

Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt

**Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender
Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-
Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im
Strom- und Wärmebereich
- Arbeitspaket 1 -**

Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Projektpartner:

Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach,
Mario Ragwitz
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe

Ulrike Lehr
Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), Osnabrück

Juri Horst, Uwe Leprich
Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken

Jochen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn,
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Berlin

Veröffentlichung: März 2010

Berichtszeitraum: Januar 2009 bis Dez. 2009

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Kurzfassung: Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	1
1.1	Differenzkosten im Strombereich	3
1.2	Differenzkosten im Wärmebereich	4
1.3	Kosten für Netz, Ausgleichs- und Regelenergie	5
1.4	Ausbau von Wärmenetzen	7
1.5	Transaktionskosten	8
1.6	Vermiedene Umweltschäden	9
1.7	Merit-Order-Effekt	10
1.8	Öffentliche und private Fördermittel	11
1.9	Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien	13
1.10	Besondere Ausgleichsregelung	15
1.11	Umsatz und Beschäftigungseffekte	16
1.12	Vermiedene Energieimporte	18
1.13	Energiepreis-BIP-Effekt	19
1.14	Portfolio-Effekt und Ausbau Erneuerbarer Energien	20
1.15	Bilanzierung der einzelnen Effekte	21
2	Einleitung	24
2.1	Aufgabenstellung und Zielsetzung des Berichts	24
2.2	Vorgehensweise	25
2.3	Aufbau des Berichts	28
2.4	Referenzen	28
3	Direkte Kosten	29

3.1	Differenzkosten im Strombereich	29
3.1.1	Methodischer Überblick.....	29
3.1.2	Systemanalytische Differenzkosten.....	31
3.1.3	Ermittlung der Differenzkosten nach EEG	33
3.1.4	Fazit.....	40
3.1.5	Literatur.....	41
3.2	Differenzkosten im Wärmebereich	42
3.2.1	Differenzkostenansatz im Förderbereich BAFA.....	46
3.2.2	Differenzkosten im MAP-Förderbereich KfW	55
3.2.3	Gesamte Differenzkosten im Wärmebereich	59
3.2.4	Fazit für den Wärmebereich	67
3.2.5	Literatur/Referenzen	70
4	Indirekte Kosten	74
4.1	Ausgleichs- und Regelenergiekosten im Strombereich	74
4.1.1	Kostenangaben der Bundesnetzagentur	75
4.1.2	Kostenschätzung für Prognosefehlerausgleich.....	75
4.1.3	Kostenabschätzung zur Windreserve	80
4.1.4	Kostenschätzung zur Banderstellung	81
4.1.5	Fazit.....	82
4.1.6	Literatur.....	83
4.2	Ausbaukosten des Stromnetzes.....	84
4.2.1	Kostenermittlung und Diskussion der Vor- und Nachteile	85
4.2.2	Diskussion der Ergebnisse der DENA-Netzstudie	89
4.2.3	Netzausbauprojekte	90
4.2.4	Literatur.....	92
4.3	Kosten beim Ausbau von Wärmenetzen	93
4.3.1	Einleitung	93
4.3.2	Preisentwicklung bei Wärmenetzen	93
4.3.3	Wärmenetze im Rahmen der MAP-Förderung	96
4.3.4	Kompensation anderer Energieträger durch den Ausbau von EE-Wärmenetzen.....	102

4.3.5	Einordnung von Fördermitteln bei der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen.....	104
4.3.6	Fazit	104
4.4	Transaktionskosten	106
4.4.1	Definition von Transaktionskosten	106
4.4.2	Transaktionskosten entlang des Wälzungsmechanismus des EEG.....	107
4.4.3	Transaktionskosten für erneuerbare Wärme.....	118
4.4.4	Fazit	119
4.4.5	Literatur	120
5	Vermiedene Umweltschäden durch verringerte Emissionen	123
5.1	Zielsetzung, theoretischer Hintergrund und Vorgehensweise	123
5.1.1	Zielsetzung, theoretischer Hintergrund und Rahmenbedingungen	123
5.1.2	Vorgehensweise	124
5.2	Diskussion ausgewählter Arbeiten zu Umweltwirkungen und externen Kosten	126
5.2.1	Meta-Studie zu externen Kosten der Stromversorgung – Krewitt et al.....	127
5.2.2	New Energy Externalities Developments for Sustainability – EU-Projekt NEEDS.....	129
5.2.3	Emissionsbilanz des UBA.....	136
5.2.4	Gegenüberstellung der betrachteten Arbeiten	139
5.3	Umwelteffekte der Strom- und Wärmeerzeugung	141
5.3.1	Kostenansätze für Treibhausgasemissionen	141
5.3.2	Berechnung vermiedener Umweltschäden	146
5.4	Vermiedene Umweltschäden im Kontext zu anderen Wirkungen und Maßnahmen.....	148
5.4.1	Berücksichtigung der Zielsetzung des EEG bei der Emissionszuteilung.....	150
5.4.2	Umwelteffekte in der Zusammenschau – Internalisierung in anderen Analysebereichen	153

5.5	Fazit/Beurteilung des bisherigen Ansatzes.....	153
5.6	Literatur/Referenzen	155
6	Preis- und Verteilungswirkungen.....	160
6.1	Merit-Order-Effekt	160
6.1.1	Grundlagen des Merit-Order-Effektes.....	160
6.1.2	Modellbeschreibung	162
6.1.3	Modellkalibrierung	164
6.1.4	Verfahren zur Bestimmung der alternativen Kraftwerksleistung.....	169
6.1.5	Berechnung des Merit-Order-Effektes	171
6.1.6	Kritische Diskussion und Literaturvergleich	172
6.1.7	Fazit.....	175
6.2	Öffentliche und private Fördermittel	176
6.2.1	Einleitung	176
6.2.2	Fördermittel des Bundes	176
6.2.3	Fördermittel der Bundesländer	186
6.2.4	Fördermittel der Europäischen Gemeinschaften	189
6.2.5	Fördermittel der Gemeinden	192
6.2.6	Private Fördermittel.....	192
6.2.7	Einordnung von Fördermitteln bei der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen	193
6.2.8	Fazit	194
6.2.9	Literatur.....	196
6.3	Besteuerung von Strom	201
6.3.1	Einleitung	201
6.3.2	Stromsteuer als Teil der Ökologischen Steuerreform	202
6.3.3	Aufkommen der Stromsteuer und Steuermindereinnahmen	203
6.3.4	Aufkommen der Stromsteuer auf Strom aus Erneuerbaren Energien	204
6.3.5	Charakterisierung der Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien.....	207
6.3.6	Perspektiven einer Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer	208

6.3.7	Fazit	210
6.3.8	Literatur	211
6.4	Besondere Ausgleichsregelung	212
6.4.1	Funktionsweise der besonderen Ausgleichsregelung	212
6.4.2	Abschätzung der bisherigen Auswirkungen auf stromintensive Industrie und übrige Endverbraucher.....	214
7	Umsatz und Beschäftigung.....	217
7.1	Einleitung	217
7.2	Beschäftigung – Ansätze und Berechnungsmethoden.....	218
7.3	Beschäftigungsrelevanter Umsatz	221
7.3.1	Neuanlagen	221
7.3.2	Betrieb und Wartung.....	222
7.3.3	Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen.....	222
7.4	Beschäftigung.....	223
7.5	Problematik der Aufteilung der Beschäftigten auf den Strom- und Wärmebereich und Vorschläge für das weitere Vorgehen	224
7.6	Literatur	225
8	Weitere Effekte.....	227
8.1	Vermiedene Energieimporte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien und Energiesicherheit.....	227
8.1.1	Einleitung	227
8.1.2	Verringerung der Energieimporte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien	229
8.1.3	Bedeutung vermiedener Energieimporte für die Energieversorgungssicherheit	231
8.1.4	Literatur	236
8.2	Energiepreis-BIP-Effekt	237
8.2.1	Einleitung	237
8.2.2	Energiepreis-BIP-Effekt und Ausbau Erneuerbarer Energien.....	238
8.2.3	Schätzung des Energiepreis-BIP-Effektes für Deutschland	238

8.2.4	Fazit	241
8.2.5	Literatur.....	241
8.3	Portfolioeffekt und Ausbau Erneuerbarer Energien	242
8.3.1	Beispiel 1: Analyse der Stromerzeugung in der EU	243
8.3.2	Beispiel 2: Analyse des Kraftwerksparks von E.ON.....	245
8.3.3	Fazit	245
8.3.4	Literatur.....	246
9	Zusammenfassung und Bilanzierungsansatz	247
9.1	Aufgabenstellung und Zielsetzung	247
9.2	Methodisches Vorgehen	247
9.3	Charakterisierung der Analysebereiche.....	250
9.4	Zusammenschau der Effekte	259
10	Weiterer Forschungsbedarf.....	262
10.1	Bewertung vorliegender Ansätze und Vorschläge für weitere Analysen	262
10.2	Weiteres Vorgehen	267

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1-1: Vergleich von MAP-Differenzkosten mit gesamten Differenzkosten (2008 ohne KfW).....	4
Abbildung 1-2: Entwicklung von Tilgungszuschuss und Investitionen in Wärmenetze sowie die sich daraus ergebende Förderquote auf Basis der unterstellten Annahmen	7
Abbildung 1-3: Entwicklung der Stromsteuer auf EE-Strom.....	13
Abbildung 1-4: Entwicklung der zusätzlichen von nicht privilegierten Stromendabnehmern abzunehmenden Kosten aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung, dargestellt für die Sektoren öffentl. Einrichtungen, private Haushalte und übrige Industrie, Handel und Gewerbe seit 2004	15
Abbildung 2-1: Übersicht über das Einteilungsschema nach Wirkungskategorien, -typen, Analysebereichen und Gegenständen der Analyse	27
Abbildung 3-1: Entwicklung der gehandelten Mengen an der EEX.....	34
Abbildung 3-2: Phelix Base Year Future (Euro/MWh) (CAL-08) an der EEX. Die horizontale Achse zeigt den Zeitraum von 2005 bis zum Ende der Handelsperiode 12/2007(EEX, eigene Grafik, GWS).	35
Abbildung 3-3: Vergleich der verschiedenen Ansätze für die Strombezugskosten 2008	37
Abbildung 3-4: Gesamte Differenzkosten im Wärmebereich nach eigenem Ansatz und Leitstudie (Nitsch 2008; eigene Berechnung).....	43
Abbildung 3-5: Berechnungsmethodik der Differenzkosten im Wärmebereich auf Basis von Anlagen, die durch das MAP gefördert werden	44
Abbildung 3-6: Reale Energiepreise mit Basis (2005).....	50
Abbildung 3-7: Jährliche Differenzkosten und Anzahl der im MAP (Teil BAFA) geförderten Anlagen bis 2008	54
Abbildung 3-8: Differenzkosten nach Kostenarten.....	55
Abbildung 3-9: Wärmebereitstellungskosten Referenztechnologien im MAP-Teil KfW	57

