Alle: ≤ 500 kW, 7,67 Ct > 500 kW: 1. Teil 7,67 Ct, Rest mit 6,65 Ct[2]	Alle: ≤ 500 kW, 7,67 Ct ≤ 5 MW, 6,65 Ct Grubengas: > 5MW, 6,65 Ct	Deponiegas: ≤ 500 kW, 9,0 Ct ≤ 5 MW, 6,16 Ct Klärgas: ≤ 500 kW, 7,11 Ct ≤ 5 MW, 6,16 Ct Grubengas: ≤ 1 MW, 7,16 Ct ≤ 5 MW, 5,16 Ct > 5MW, 4,16 Ct
	Bonus	-	-	-	-	**Technologiebonus:** 2,0 Ct	**Technologiebonus** (bes. Gasaufbereitung, Brennstoffzellen, Gasturbinen, ORC etc.)≤ 5 MW: 2 Ct
	Zeitraum	-	-	-	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
	Degression	-	-	-	-	1,5% ab 2005	1,5% ab 2010

		StrEG 1990	StrEG 1994	StrEG 1998	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009
Geothermie	**Höchstgrenze**	-	-	-	20 MW	20 MW	-
	Vergütung (in Ct/KWh)	-	-	-	≤ 20MW, 8,95Ct > 20MW, 7,16 Ct[2]	≤ 5MW, 15,00 Ct ≤ 10MW, 14,00 Ct ≤ 20MW, 8,95 Ct > 20MW, 7,16 Ct	≤ 10MW, 16,00 Ct > 10MW, 10,5 Ct Inbetriebnahme vor 2016 Erhöhung um 4 Ct
	Bonus						**Wärmenutzungsbonus** für Anlagen ≤ 10MW: 3,0 Ct **Technologiebonus**: bei Nutzung petrothermaler Techniken: 4,0 Ct
	Zeitraum	-	-	-	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
	Degression	-	-	-	-	1% ab 2010	1% ab 2010
Biomasse	**Höchstgrenze**	keine	5 MW	5 MW	20 MW	20 MW	20MW
	Vergütung (in Ct/KWh)	75% der Durchschnittserlöse	80%	80%	≤ 500kW, 10,23 Ct ≤ 5 MW, 9,21 Ct > 5MW, 8,7 Ct[2]	≤ 150kW, 11,5 Ct ≤ 500kW, 9,9 Ct ≤ 5 MW, 8,9 Ct > 5MW, 8,4 Ct Bei Altholzeinsatz: 3,9 Ct	≤ 150kW, 11,67 Ct ≤ 500kW, 9,18 Ct ≤ 5 MW, 8,25 Ct ≤ 20MW, 7,79 Ct (gilt nur bei KWK)
	Bonus	-	-	-	-	**NaWaRo Bonus:** ≤ 500kW, 6,0 Ct ≤ 5 MW, 4,0 Ct Bei Holz ≤ 5 MW, 2,5 Ct KWK Bonus: 2,0 Ct Technologiebonus: ≤ 5MW, 2,0 Ct	**NaWaRo Bonus:** ≤ 150kW, Biomasse: 6 Ct, Biogas: 7Ct (≥ 30% Gülle +4 Ct, überwiegend Landschaftspflegematerial +2 Ct) ≤ 500kW, feste Biomasse, gasförmige Biomasse (ohne Biogas): 6 Ct Biogas: 7 Ct (≥ 30% Gülle +1 Ct, überwiegend Landschaftspflegematerial +2 Ct) ≤ 5 MW, feste Biomasse, gasförmige Biomasse: 4 Ct Holzverbrennung:2,5 Ct,Holzverbrennung aus Kurzumtriebsplantagen/Landschaftspflege-material: 4 Ct **KWK Bonus**: 3,0 Ct **Technologiebonus**: ≤ 5MW, Innovative Anlagentechnik: 2,0 Ct Gasaufbereitung: ≤ 350 Nm³/h: 2,0 t ≤ 700 Nm³/h: 1,0 t
	Zeitraum	-	-	-	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
	Degression	-	-	-	1% ab 2002	1,5% ab 2005	1% ab 2010