Abbildung 3-10:	Jährliche Differenzkosten der MAP geförderten Technologien durch die KfW	59
Abbildung 3-11:	Gesamte Differenzkosten der Wärmebereitstellung, basierend auf MAP-Ansatz.....	61
Abbildung 3-12:	Gesamte Differenzkosten durch die Nutzung von Biomasse im Wärmebereich	63
Abbildung 3-13:	Gesamte Differenzkosten durch die Nutzung solarer Wärme	65
Abbildung 3-14:	Gesamte Differenzkosten bei Nutzung von Umwelt- und Erdwärme	66
Abbildung 3-15:	Vergleich von Differenzkosten MAP-geförderter Anlagen mit gesamten Differenzkosten und gesamten Differenzkosten nach Technologien	69
Abbildung 4-1:	Mittlere Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit des Regelzonensaldos für die vier Übertragungsnetzbetreiber 2007.....	77
Abbildung 4-2:	Entwicklung des Windprognosefehlers in den vier Regelzonen sowie für Deutschland insgesamt.....	78
Abbildung 4-3:	Mittlerer relativer Marktwert der Windeinspeisung für verschiedene Windparks und die gesamte Windeinspeisung in Deutschland	82
Abbildung 4-4:	Netzverstärkungsmaßnahmen bei 22,4 GW installierter Windleistung.....	87
Abbildung 4-5:	Spanne der Verlegekosten in Abhängigkeit der Verrohrung und Verlegeart (in Anlehnung an Fraunhofer UMSICHT 1998).....	95
Abbildung 4-6:	Kosten je Trassenmeter einiger realer Projekte sowie Fallstudien des AGFW (in Anlehnung an Fraunhofer UMSICHT 1998).....	96
Abbildung 4-7:	Entwicklung von Tilgungszuschuss und Investitionen in Wärmenetze sowie die sich daraus ergebende Förderquote auf Basis eigener Schätzungen.....	102
Abbildung 5-1:	Darstellung der vermiedenen Emissionen und Umweltschäden	125
Abbildung 5-2:	Vermiedene Umweltschäden nach Treibhausgasen, in Mio. €, 2007	146

Abbildung 5-3:	Vermiedene Umweltschäden durch Luftschadstoffe, in Mio. € 2007	147
Abbildung 5-4:	Vermiedene Umweltschäden im Strom- und Wärmebereich nach Schadstoffen und Wirkungsketten, in Mio. € 2008	148
Abbildung 5-5:	Vermiedene Umweltschäden und dem Ausbau Erneuerbarer Energien zurechenbare externe Kosten	150
Abbildung 6-1:	Merit-Order-Effekt der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	161
Abbildung 6-2:	Struktur des PowerACE-Modells	163
Abbildung 6-3:	Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, variable Kosten) mit Marktpreisen (EEX 2007)	165
Abbildung 6-4:	Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, variable Kosten) mit Marktpreisen (EEX 2008)	166
Abbildung 6-5:	Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, z.T. inkl. Fixkosten) mit Marktpreisen (EEX 2008)	168
Abbildung 6-6:	Bereitstellung der Windreserve durch häufig nicht benötigte Kraftwerke	174
Abbildung 6-7:	Bundesausgaben für den Förderbereich Energieforschung und Energietechnologie 1974 bis 2009 (in Mio. €, real in Preisen von 2008)	179
Abbildung 6-8:	Forschungsmittel des BMU für Erneuerbare Energien 2002 bis 2008 - Mittelabfluss (in Mio. €)	180
Abbildung 6-9:	Fördermittel im Marktanreizprogramm 2002 bis 2007 (in Mio. €)	182
Abbildung 6-10:	Darlehenszusagen der KfW im Förderprogramm Erneuerbare Energien (Premium, einschl. Vorgängerprogramm) nach Verwendungszwecken 1999 bis 2008 (in Mio. €)	183
Abbildung 6-11:	Struktur der KfW-Darlehen 2006 (in Mio. €)	184
Abbildung 6-12:	Darlehenszusagen für EE durch die KfW 1995 bis 2008 (in Mio. €)	185
Abbildung 6-13:	Struktur der Forschungsausgaben der EU in FP6 für Erneuerbare Energien 2002 bis 2006	190
Abbildung 6-14:	Zahlungen der EU im Energiebereich 2004 bis 2009 (in Mio. €)	191

Abbildung 6-15:	Übersicht über Fördermittel für EE in Deutschland 2008 (in Mio. €).....	195
Abbildung 6-16:	Entwicklung der Stromsteuer auf EE-Strom	206
Abbildung 6-17:	Verteilung der Ersparnisse auf privilegierte Unternehmen stromintensiver Branchen bei der Inanspruchnahme der besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 EEG 2004 in den Jahren 2005-2008	215
Abbildung 6-18:	Entwicklung der zusätzlichen Belastung nicht-privilegierten Stromendabnehmer aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung, dargestellt für die Sektoren öffentl. Einrichtungen, private Haushalte und übrige Industrie, Handel und Gewerbe 2004 bis 2008	216
Abbildung 7-1:	Zusammensetzung der inländischen Bruttobeschäftigung in Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien.....	220
Abbildung 7-2:	Investitionen in Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2008 [ZSW09].	221
Abbildung 8-1:	OECD-Exportindikatoren bei den wichtigsten nicht-EU Öllieferanten.....	234
Abbildung 8-2:	Global Governance Indikator „Corruption“	235
Abbildung 8-3:	Methode der Portfolioanalyse am Beispiel des europäischen Kraftwerksparks	244
Abbildung 9-1:	Ergebnis der Fachtagung zur Bilanzierung der Effekte.....	257

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1-1:	Übersichtstabelle Differenzkosten Strom 3
Tabelle 1-2:	Übersichtstabelle Differenzkosten Wärme 4
Tabelle 1-3:	Übersichtstabelle Ausgleichs- und Regelenergie und Netzausbau 5
Tabelle 1-4:	Kostenabschätzung für EEG-Veredelung 2006 und 2007 5
Tabelle 1-5:	Übersichtstabelle Wärmenetze 7
Tabelle 1-6:	Übersichtstabelle Transaktionskosten 8
Tabelle 1-7:	Übersichtstabelle zu vermiedenen Umweltschäden 9
Tabelle 1-8:	Übersichtstabelle zum Merit-Order-Effekt 10
Tabelle 1-9:	Übersichtstabelle Fördermittel 11
Tabelle 1-10:	Fördermittel des Bundes für Erneuerbare Energien (in Mio. €) 11
Tabelle 1-11:	Übersichtstabelle zur Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien 13
Tabelle 1-12:	Übersichtstabelle zur besonderen Ausgleichsregelung 15
Tabelle 1-13:	Übersichtstabelle zu Beschäftigungs- und Umsatzwirkungen 16
Tabelle 1-14:	Übersichtstabelle zu vermiedenen Importen 18
Tabelle 1-15:	Verminderte Energieimporte von 2004 bis 2008 18
Tabelle 1-16:	Übersichtstabelle zum Energiepreis-BIP-Effekt 19
Tabelle 1-17:	Energiepreis-BIP-Effekt in Deutschland 19
Tabelle 1-18:	Zusammenschau der dargestellten Wirkungen nach Bilanzierungskategorien 22
Tabelle 3-1:	Systemanalytische Differenzkosten nach Leitstudie 2008 32
Tabelle 3-2:	Mengengewichteter Beschaffungspreis nach Variante A 36
Tabelle 3-3:	Vergleich der Differenzkosten 2008 38
Tabelle 3-4:	Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2008 (nominal) 38

Tabelle 3-5:	Referenztechnologien in der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden	48
Tabelle 3-6:	Jährlicher Instandsetzungs- und Wartungsaufwand in Prozent der Investitionssumme und sonstige Kosten der Heizsysteme	51
Tabelle 3-7:	Gewichtung der Referenzgebäude (r) im Wohnbestand	52
Tabelle 3-8:	Gewichtung (f) der fossilen Referenztechnologien	53
Tabelle 3-9:	Referenztechnologien MAP-KfW	56
Tabelle 3-10:	Spezifische Mehr- oder Minderkosten der EE-Technologien	61
Tabelle 4-1:	Mittlerer Arbeitspreis für Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Regelzonensaldos 2007 (in €/MWh)	76
Tabelle 4-2:	Anteil der Übertragungsnetzbetreiber am Stromabsatz 2007	78
Tabelle 4-3:	Korrelationsfaktor zwischen Windprognosefehler und Regelzonensaldo nach horizontalem Belastungsausgleich 2006 und 2007	79
Tabelle 4-4:	Obere Kostenabschätzung für den Ausgleich der Windprognosefehler anhand der Preise für Ausgleichsenergie 2006 und 2007	80
Tabelle 4-5:	Kostenabschätzung für EEG-Veredelung 2006 und 2007	83
Tabelle 4-6:	Übersicht über wesentliche windbedingte Netzausbaumaßnahmen in Deutschland bis 2020	86
Tabelle 4-7:	Bestandteile der Netzausbaukosten im Szenario 2007	87
Tabelle 4-8:	Neubau von Höchstspannungsleitungen im Szenario bis 2010	88
Tabelle 4-9:	Förderung von Wärmenetzen nach MAP-R und KWK-G, IZES (2009)	98
Tabelle 4-10:	Daten zum Marktanzreizprogramm Erneuerbare Energien von 2004 bis 2009 sowie eigene Berechnungen der sich daraus ableitenden Volumina zu Zuschüssen, Zinseinsparungen und Gesamtinvestitionen (Langniß et al. 2006; Böhnisch 2007, Nast et al. 2009)	101
Tabelle 4-11:	Betrachtete Akteure mit EE-Transaktionskosten	107
Tabelle 4-12:	Ermittlung der „Bürokratiekosten“ des EEG der „großen Netzbetreiber“	109

Tabelle 4-13:	Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der Verteilernetzbetreiber	110
Tabelle 4-14:	Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der Lieferanten	111
Tabelle 4-15:	Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der ÜNB.....	112
Tabelle 4-16:	Durchschnittlicher Gewinn aus der Kombination Termin/Verkauf auf Spotmarkt (in €/MWh).....	115
Tabelle 4-17:	Wirkung des Anpassungsrisikos	116
Tabelle 5-1:	Quantifizierbare spezifische Schadenskosten verschiedener Luftschadstoffe in € je Tonne und Lebenswegemissionen für verschiedene Stromerzeugungstechnologien	129
Tabelle 5-2:	Lebenszyklusemissionen in mg pro kWh nach EU NEEDS für eingesetzte Stromerzeugungstechnologien	130
Tabelle 5-3:	Marginale Schadens- und Vermeidungskosten von Treibhausgasen, Durchschnittswerte (1 % getrimmt), diskontiert auf 2005, ohne Gewichtung und mit normalisierter Gewichtung nach westeuropäischen Pro-Kopf-Einkommen	134
Tabelle 5-4:	Marginale Schadenskosten von Luftschadstoffen für 2010	135
Tabelle 5-5:	Emissionsfaktoren (EF) für 2007 im Strombereich.....	137
Tabelle 5-6:	Substitutionsfaktoren (SF) für 2007 im Strombereich.....	138
Tabelle 5-7:	Schwerpunkte ausgewählter Arbeiten zu Umweltschäden.....	140
Tabelle 5-8:	Vermiedene Umweltschäden nach Technologien und Wirkungsketten, in Mio. €, 2007.....	147
Tabelle 6-1:	Parameter zur Modellqualität (variable Kosten) für 2007	165
Tabelle 6-2:	Parameter zur Modellqualität (variable Kosten) für 2008	167
Tabelle 6-3:	Parameter zur Modellqualität (modifizierte Preisbildung) für 2008	168
Tabelle 6-4:	Zusätzlich installierte Leistung für das Szenario ohne EEG	171
Tabelle 6-5:	Entwicklung des Merit-Order-Effektes.....	172
Tabelle 6-6:	Fördermittel des Bundes für Erneuerbare Energien (in Mio. €).....	177

Tabelle 6-7:	Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien durch das BMU 2006 bis 2009 (in Mio. €).....	181
Tabelle 6-8:	Aufteilung der Fördermittel im Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien 2008 (in Mio. €)	182
Tabelle 6-9:	Darlehenszusagen für EE durch die KfW 2006 bis 2008 (in Mio. €).....	184
Tabelle 6-10:	Zinsvergünstigungen von KfW-Darlehen für EE 2004 bis 2008 (in Mio. €).....	186
Tabelle 6-11:	Forschungsausgaben der Länder für Erneuerbare Energien 2006 und 2003 (in Mio. €)	187
Tabelle 6-12:	Fördermittel von Bundesländern für Erneuerbare Energien (ohne Forschungsausgaben) 2006 (in Mio. €).....	188
Tabelle 6-13:	Stromsteuer-Mindereinnahmen 1999 bis 2008 (Mrd. Euro).....	204
Tabelle 6-14:	Schätzung der Stromsteuer auf EE-Strom (Schätzansatz I)	205
Tabelle 6-15:	Schätzung der Stromsteuer auf EE-Strom (Schätzansatz II)	205
Tabelle 6-16:	Beispielrechnung zur Ermittlung der Differenzkosten innerhalb der besonderen Ausgleichsregelung auf Basis der Bezugsdaten des Stromhändlers (eigene Darstellung IZES).....	213
Tabelle 7-1:	Bruttobeschäftigung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2007/2008 (BMU 09c)	223
Tabelle 8-1:	Einsparungen fossiler Primärenergie durch die Nutzung Erneuerbarer Energien in 2007 (publiziert in 2008) und 2008 (Methode 2009) (in PJ).....	230
Tabelle 8-2:	Substitutionsfaktoren für fossile Energieträger	230
Tabelle 8-3:	Vermiedene Energieimporte von 2004 bis 2008.....	231
Tabelle 8-4:	Energiepreis-BIP-Effekt in Deutschland: Wirkungen eines Anteils EE in Deutschland von 10 % am gesamten Energieverbrauch.....	240
Tabelle 8-5:	Energiepreis-BIP-Effekt: Übersicht Schätzungen von BIP-Elastizitäten in der Literatur.....	240
Tabelle 9-1:	Zuordnung der Effekte nach Bilanzierungskategorien	258
Tabelle 9-2:	Zusammenschau der dargestellten Wirkungen nach Bilanzierungskategorien.....	260

1 Kurzfassung: Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Die vorliegende Studie ist der erste Teil eines umfangreichen Vorhabens, das sich mit der Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) im Strom- und Wärmebereich befasst, um eine wissenschaftlich fundierte und akzeptierte Grundlage für eine umfassende Bewertung der bisherigen Nutzung und des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien zu erarbeiten. Hierzu werden im folgenden Bericht die bisherigen Ansätze und Methoden zur Erfassung der Wirkungen zusammengestellt und diskutiert. Während einzelne Wirkungen bereits quantifiziert und ausführlich diskutiert wurden, blieben andere Effekte bisher weitestgehend unberücksichtigt oder wurden nur qualitativ betrachtet. Insbesondere die Untersuchungen zu Nutzen- und Kostenwirkungen im Wärmebereich werden weiter vorangetrieben, während im Strombereich eher eine gründliche Auswertung vorliegender Arbeiten erfolgt. Alle Arbeiten werden in einen konzeptionellen Rahmen eingeordnet, der eine Gesamtbewertung der Effekte ohne Doppelzählungen oder Lücken ermöglichen soll. Dieser konzeptionelle Rahmen teilt die Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien in nachfolgende Kategorien ein:

- Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte umfassen die direkten und indirekten Systemkosten und die Nutzenseite des EE-Ausbaus.
- Verteilungsaspekte zeigen auf, welche Wirtschaftsakteure oder Gruppen durch die Förderung des EE-Ausbaus belastet oder entlastet werden.
- Makroökonomische Aspekte weisen auf makroökonomischer Ebene nationale oder sektorale Wachstumseffekte aus, wie z. B. Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung.

Je nach Kategorie werden die Effekte nach den Wirkungstypen Kosten und Nutzen der EE-Technologien, Belastung und Entlastung der Marktteilnehmer, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte unterschieden. Als Ergebnis wird, sofern möglich, der quantifizierte Effekt in monetärer Form unter Angabe des Gegenstands der Analyse (z. B. Strom aus Erneuerbaren Energien) sowie des Analysebereichs dargestellt. Der Analysehorizont umfasst dabei zunächst die aktuelle Situation (2007 und ggf. 2008). Im Rahmen einer Fachtagung wurden im November 2009 erste Ergebnisse des Vorhabens im Expertenkreis diskutiert. Hierbei eingebrachte Anregungen flossen z.T. bereits in den vorliegenden Berichtsentwurf ein bzw. finden gegebenenfalls im weiteren Verlauf der Arbeiten Berücksichtigung.

Der zweite Teil des Vorhabens umfasst fortführende bzw. vertiefende Arbeiten zur verbesserten Schätzung und Darstellung aktueller und zukünftiger Wirkungen (Jahre 2020 und 2030). Denn nur eine langfristige Wirkungsbetrachtung, die zukünftige Effekte mit

berücksichtigt, kann ein umfassendes Gesamtbild der Wirkungen aufzeigen. Zur Validierung der Ergebnisse dieses Vorhabens sind Diskussionen, Fachgespräche und Präsentationsveranstaltungen vorgesehen, bei denen offene Fragen und Ergebnisse intensiv behandelt werden sollen.

1.1 Differenzkosten im Strombereich

Tabelle 1-1: Übersichtstabelle Differenzkosten Strom

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Differenzkosten Strom	2008	Systemkosten	Direkte Kosten	EE-Strom	4.323
	2007				3.855
	2008	Verteilungseffekt	Direkte Kosten	EEG-Strom	4.650
	2007				4.300

Die systemanalytische Betrachtungsweise vergleicht Stromgestehungskosten für erneuerbare und andere Energieträger. Die Stromgestehungskosten lassen sich durch annuitätische Investitionskosten abbilden, zuzüglich eventueller Brennstoffkosten und anderer Betriebskosten. Auf der konventionellen Kraftwerkseite ergeben sich die Stromgestehungskosten aus der Annuität der Investitionen in neue Kraftwerke, den Preisen für den jeweiligen Brennstoffeinsatz und anderen Betriebskosten. Da die Zertifikatspreise in die Gestehungskosten eingegangen sind, müssen sie daher bei der Berechnung des Nutzens durch vermiedene Emissionen im Strombereich berücksichtigt werden. Eine wesentliche Stärke des Ansatzes besteht darin, dass er Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen Kosten von Energien aus erneuerbaren Quellen ermöglicht, eine Entlastung der Volkswirtschaft durch negative Differenzkosten abzubilden vermag und auf die Berechnung der Differenzkosten im Wärmebereich übertragbar ist, so dass sich ein konsistenter Analyserahmen ergibt.

Alternativ lässt sich die Kostenbelastung der Wirtschaftssubjekte durch die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EEG) als Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Strombezugskosten der EVU abbilden. In diesem Konzept sind Differenzkosten positiv definiert. Die Differenz zeigt auf, welchen Belastungen Endverbraucher durch die Einspeisevergütung ausgesetzt sind. Insofern lassen sich mit dieser Berechnungsweise Verteilungswirkungen aufzeigen. Durch die Verordnung zur Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus ändert sich vom Jahr 2010 an die Berechnungsweise der Differenzkosten. Diese wird bei zukünftigen Arbeiten entsprechend berücksichtigt.