		StrEG 1990	StrEG 1994	StrEG 1998	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009
Windkraft	**Höchstgrenze**	-	-	-	-	-	-
	Vergütung (in Ct/KWh)	90% der Durchschnittserlöse	90%	90%	**Onshore:** Anfangsvergütung (5 Jahre): 9,10 Ct Danach 6,19 Ct (bei 150% Referenzertrag) Ansonsten Fristverlängerung von 2 Monaten je 0,75% Referenz-ertrag um den der Ertrag der Anlage geringer ist als 150% des Referenzertrages. **Offshore:** Anlagen bis Ende 2006: 9 Jahre 9,1 Ct, 9 Jahre 6,19 Ct	**Onshore:** Anfangsvergütung (5 Jahre): 8,7 Ct Danach 5,5 Ct (bei 150% Referenzertrag) Ansonsten s. EEG 2000 **Repowering**: alte Anlagen ersetzen und die inst. Leistung mind. um das Dreifache erhöhen: Frist-verlängerung: 2 Monate je 0,6% Referenzertrag, um den ihr Ertrag 150% des Referenz-ertrags unterschreitet. **Offshore**: Anlagen bis Ende 2010: 12 Jahre 9,10 Ct, danach 6,19 Ct. Fristverlängerung: Anlagen, die mind. 12 sm entfernt und mind. 20m tief errichtet sind: 0,5 Monate je zusätzliche volle Seemeile Entfernung und 1,7 Monate je zusätzlicher voller Meter Wassertiefe.	**Onshore:** Anfangsvergütung (5 Jahre): 9,2 Ct Danach 5,02 Ct Ansonsten s. EEG 2000 **Repowering:** mind. 10 Jahre nach ersetzten Anlagen in Betrieb, Leistung mind. um das Zweifache max. um das Fünffache erhöhen: Die Anfangsvergütung erhöht sich um 0,5 Ct **Offshore**: Anfangsvergütung (12 Jahre): 13 Ct, Anlagen bis Ende 2015 errichtet: 15 Ct, danach 3,5 Ct Fristverlängerung: s. EEG 2004
	Bonus						**Systemdienstleistungs-Bonus**: +0,5 Ct Anfangsvergütung für Onshore-Anlagen die vor 2014 in Betrieb gehen und technische Anforderungen erfüllen
	Rahmen-bedingungen	-	-	-	-	Nachweispflicht des Betreibers, dass mindestens 60% des Referenzertrages erzielt werden können, keine Vergütung für neue Anlagen in Naturschutzgebieten	keine Vergütung für neue Anlagen in Naturschutzgebieten
	Zeitraum	-	-	-	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
	Degression				1,5 % ab 2002	Onshore: 2% ab 2005 Offshore: 2 % ab 2008	Onshore: 1% ab 2010 Offshore: 5% ab 2015

		StrEG 1990	StrEG 1994	StrEG 1998	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009
Solarenergie	**Höchstgrenze**	-	-	-	-	-	-
	Vergütung (in Ct/KWh)	90% des Durchschnittserlöses/kWh	90%	90%	Grundvergütung: 45,7 Ct Anlagen an oder auf Gebäuden zusätzlich: ≤ 30 kW, 11,7 Ct > 30 kW, 8,9 Ct > 100 kW, 8,3 Ct[2] Bei integrierten Fassadenanlagen zusätzlich : 5,0 Ct	Grundvergütung: 45,7 Ct Anlagen an oder auf Gebäuden zusätzlich: ≤ 30 kW, 11,7 Ct > 30 kW, 8,9 Ct > 100 kW, 8,3 Ct Bei integrierten Fassadenanlagen zusätzlich : 5,0 Ct	**Freiflächenanlagen**: 31,94 Ct **Anlagen an Gebäuden**: ≤ 30 kW, 43,01 Ct (Bei Selbstnutzung 25,01 Ct) ≤ 100 kW, 40,91 Ct ≤ 1 MW, 39,58 Ct > 1 MW 33 Ct
	Rahmenbedingungen				Anlagen auf Freiflächen nur wenn ökologisch vertretbar	Anlagen auf Freiflächen nur wenn ökologisch vertretbar	
	Zeitraum	-	-	-	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
	Degression				5% 2005	Anlagen an Gebäuden: 5% ab 2005 Freistehende Anlagen: 6,5% ab 2006	**Anlagen an Gebäuden**: ≤ 100 kW 8% 2010, 9% ab 2011 > 100 kW 10% 2010, 9% ab 2011 Freistehende Anlagen: 10% 2010, 9% 2011 Die Degression erhöht sich um jeweils 1% für das folgende Jahr, wenn die zugebaute Leistung 2009 > 1500 MW 2010 > 1700 MW 2011 > 1900 MW Die Degression verringert sich um jeweils 1% für das folgende Jahr, wenn die zugebaute Leistung 2009 < 1000 MW 2010 < 1100 MW 2011 < 1200 MW

[1] Wasserkraftwerke > 5MW dürfen nur dort neu gebaut werden, wo schon eine Staustufe oder Wehranlage bestand bzw. wenn keine durchgehende Querverbindung errichtet wird (EEG 2009 §23 (5), (6)).

[2] Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 500 Kilowatt gilt [die höchste Mindestvergütung] nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis von 500 Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht (EEG 2000 § 4 Satz 2 erster Halbsatz). Diese Staffelung galt im EEG 2000 für alle Energieträger außer der Windkraft entsprechend.

In den letzten 20 Jahren konnten zuvor nicht für möglich gehaltene Wachstumsquoten in den Branchen der erneuerbaren Energien im Stromsektor umgesetzt werden. Das Forschungsprojekt „Innovationsbiographie der erneuerbaren Energien“ untersuchte in einer Querschnittsbetrachtung rückblickend die Innovationsverläufe der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung: Biogasverstromung, Photovoltaik, Windenergie, Tiefengeothermie und Wasserkraft. Die nun vorliegende Studie gibt Aufschluss darüber, welche zentralen Einflussfaktoren und Akteure auf den Innovationsprozess der erneuerbaren Energien fördernd – oder auch hemmend – einwirkten.

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens beleuchten die Vielschichtigkeit und das Auf und Ab von Innovationsverläufen der erneuerbaren Energien. Die Erfolge sind Ergebnis einer Koordinationsleistung staatlicher, privater und gesellschaftlicher Akteure. Auch übergeordnete Rahmenbedingungen, technische Voraussetzungen oder gesellschaftliche Einflüsse spielten im Sektor der erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle. Auf Seiten der Politik ist daher systemisches Denken und Handeln gefragt. Nur dann können Wirkungszusammenhänge zwischen den unterschiedlicher Einflussfaktoren erkannt, interpretiert und durch adäquate Maßnahmen politisch gesteuert werden.

ISBN: 978-3-7983-2201-1 [Online-Version]