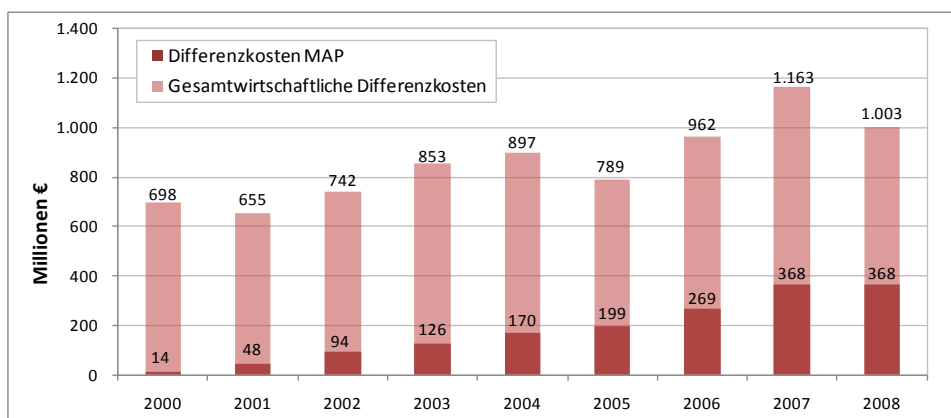
1.2 Differenzkosten im Wärmebereich

Tabelle 1-2: Übersichtstabelle Differenzkosten Wärme

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Differenzkosten Wärme	2007	Systemkosten	Direkte Kosten	MAP Wärme	368
	2007	Systemkosten	Direkte Kosten	EE Wärme	1.163
	2008	Systemkosten	Direkte Kosten	EE Wärme	1.003

Die systemanalytische Betrachtungsweise vergleicht Wärmegestehungskosten für erneuerbare und andere Energieträger. Die Gestehungskosten berechnen sich aus den annuitätischen Investitionskosten, Betriebs- und Verbrauchskosten. Hierbei werden zum einen die Differenzkosten der erzeugten Wärme abgebildet, die im Rahmen des MAP gefördert wird, wobei Referenztechnologien und Referenzgebäuden für die Berechnung festgelegt sind. Zum anderen werden die Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Wärmebereich ausgewiesen. Die direkten Mehrkosten umfassen:

- die Wärmemehrkosten des durch das MAP geförderten Ausbaus Erneuerbarer Energien (BAFA und KfW), die sich auf ca. 368 Mio. € für 2007 (368 Mio. € für 2008 ohne KfW) belaufen,
- die Differenzkosten der gesamten EE-Nutzung im Wärmebereich mit und ohne Anreizwirkung des MAP. Sie betragen ca. 1 Mrd. € in 2008 (1,2 Mrd. € 2007). Diese Werte liegen unter den Angaben der für das BMU erarbeiteten *Leitstudie 2008* (Nitsch 2008), die für 2008 Differenzkosten in Höhe von 1,6 Mrd. € (2008) ausweist. Mögliche Ursachen für diesen Unterschied werden in Kap. 3.2 diskutiert.



Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISI

Abbildung 1-1: Vergleich von MAP Differenzkosten mit den gesamten Differenzkosten (2008 ohne KfW)

1.3 Kosten für Netz, Ausgleichs- und Regenergie

Tabelle 1-3: Übersichtstabelle Ausgleichs- und Regenergie und Netzausbau

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Ausgleichs-/Regelenergiekosten	2007	Systemkosten	indirekte Kosten	EE Strom	570
Netzausbau	2007	Systemkosten	indirekte Kosten	EE Strom	20

Die Abschätzung der Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien – die Ausgleichs-/Regenergie/Netzausbaukosten – basiert für das Jahr 2007 auf den Angaben der Bundesnetzagentur zur EEG-Veredelung. Die Integrationskosten für Erneuerbare Energien entstehen vor allem durch den fluktuierenden Charakter und die begrenzte Vorhersagbarkeit der Windenergieeinspeisung. Die Kosten für die Ausgleichs-/Regenergie lassen sich in drei Kostenblöcke unterteilen:

- Kosten für die Banderstellung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien,
- Kosten für den Windprognosefehlerausgleich,
- Kosten für die Vorhaltung von Windreserve.

Aufbauend auf eigenen Berechnungen lassen sich die Kosten für die drei Bereiche auf insgesamt 445 Mio. € abschätzen (siehe Tabelle 1-4). Ein Vergleich der Kostenabschätzungen mit den durch die Bundesnetzagentur genehmigten Kosten zeigt, dass etwas höhere Kosten geltend gemacht worden sind. Die Differenz zwischen den abgeschätzten Kosten zur Veredelung der EEG-Einspeisung sowie der durch die BNetzA genehmigten Kosten werden in der Tabelle als weitere Kosten ebenfalls angeführt. Ein Teil dieser Differenz kann durch Kosten erklärt werden, die für ein Erzeugungsmanagement von Windanlagen oder für windbedingte Redispatchmaßnahmen angefallen sind.

Tabelle 1-4: Kostenabschätzung für EEG-Veredelung 2006 und 2007

Kosten	2006		2007	
	in Mio. €	in €/MWh	in Mio. €	in €/MWh
Banderstellung	140	2,7	160	2,4
Windprognosefehlerausgleich	260	5,0	210	3,1
Windreserve	87	1,7	75	1,1
Gesamt	487	9,5	445	6,6
Weitere Kosten	39	0,7	125	1,9
Zum Vergleich: BNetzA	526	10,2	570	8,5

Quelle: Eigene Berechnungen, EEG-Mengen: 51,5 TWh (2006) und 67 TWh (2007)

Für die Netzausbaukosten in 2007 sind die im Rahmen der DENA-Netzstudie ermittelten Investitionen für das Szenario 2007 mit ca. 22,4 GW installierter Windleistung zugrunde gelegt worden. Konkreter Bedarf für eine Netzverstärkung ist an zwei Stellen in Norddeutschland und in Thüringen bzw. Franken identifiziert worden. Die für diese Maßnahmen genannten Investitionen werden mit 275 Mio. € abgeschätzt. Rechnet man mit einem Kalkulationszins von 6,5 % und einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren, ergeben sich Kapitalkosten von ca. 20 Mio. €/a.

1.4 Ausbau von Wärmenetzen

Tabelle 1-5: Übersichtstabelle Wärmenetze

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Wärmenetzausbau (Förderung)	2008	Verteilungseffekt	Entlastung der Anlagenbesitzer	MAP (KfW) Wärme	10,5
	2007	Verteilungseffekt	Entlastung der Anlagenbesitzer	MAP (KfW) Wärme	1,4

Mit der Ausweitung der Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt ist aufgrund des Verteilungsproblems der Bedarf an Nahwärmenetzen gestiegen, so dass diese in die Förderung innerhalb des Marktanreizprogramms ab 2004 Eingang gefunden haben. Aber auch im KWKG und GAK-Rahmenplan werden Wärmenetze bedacht.

Über die Jahre ist – bei Zugrundelegung der in den Beispielrechnungen der MAP-Evaluationsberichte unterstellten Trassenkosten – die Förderquote abgesunken. Nachfolgende Abbildung gibt die daraus abgeleitete Entwicklung wieder:

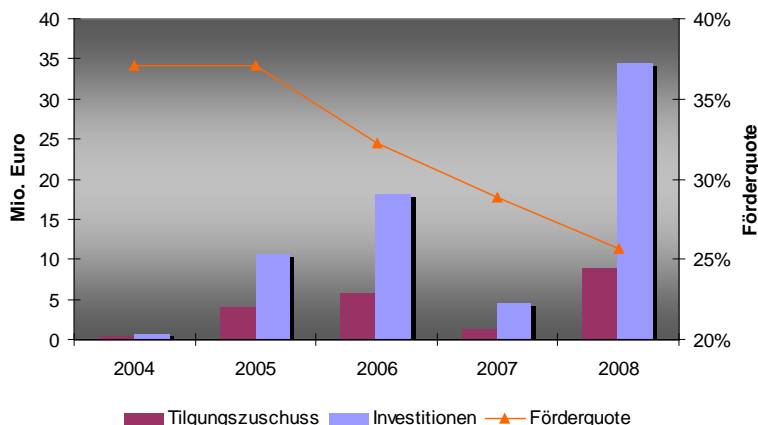


Abbildung 1-2: Entwicklung von Tilgungszuschuss und Investitionen in Wärmenetze sowie die sich daraus ergebende Förderquote auf Basis der unterstellten Annahmen

Bei den geförderten Netzen handelt es sich ausschließlich um Nahwärmenetze, wobei bis 2007 die Förderung der Netze nur mit dem Bau einer Wärmeerzeugungsanlage mittels Biomasse oder Geothermie möglich war. Seit 2008 werden Wärmenetze auch unabhängig davon gefördert. Allein bei der KfW beliefen sich die Förderungen zu Wärmenetzen, Hausübergabestationen und großen Wärmespeichern auf schätzungsweise 10,5 Mio. Euro inklusive des Vorteils eines zinsgünstigen Darlehns. Die hier eruierten Kosten sind in Kapitel 1.8 (Fördermittel) bereits enthalten.

1.5 Transaktionskosten

Tabelle 1-6: Übersichtstabelle Transaktionskosten

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Transaktionskosten	2007	Systemkosten	Indirekte Kosten	EEG-Strom	30

Zu den Transaktionskosten der Erneuerbaren Energien werden in dieser Untersuchung die folgenden Komponenten gezählt:

- die Kosten der Umsetzung des EEG-Wälzungsmechanismus:
 - die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber sowie der Stromlieferanten;
 - zwei Arten von Anpassungskosten für Stromlieferanten: Kosten der Anpassung der Einkaufsmengen an die EEG-Quoten(Prognosen) sowie die Transaktionskosten, die durch eine Weitergabe der Differenzkosten an Letztverbraucher entstehen;
- die Personalkosten der staatlichen bzw. mit hoheitlichen Aufgaben betreuten Institutionen, die im Rahmen der Umsetzung des EEG und der Förderung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme entstehen.
- die Kosten der Umsetzung des EEWärmeG, die hier jedoch nicht ermittelt werden.

Dabei ist es zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich, die genaue Höhe der EEG bzw. EEWärmeG bedingten Transaktionskosten für ein einzelnes, geschweige denn für mehrere Jahre in Folge zu ermitteln. Vielfach müssten weitere, intensivere Forschungsarbeiten betrieben werden, um die Transaktionskosten des EEG genau(er) ermitteln zu können. Allerdings erscheinen die Transaktionskosten im Vergleich zu anderen Kosten-Nutzenwirkungen eher von nachrangiger Größenordnung.

- das Statistische Bundesamt verfügt über Daten zu EEG bedingten Personalkosten von Unternehmen der Energiewirtschaft. Diese so genannten Bürokratiekosten liefern eine gute Datenbasis für die Ermittlung der personalbezogenen Kosten des EEG, es ist jedoch mit Synergien aufgrund der Überschneidung mit anderen Funktionen dieser Unternehmen als Netzbetreiber oder Bilanzkreisverantwortliche bzw. -koordinatoren zu rechnen. Hier erscheint in einem Forschungsschritt eine kombinierte Betrachtung mehrerer EEG-Paragrafen mit den entsprechenden Paragrafen des EnWG und der von ihm ausgehenden Verordnungen als angemessen, um korrekt aus den bisher ermittelten Bürokratiekosten auf die Transaktionskosten des EEG schließen zu können.
- Auch die Ermittlung beider Arten von Anpassungskosten, die den Stromlieferanten durch die Einbeziehung der EEG-Quote in ihr Lieferportfolio entstehen, wäre nur unter Betrachtung der Zeitreihen mehrerer Jahre und unter Kenntnis der Handelsstrategien und Spezifika verschiedener Unternehmenstypen möglich.

1.6 Vermiedene Umweltschäden

Tabelle 1-7: Übersichtstabelle zu vermiedenen Umweltschäden

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
vermiedene externe Kosten	2007	Systemkosten	Nutzen	EE Strom	5.600
				EE Wärme	2.100
				EE gesamt	7.700
	2008*			EE gesamt	8.000

*vorläufiger Wert

Die vermiedenen Umweltschäden stellen die bedeutendste Nutzenkategorie des Ausbaus Erneuerbarer Energien dar.

Zur Berechnung der durch den Einsatz Erneuerbarer Energien vermiedenen Umweltschäden im Strom- und Wärmebereich wird auf die in der Emissionsbilanz des UBA (2009) zusammengestellten Emissions- und Substitutionsfaktoren, auf den Grenzschadenskostenansatz von 70 €/t CO₂ aus Krewitt et al. (2006)¹ und auf die Kostenansätze für Luftschadstoffe aus dem EU-Projekt NEEDS zurückgegriffen.

Mit insgesamt 7,7 Mrd. € (2007) bzw. 8,0 Mrd. € (2008) weisen die vermiedenen Umweltschäden ein großes Nutzenpotential auf, wobei die vermiedenen THG-Emissionen einen dominierenden positiven Beitrag liefern, während Luftschadstoffe ein teils negatives Vorzeichen ausweisen, jedoch in der Summe positiv sind. Diese Angaben stellen einen „Brutto“-Nutzen dar, bei dem erfolgte (Teil-) Internalisierungen von Umweltkosten oder Wechselwirkungen mit politischen Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes nicht eingerechnet sind.

¹ Ableitung der anderen THG-Schadenskosten mit „global warming potential“.

1.7 Merit-Order-Effekt

Tabelle 1-8: Übersichtstabelle zum Merit-Order-Effekt

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Merit-Order	2008	Verteilungseffekt	Entlastung	EEG Strom	3.580 - 4.040
	2007				3.710

Nach den Regelungen des EEG besteht für Strom aus EEG-Anlagen eine Abnahmeverpflichtung für die Netzbetreiber. Somit wird dieser Strom in jedem Fall priorisiert zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Vereinfachend kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei unveränderter Angebotskurve als Absenkung der Stromnachfrage an der Börse abgebildet werden.² Dies hat Auswirkungen auf die Strompreise.

Für die Berechnung des Merit-Order-Effektes werden die Strompreise für die Jahre 2007 und 2008 jeweils mit und ohne EEG-Stromerzeugung simuliert. Die Wasserkraft wird bei den Berechnungen nicht gesondert berücksichtigt, da ihr Ausbau schon vor Einführung des EEG weit vorangeschritten war. Im Unterschied zu früheren Berechnungen werden für die Jahre 2007 und 2008 zusätzliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Fall ohne EEG-Strom unterstellt. Diese Vorgehensweise führt zu einem niedrigeren Merit-Order-Effekt als in den Berechnungen für das Jahr 2006 und kann vor dem Hintergrund der Diskussion über die Anreize und Zeiträume für den Bau von neuen Kraftwerken als konservative Schätzung des Merit-Order Effektes eingestuft werden (d.h. der Effekt dürfte damit eher unterschätzt werden).

Unter Berücksichtigung des unterstellten Kraftwerkszubau im Szenario ohne EEG-Strom fällt der Merit-Order-Effekt im Jahr 2007 auf 3,71 Mrd. € Im Jahr 2008 sinkt der Effekt in der Rechnung auf Basis der variablen Kosten weiterhin leicht auf 3,58 Mrd. €. In einer alternativen Rechnung mit Geboten z.T. auf Basis der Vollkosten steigt der Effekt auf ca. 4 Mrd. € an.

² Der Ausbau EE bewirkt auch unabhängig von der spezifischen Förderung durch das EEG einen Preiseffekt auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Aufgrund geringer Grenzkosten kommen z.B. Windkraftanlagen prioritär zum Einsatz. Die Effekte können als Verschiebung der Angebotskurve interpretiert werden.

1.8 Öffentliche und private Fördermittel

Tabelle 1-9: Übersichtstabelle Fördermittel

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Öffentliche und private Fördermittel (hier: Bund)	2007	Verteilungswirkung	Belastung des öffentlichen HH (hier: Bund)	EE gesamt	316
	2008			438	
	2007			Forschung	131
	2008			161	
	2007			Marktentwicklung	185
	2008			277	

Erneuerbare Energien werden in Deutschland in einer Reihe unterschiedlicher Programme mit öffentlichen und anderen Mitteln finanziell gefördert. Im Jahr 2008 hat der Bund für die Förderung von Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet 161,2 Mio. € ausgegeben. Hinzu kommen Forschungsausgaben der Länder von 31 Mio. € (2006) und anteilige Ausgaben der EU von rund 16 Mio. € (2007). Hieraus ergeben sich insgesamt jährliche Mittel für Forschung und Entwicklung von etwa 208 Mio. €. Diese Mittel dienen künftigen Innovationen und können insofern nicht der gegenwärtigen Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland zugerechnet werden.

Tabelle 1-10: Fördermittel des Bundes für Erneuerbare Energien (in Mio. €)

	2006	2007	2008
Forschungsmittel	128,1	131,1	161,2
Institutionelle Förderung BMBF/BMWi (HGF/FhG)	31,6	33,2	30,4
Projektförderung BMBF	4,3	5,0	14,0
Projektförderung BMWi (oberfl.nahe Geothermie)	1,6	0,5	0,0
Projektförderung BMELV (Biomasse)	10,2	12,1	19,4
Projektförderung BMU	80,4	80,3	97,4
Sonstige Fördermittel	201,5	184,7	277,0
BMU: Förderung von Einzelmaßnahmen EE	165,4	150,0	236,0
BMU: "100.000 Dächer-Solarstrom-Programm"	20,9	17,2	18,0
BMU/UBA: Sachverständige für EE	0,04	0,04	0,04
BMWi: Förderung der Beratung (EE-Anteil)	2,0	1,5	2,9
BMWi: Unterstützung des Exports	8,8	11,4	15,5
BMELV: Markteinführung nachwachs. Rohstoffe (Biomasse)	4,4	4,6	4,6
Insgesamt	329,6	315,8	438,2
Quellen:			
BMU: Jahresberichte zur Forschungsförderung im Bereich der EE; BMU: Umwelt 2/2009;			
BMBF: Haushaltspläne des Bundes (Einzelpläne 2007-09); Berechnungen des DIW Berlin.			

Anmerkung: Ohne Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe (2007: 900 Mio. €) sowie Ausgaben des BMVBS für Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (2007: 38 Mio. €), da sie überwiegend verkehrsbezogen sind; ohne Beiträge des Bundes an den Dachfonds GEEREF.

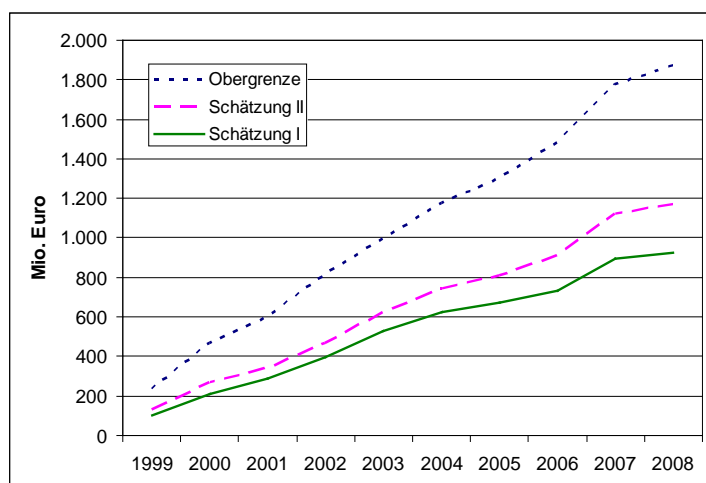
Für die Marktentwicklung hat der Bund im Wärme- und Strombereich im Jahr 2008 277 Mio. € ausgegeben, davon 236 Mio. € zur Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit Schwerpunkt im Wärmebereich. Die gesamten Darlehenszusagen der KfW für Erneuerbare Energien sind 2008 auf 4,178 Mrd. € gestiegen. Hierbei dominieren Mittel aus den Programmen ERP-Umwelt und KfW-Umwelt zugunsten von Windenergie und Photovoltaik. Die hierbei gewährten Zinsvergünstigungen werden für 2008 auf 205 Mio. € geschätzt. Die Bundesländer fördern Erneuerbare Energien außerhalb des FuE-Bereichs mit 20 bis 30 Mio. € pro Jahr. Die Mittel von Stiftungen werden auf rund 8 Mio. € geschätzt. Hieraus resultieren Gesamtmittel zur Marktentwicklung von gut 0,5 Mrd. €. Sie sind Transfers, die Anreize für Erneuerbare Energien geben, indem sie Zusatzkosten für Anlagenbetreiber teilweise kompensieren.

1.9 Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Tabelle 1-11: Übersichtstabelle zur Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Energiesteuer	2008	Verteilungswirkung	Belastung der Stromverbraucher	EE-Strom	928 - 1.174
	2007				892 - 1.121

Mit der Ökologischen Steuerreform wurde 1999 eine Stromsteuer eingeführt, deren Regelsatz seit 2003 2,05 ct/kWh beträgt. Dabei wird Strom aus Erneuerbaren Energien im Wesentlichen ebenso besteuert wie Strom aus fossilen und nuklearen Energien. Im Gegenzug ist das Marktanzreizprogramm, mit dem überwiegend Erneuerbare Energien im Wärmebereich gefördert werden, teilweise aus dem Stromsteueraufkommen finanziert worden. Das Aufkommen der Stromsteuer betrug im Jahr 2008 insgesamt 6,261 Mrd. €. Sonderregelungen insbesondere für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bewirken derzeit Steuermindereinnahmen von 3,73 Mrd. € pro Jahr, die nicht eindeutig den eingesetzten Energieträgern zugeordnet werden können. Der im Jahr 2008 auf EE-Strom entfallende Teil der Stromsteuer wird in zwei unterschiedlichen Ansätzen auf 0,928 Mrd. € bzw. 1,174 Mrd. € im Jahr 2008 geschätzt (von 1999 bis 2008: 5,4 bzw. 6,6 Mrd. €).



Quellen: BMF, BMU, AGEB, Berechnungen des DIW Berlin

Abbildung 1-3: Entwicklung der Stromsteuer auf EE-Strom

Im Rahmen einer Bilanzierung von Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien kann die Nicht-Internalisierung externer Effekte im Rahmen der Stromsteuer entweder unter der Rubrik externer Kosten oder unter der Rubrik Stromsteuer verbucht werden, wobei jeweils eine Doppelzählung zu vermeiden ist. Eine Stromsteuerbefreiung von Erneuerbaren Energien wäre energie- und umweltpolitisch grundsätzlich begründet und sollte vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung des förderpolitischen Instrumentariums weiter geprüft werden.

1.10 Besondere Ausgleichsregelung

Tabelle 1-12: Übersichtstabelle zur besonderen Ausgleichsregelung

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Besondere Ausgleichsregelung	2008	Verteilungseffekt	Entlastung privilegierter Unternehmen, Belastung anderer Unternehmen und Haushalte	EEG-Strom	744
	2007				573

Die besondere Ausgleichsregelung (§§40 ff EEG 2009) hat zum Ziel, die internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen zu erhalten. Hierfür wird die unbedingt zu beziehende EEG-Strommenge individuell für jedes Unternehmen ermittelt und begrenzt.

Die Privilegierung führt zu Ersparnissen bei den betroffenen Unternehmen von rund 573 Mio. Euro in 2007 hin zu rund 744 Mio. Euro in 2008. Diese Ersparnisse bedeuten für alle übrigen Stromabnehmer einschließlich Unternehmen eine Mehrbelastung. Abbildung 1-4 macht deutlich, dass es gerade das übrige, nicht-privilegierte produzierende Gewerbe ist, das aufgrund dieser Regelung anteilig an diesen 3 Sektoren den größten Teil zu tragen hat. Durch die besondere Ausgleichsregelung findet eine Verschiebung der Belastung nur innerhalb der Stromverbrauchergruppe statt, in der Summe ist die Belastung der Stromkonsumenten unverändert.

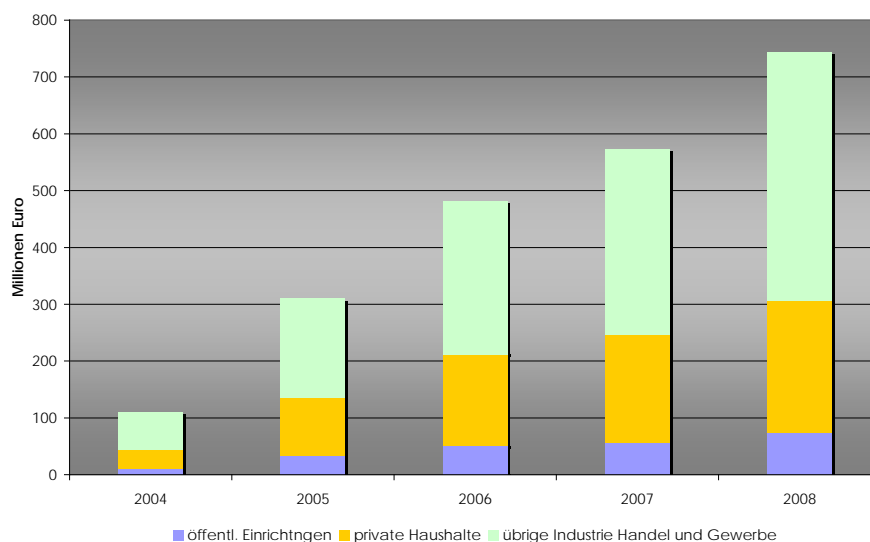


Abbildung 1-4: Entwicklung der zusätzlichen von nicht privilegierten Stromendabnehmern abzunehmenden Kosten aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung, dargestellt für die Sektoren öffentliche Einrichtungen, private Haushalte und übrige Industrie, Handel und Gewerbe seit 2004

1.11 Umsatz und Beschäftigungseffekte

Tabelle 1-13: Übersichtstabelle zu Beschäftigungs- und Umsatzwirkungen³

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in
Beschäftigung und Umsatz	2008	Makroökonomischer Effekt	Umsatz	EE gesamt	14,65 Mrd. €
			Beschäftigung		278.000 Beschäftigte
			Umsatz		11,8 Mrd. €
	2007		Beschäftigung		249.300 Beschäftigte

Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland wirkt sich mehrfach auf den Arbeitsmarkt aus. Zunächst erfordert die Installation von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien die Produktion dieser Anlagen, die im In- und Ausland erfolgen kann. Die inländische Produktion führt dabei zu Beschäftigung bei den Herstellern dieser Anlagen, der so genannten **direkten** Beschäftigung. Die inländische Produktion von Vorlieferungen wird dem Bereich der Erneuerbaren Energien zugerechnet; die hiermit verbundene Beschäftigung wird als **indirekte** Beschäftigung bezeichnet. Neben der Installation von Anlagen sind der Betrieb und die Wartung von EE-Anlagen beschäftigungswirksam. Betriebs- und Wartungsleistungen haben ihrerseits wiederum eine eigene Vorleistungsstruktur, die die Bereitstellung von Betriebs- und Hilfsstoffen (Schmiermittel etc.) sowie den Ersatz von Verschleißteilen und anderen beschädigten Teilen beinhaltet.

Die Berechnung der **Bruttobeschäftigung**, d.h. der Summe aus indirekter und direkter Beschäftigung durch Anlagenherstellung sowie Betriebs- und Wartungsleistungen basiert auf den Umsätzen der jeweiligen Unternehmen, Kenntnis der Vorlieferungsstruktur und der Arbeitskoeffizienten in den betreffenden Industrien.

Insgesamt belief sich die Bruttobeschäftigung aus den Aktivitäten der Wirtschaft im Bereich Erneuerbarer Energien im Jahr 2008 auf rund 273.700 Beschäftigte. Unter Berücksichtigung der Beschäftigten aus öffentlichen und gemeinnützigen Mitteln erhöht sich dieser Wert auf 278.000 Personen und liegt damit um knapp 12 % über dem Vor-

³ Der hier ausgewiesene Umsatz bezieht sich auf die beschäftigungswirksamen Umsätze der Unternehmen durch Herstellung und Wartung/Instandhaltung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Erlöse durch den Betrieb sind hier nicht enthalten. Die in der regelmäßigen Publikation des BMU „Erneuerbare Energien in Zahlen“ ausgewiesene Größe Umsatz in Verbindung mit dem Anlagenbetrieb enthält die Einspeisevergütung, den Verkauf von Kraftstoffen und Brennstoffen.

jahreswert. Der Stellenwert des Ausbaus Erneuerbarer Energien in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung lässt sich besser aus dem Vergleich zwischen der Entwicklung mit verstärktem Ausbau Erneuerbarer Energien und einer Referenzentwicklung ableiten. Derartige Vergleiche werden zumeist für zukünftige mögliche Szenarien angesetzt, da die zukünftige Entwicklung sich hypothetisch an verschiedenen Pfaden orientieren kann. Für aktuelle Jahre oder für die Vergangenheit ist die Analyse der so genannten Nettobeschäftigung nicht geeignet.

1.12 Vermiedene Energieimporte

Tabelle 1-14: Übersichtstabelle zu vermiedenen Importen

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Vermiedene Importe	2008	Verteilungseffekt		EE gesamt	6.600
	2007				4.400

Die Primärenergieeinsparungen führen durch Multiplikation mit den Importanteilen des jeweiligen Energieträgers zu den mengenmäßigen Verminderungen von Energieimporten und durch Multiplikation mit den jeweiligen Importpreisen zu den Werten der eingesparten Rohstoffe. Tabelle 1-15 zeigt eine Übersicht von 2004 bis 2008. Neben mengenmäßigen Einsparungen trägt die Entwicklung der Energiepreise ganz erheblich zu der monetären Entwicklung des Rückgangs der Energieimporte bei. Insbesondere die hohen Preise bis Mitte 2008 haben die Entwicklung geprägt. Berücksichtigt man die Zunahme der Importe bei den biogenen Brenn- und Kraftstoffen, zu denen Abschätzungen für 2007 und 2008 vorliegen, vermindern sich die Einsparungen entsprechend.

Tabelle 1-15: Verminderte Energieimporte von 2004 bis 2008

	Strom	Wärme	Kraftstoff	Gesamt (unter Berücksichtigung gesteigerter biogener Brennstoffimporte)
	[Mrd. EUR]			
2004	0,4	0,9	0,3	1,6
2005	0,7	1,6	0,7	3,0
2006	0,9	2,1	1,5	4,5
2007	1,2	2,5	1,7	5,4 (4,4)
2008	3,0	3,1	1,1	7,2 (6,6)

Die Frage nach der Sicherheit der Energieversorgung wird mit zunehmender Abhängigkeit der gesamten Wirtschaft von Energie auf der einen Seite und der häufigeren Erfahrung von Versorgungsengpässen durch natürliche oder politische Ursachen andererseits dringlicher. Dennoch gibt es wenige quantitative Ansätze, die über die qualitativen Arbeiten aus dem militärisch-strategischen oder dem politikwissenschaftlichen Bereich hinausgehen. Die Versorgung mit Energie birgt zwei Risiken: ein Mengenrisiko, das sich in Lieferausfällen eines Exportlandes äußert, wie es sich beispielsweise bei den Konflikten zwischen Russland und der Ukraine zeigte, und ein Preisrisiko, das sich in starken, gesamtwirtschaftlich schädlichen Preissprüngen auf den internationalen Energiemärkten äußert. Für einen hinsichtlich des Mengenrisikos optimalen Energiemix werden in der Literatur Diversitätsindikatoren genutzt. Eine erste Anwendung auf zwei unterschiedliche Energieausbauszenarien zeigt eine Erhöhung der Energiesicherheit in Deutschland durch den EE-Ausbau.

1.13 Energiepreis-BIP-Effekt

Tabelle 1-16: Übersichtstabelle zum Energiepreis-BIP-Effekt

Analysebereich	Betrachtungsjahr	Kategorie	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. €
Energiepreis-BIP-Effekt	2008	Makroökonomischer Effekt		EE gesamt	92 - 199

Die Substitution von fossilen Energieträgern durch den Ausbau Erneuerbarer Energien vermeidet nicht nur umwelt- und klimaschädliche Emissionen, sondern bewirkt aufgrund des damit verbundenen Rückgangs der Nachfrage nach fossilen Energieträgern eine Reduzierung der Energiepreise. Dadurch kann wiederum ein positiver Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ausgelöst werden. Hierzu wird die Größenordnung dieses Energiepreis-BIP-Effektes für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland geschätzt (vgl. Tabelle 1-17).

Tabelle 1-17: Energiepreis-BIP-Effekt in Deutschland

	Szenario A	Szenario B
Nachfrageelastizität	-0,2	-0,4
Preiseffekt	-0,75%	-0,38%
Relativer BIP-Effekt	+0,0080%	+0,0037%
Absoluter BIP-Effekt	+199 Mio. €	+92 Mio. €

Wirkungen eines Anteils Erneuerbarer Energien in Deutschland von 10 % am PEV

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin

Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland trägt zur Substitution von fossilen Energieträgern und damit zur Senkung der Weltenergiepreise bei (Preiseffekt). Dies induziert eine Steigerung des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland. Die Höhe dieses Effektes wird bei einem EE-Anteil von 10 % am Primärenergieverbrauch (2008) auf eine Größenordnung zwischen 92 und 199 Mio. € geschätzt.

1.14 Portfolio-Effekt und Ausbau Erneuerbarer Energien

Aufgrund ihrer spezifischen Risikostruktur, insbesondere deutlich geringerer Brennstoffkostenrisiken, tragen Erneuerbare Energien zur Diversifikation der Risiken von primär auf fossilen Energien basierenden Energieerzeugungsportfolios bei. Diese Vorteile bei der Nutzung Erneuerbarer Energien können mögliche Mehrkosten beim Einsatz solcher Energieträger zumindest teilweise kompensieren. Dieser in der Portfoliotheorie beschriebene Effekt ist bisher vielfach bei der Bewertung Erneuerbarer Energien außen vor geblieben.

Mit Hilfe der Portfolioanalyse werden Energietechnologien nicht allein nach erwarteten Erträgen, sondern unter expliziter Berücksichtigung von Risiken bewertet. Als Portfolioeffekt wird die Verringerung des Gesamtrisikos durch eine Mischung unterschiedlicher Risiken bezeichnet. Ein Portfolio ist effizient, wenn dieses die einzelnen Komponenten so kombiniert, dass für ein gegebenes Risiko die erwarteten Erträge maximiert oder bei gegebenen Erträgen das Risiko minimiert werden. Dabei wird deutlich, dass Erneuerbare Energien aufgrund ihrer speziellen Risikostruktur (geringes Brennstoffkostenrisiko) das Energieerzeugungsportfolio diversifizieren und damit effizienter machen können. Die bisherigen quantitativen Analysen, beispielsweise von Berger u. a. (2002) für die EU, sind aufgrund von vereinfachenden Annahmen und methodischen Schwächen allerdings noch nicht ausreichend belastbar. Sie weisen jedoch tendenziell auf Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien hin, die künftig weiter beachtet werden sollten.

1.15 Bilanzierung der einzelnen Effekte

Die nach Analysebereichen dargestellten Effekte sind in Tabelle 1-18 geordnet nach Kategorien aufgeführt. Eine Aggregation ist grundsätzlich nur bei völliger Übereinstimmung der Wirkungstypen, des Analysegegenstands sowie der Einheiten möglich, wobei mögliche Doppelzählungen von Kosten oder Verteilungswirkungen durch „*kursive Schrift*“ angemerkt sind. In Kategorie A lassen sich die gesamten Kosten aufsummieren und dem quantifizierten Nutzen gegenüberstellen, wobei dieser hier eine Brutto-Nutzengröße⁴ widerspiegelt. Der positive Umwelteffekt basiert auf abdiskontierten Schadenswerten.

Ein grober Überschlag der Systemkosten für Erneuerbare Energien insgesamt zeigt, dass 2007 den Kosten in Höhe von 5,6 Mrd. € ein Nutzen von ca. 7,7 Mrd. € gegenüberstehen, wobei dieser Nutzen sich allein auf die vermiedenen Emissionen stützt, da weitere Nutzenaspekte in diesem Stadium des Projektes monetär nicht quantifizierbar sind. Die Differenzkosten bestimmen überwiegend die Systemkosten, während die Ausgleichs-, Regelenergie- und Netzausbaukosten zusammen mit 0,6 Mrd. € einen kleineren Beitrag liefern. Die Transaktionskosten, die den Unternehmen der Energiewirtschaft entstehen, liegen bei ca. 0,03 Mrd. € (2007). Allerdings können diese über Entgelte an die Konsumenten weitergeleitet werden. Für 2008 belaufen sich die Systemkosten überschlägig geschätzt auf ca. 6 Mrd. €, während die vermiedenen Umweltschäden ca. 8 Mrd. € betragen.

Bezüglich der Verteilungsaspekte ist eine vollständige Erfassung und Zuordnung von Ent- oder Belastungen nach einzelnen Wirtschaftsakteuren nicht möglich.

Die Stromverbraucher insgesamt sehen sich durch die EEG-Umlage einer Belastung von ca. 4,3 Mrd. € in 2007 (4,7 Mrd. € 2008) ausgesetzt. Der Merit-Order-Effekt wirkt durch die Strompreissenkung zwar entlastend, ist jedoch nicht direkt den Belastungen durch die EEG-Umlage gegenüberzustellen, da unklar ist, zu welchen Anteilen die Preiseffekte an die Konsumenten weitergegeben werden. Sollten die Preissenkungen (Merit-Order) vollständig an die Stromverbraucher durchgereicht werden, stünden ihren Belastungen durch Steuern und Umlage Entlastungen in ähnlicher Höhe entgegen. Des Weiteren profitierten dann durch den Merit-Order-Effekt insbesondere Unternehmen, die unter die besondere Ausgleichsregelung fallen – deren Saldo dürfte positiv sein.

⁴ 2007 war der Preis für Emissionszertifikate so niedrig, dass eine Berücksichtigung der (Teil-) Internalisierung (Vermeidung der Doppelzählung) bei den vermiedenen Umweltschäden sich nur in der Dezimalstelle bemerkbar machen würde.

Tabelle 1-18: Zusammenschau der dargestellten Wirkungen nach Bilanzierungskategorien

Analysebereich	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. € (ansonsten angegeben)	Effekt in Mio. € (ansonsten angegeben)
Kategorie A: Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte			2007	2008
Transaktionskosten	indirekte Kosten	EEG-Strom	30	
Vermiedene Umweltschäden	Vermiedene Kosten	EE-Strom	5.600	
		EE-Wärme	2.100	
		EE gesamt	7.700	8.000*
Regel- Ausgleichsenergiekosten	indirekte Kosten	EE-Strom	570	
Netzausbaukosten	indirekte Kosten	EEG-Strom	20	
Differenzkosten Wärme	direkte Kosten	MAP-Wärme	368	
		EE-Wärme	1.163	1.003
Differenzkosten Strom (inkl. CO ₂ -Zertifikatskosten)	direkte Kosten	EE-Strom	3.855	4.323
Portfolio-Effekt (nicht quantifizierbar) Nutzen			n.n.	n.n.
Kategorie B: Verteilungsaspekte			2007	2008
Merit-Order Effekt	Entlastung	EEG-Strom	3.710	3.580 - 4.040
Besondere Ausgleichsregelung	Entlastung best. Unternehmen	EEG-Strom	573	744
Besteuerung von EE-Strom	Belastung Stromverbraucher	EE-Strom	892 - 1.121	928 - 1.174
Öffentliche und private Fördermittel (hier: Bund)	Belastung des öffentlichen HH bzw. Entlastung von Anlagenbetreibern	EE gesamt	316	438
		Forschung EE	131	161
		Marktentwicklung EE	185	277
Förderung Wärmenetze in Kapitel 1.8	Entlastung der Anlagenbesitzer	MAP(KfW)	1,4	10,5
Differenzkosten Strom	Belastung Stromverbraucher	EEG-Strom	4.300	4.650
Kategorie C: Makroökonomische und sektorale Aspekte			2007	2008
Beschäftigung und Umsatz	Umsatz	EE gesamt	11.800	14.650
	Beschäftigung		249.000 Beschäftigte	278.000 Beschäftigte
Energiepreis-BIP-Effekt	Bruttoinlandsprodukt	EE gesamt		92 - 199
Vermiedene Energieimporte	Monetäre Importe	EE gesamt	4.400	6.600
* vorläufig				

Die energieerzeugenden Unternehmen bzw. Anlagenbetreiber erfahren 2008 Entlastungen durch die bereitgestellten Fördermittel in Höhe von etwa 0,2 Mrd. € (2007) bzw. ca. 0,3 Mrd. € (2008), wobei die Förderung der Wärmenetze im Analysebereich „öffentliche und private Fördermittel“ bereits abgedeckt ist. Die Verteilungswirkungen des Merit-Order-Effekts sind wie oben bereits angemerkt ebenso wie die Wirkungen der vermiedenen Importe nicht eindeutig Akteuren zuordenbar.

Die makroökonomischen Größen reflektieren gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des gesamten EE-Ausbaus. Hierbei sind bezüglich der Entwicklung von Umsatz und Beschäftigung Bruttowirkungen angegeben, denen generell negative Effekte gegenüberstehen können, die hier noch nicht berücksichtigt sind. Entsprechende Nettoeffekte sollen später in Szenario-Rechnungen quantifiziert werden. Einen weiteren makroökonomischen Effekt stellt der Energiepreis-BIP-Effekt in Höhe von etwa 0,1-0,2 Mrd. € dar.

2 Einleitung

Die vorliegende Studie ist der erste Teil eines umfangreichen Vorhabens, das sich mit der Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich befasst, um eine wissenschaftlich fundierte und akzeptierte Grundlage für eine umfassende Bewertung der bisherigen Nutzung und des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien zu erarbeiten.

Hierzu werden in dieser Studie zunächst die bisherigen Ansätze und Methoden zur Erfassung der Wirkungen zusammengestellt und diskutiert. Hierbei sollen insbesondere die Untersuchungen zu Nutzen- und Kostenwirkungen im Wärmebereich weiter vorangetrieben werden, während im Strombereich teilweise bereits eine gründliche Auswertung vorliegender Arbeiten erfolgen kann.

Die vorliegenden Informationen sollen in einen konzeptionellen Rahmen eingeordnet werden, der eine Gesamtbewertung der Effekte ohne Doppelzählungen oder Lücken ermöglicht. Der Analysehorizont umfasst dabei im ersten Teil des Gesamtprojekts zunächst die aktuelle Situation 2007 sowie, sofern Daten verfügbar sind, auch 2008. Zwischenergebnisse wurden im November 2009 im Rahmen einer Fachtagung zur Diskussion gestellt. Die hierbei vorgetragenen Anregungen wurden teilweise in die Kosten-Nutzenbetrachtung aufgenommen und finden auch im weiteren Projektverlauf Berücksichtigung.

Der anschließend folgende, zweite Teil des Vorhabens umfasst zum einen fortführende bzw. vertiefende Arbeiten zur verbesserten Schätzung und Darstellung aktueller und zukünftiger Wirkungen, zum anderen erweitert er die Betrachtung auf die Jahre 2020 und 2030. Denn nur eine langfristige Wirkungsbetrachtung, die zukünftige Effekte mit berücksichtigt, kann ein umfassendes Gesamtbild der Wirkungen aufzeigen. Zur Validierung der Ergebnisse dieses Vorhabens sind auch weiterhin Diskussionen, Fachgespräche und Präsentationsveranstaltungen vorgesehen, bei denen offene Fragen und Ergebnisse intensiv behandelt werden sollen.

Die vorliegende Studie umfasst die Ergebnisse des ersten Teilabschnitts.

2.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung des Berichts

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird von einer intensiven Diskussion über das Für und Wider der Förderung Erneuerbarer Energien (EE) sowie über die Auswirkungen

auf Unternehmen, Haushalte und die gesamte Volkswirtschaft begleitet⁵. Schlagworte wie Emissionsverlagerung, Importsubvention, Kosteneffizienz, Nettobeschäftigungseffekte und Wettbewerbsverzerrung lenken die Diskussion auf die Kostenseite des Ausbaus und drängen die vielfältigen Nutzenaspekte des Ausbaus in den Hintergrund. Darüber hinaus sind neben Kosten-Nutzenwirkungen auch weitere Dimensionen wie Verteilungsaspekte für eine vollständige Diskussion zu berücksichtigen. Aufgrund der Vielfältigkeit und der unterschiedlichen Dimensionen der Effekte fehlt es bislang an einer umfassenden Gesamtschau.

In dieser Studie werden die vorliegenden Ansätze zur Quantifizierung von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich gesammelt, eventuell (weiter)entwickelt, zusammengeführt und bewertet sowie eine übersichtliche Zusammenschau der einzelnen Effekte vorgestellt. Während einzelne Wirkungen bereits quantifiziert und ausführlich diskutiert werden, blieben andere Effekte bisher weitestgehend unberücksichtigt oder wurden nur qualitativ betrachtet. Die Ziele der vorliegenden Studie umfassen im Einzelnen:

- Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung von Kosten- und Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien,
- Diskussion des bisherigen Erkenntnisstandes, dabei Identifikation von Lücken bzw. Schwachstellen und
- Formulierung von Vorschlägen für eine integrierte Zusammenschau und für weitere Analysen.

Hierbei werden die gegenwärtigen Wirkungen des bisherigen EE-Ausbaus betrachtet, soweit möglich nach den Teilbereichen Wärme- und Stromerzeugung gegliedert und die insbesondere durch EEG oder MAP geförderten Bereiche differenziert dargestellt.

2.2 Vorgehensweise

Der Analysehorizont der Studie umfasst die aktuelle Situation, d.h. die Entwicklung bis zum Jahr 2007 bzw., sofern Daten vorhanden sind, auch bis 2008. Angestrebt ist, eine möglichst vollständige Quantifizierung für ein Bezugsjahr (etwa 2007) zu erreichen. Soweit möglich oder sinnvoll, beziffern die einzelnen Teilstudien auch Ergebnisse aus vorangegangenen Jahren.

Da die vielfältigen Kosten- und Nutzeneffekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien verschiedene Akteure betreffen, Wirkungen auf unterschiedlichen Ebenen hervorrufen

⁵ Siehe Referenzen Kapitel 2.4.

und ungleiche volkswirtschaftliche Aufgabenbereiche/Zielsetzungen berühren, bedarf es einer differenzierten Betrachtung nach folgenden Wirkungskategorien bzw. Dimensionen:

- Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte umfassen die direkten (Differenzkosten) und indirekten (Netzausbau, Regelenergie, weitere Transaktionskosten, etc.) Systemkosten des EE-Ausbaus im Vergleich zu konventionellen Systemen sowie die Nutzenseite.
- Verteilungsaspekte zeigen auf, welche Wirtschaftsakteure oder Gruppen durch die Förderung des EE-Ausbaus belastet oder entlastet werden bzw. welche Verteilungseffekte einzelner Maßnahmen bei den verschiedenen Wirtschaftsteilnehmern zu beobachten sind.
- Makroökonomische Aspekte legen die Wirkungen auf BIP und Beschäftigung dar. Hier werden zunächst auf makroökonomischer Ebene nur die durch den EE-Ausbau ausgelösten Umsätze und Beschäftigten berücksichtigt.

Diese hier aufgeführte Differenzierung nach Kategorien bietet den entsprechenden Rahmen für die Gesamtschau der verschiedenen Effekte und erlaubt teilweise eine Aggregation innerhalb der jeweiligen Kategorien. In der jeweiligen Kategorie wird nach Wirkungstyp unterschieden, und zwar nach Kosten und Nutzenwirkungen, nach Be- und Entlastungswirkungen oder nach positiven und negativen Brutto-(Netto)-Beschäftigungs- und Wertschöpfungswirkungen.

Die vorliegende Studie konzentriert sich in ihrer Analyse auf folgende Bereiche:

- Differenzkosten im Strom- und Wärmebereich
- Transaktionskosten im Strom- und Wärmebereich
- Ausgleichs-, Regelenergie-, und Netzausbaukosten im Strombereich
- Ausbau von Wärmenetzen
- Vermiedene externe Kosten im Strom- und Wärmebereich
- Vermiedene Energieimporte im Strom- und Wärmebereich
- Portfolio-Effekt
- Öffentliche und private Fördermittel im Strom- und Wärmebereich
- Besteuerung von EE-Strom
- Merit-Order-Effekt im Strombereich
- Besondere Ausgleichsregelung im Strombereich
- Energiepreis-BIP-Effekt
- Umsatz- und Beschäftigungseffekte im Strom- und Wärmebereich

Daneben wurden insbesondere im Rahmen einer durchgeführten Fachtagung weitere, eher qualitative Aspekte thematisiert, die als positive Wirkungen betrachtet werden können. Dies erstreckten sich auf mögliche Auswirkungen des EE-Ausbaus auf Innovationsintensität und Innovationsanreize im Bereich der EE-Technologien, auf Spill-over-Effekte im Bereich der Technik und Politik sowie auf Umweltbewusstseinswandel, Veränderung gesellschaftlich normativer Vorstellungen mit Blick auf den Klimaschutz und auf die innere und äußere Sicherheit. Eine qualitative Diskussion dieser Effekte könnten die Nutzenwirkungen des EE-Ausbaus auf eine breitere Basis stellen.

Je nach Analysebereich und Fragestellung werden Erneuerbare Energien in unterschiedlichen Abgrenzungen untersucht (Gegenstand der Analyse):

- Ausbau Erneuerbarer Energien insgesamt
- MAP-geförderter Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich
- EEG-geförderter Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich
- Erneuerbare Energien für die Stromerzeugung insgesamt
- Erneuerbare Energien für die Wärmeerzeugung insgesamt

Zum besseren Verständnis der Systematisierung gibt Abbildung 2-1 eine graphische Darstellung der betrachteten Analysebereiche, Wirkungskategorien, -typen und des jeweiligen Untersuchungsgegenstands.

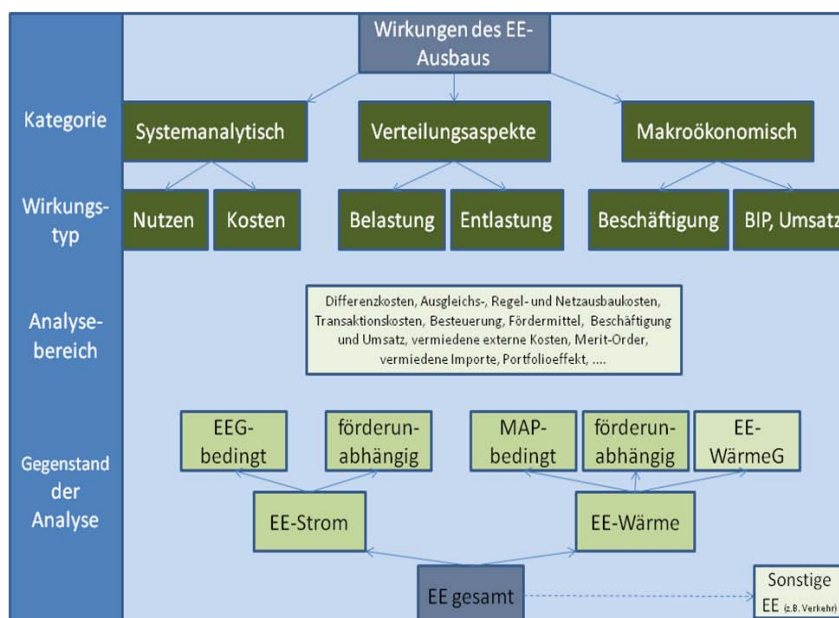


Abbildung 2-1: Übersicht über das Einteilungsschema nach Wirkungskategorien, -typen, Analysebereichen und Gegenständen der Analyse

2.3 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist in fünf Hauptteile gegliedert.

Der erste Hauptteil (Kapitel 3 bis 5) umfasst einen kritischen Umriss der vorliegenden Ansätze zur Quantifizierung der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strombereich sowie Ansätze zur Darstellung und Bewertung dieser im Wärmebereich. Der zweite und dritte Teil (Kapitel 6 und 7) befasst sich mit Verteilungs- und makroökonomischen Aspekte wie Wachstum und Beschäftigung. Weitere Effekte wie Energiepreiswirkungen und Risikoaspekte sind in Kapitel 8 zusammengefasst und stellen den vierten Teil des Berichts dar.

Im fünften Teil (Kapitel 9 und 10) werden die verschiedenen Effekte nach Kategorien betrachtet und soweit wie möglich aggregiert dargestellt sowie Schritte für weitere Analysen vorgeschlagen.

2.4 Referenzen

DIW, DLR, ZSW, IZES, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Forschungsvorhaben des BMU, Februar 2008.

BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juni 2009.

VDE, Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr – lassen sich die Vorgaben im Stromsektor erreichen? Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Juni 2009.

HWWI, Die Deutschen Ausbauziele für Erneuerbare Energien – eine Effizienzanalyse, Paper 1-27 des WHHI-Kompetenzbereichs Wirtschaftliche Trends, Hamburgisches WeltWirtschafts Institut, August 2009.

RWI, Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, Endbericht des Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, September 2009.

Cicero 12/2008, Die Energie-Lüge, Ch. B. Blankart, Ch. Böhringer, T. Breyer, W. Buchholz, T. Requate, Ch. M. Schmidt, C. Ch. v. Weizsäcker, J. Weinmann.

WirtschaftsWoche 27.10.2008, „Antizyklisch investiert“, Interview mit O. Edenhofer

Spiegel Online, 10.10.2008, Ifo-Chef Sinn wettert gegen Ökosteuer und Windkraft, Interview mit H.-W. Sinn, von G. Traufetter.

3 Direkte Kosten

Alle Kosten, die unmittelbar durch den Ausbau Erneuerbarer Energien entstehen, fallen in die Kategorie der direkten Kosten. Diese umfassen alle technologie- bzw. systembedingten Kosten, die durch Erstellung, Betrieb und Wartung der Erzeugungsanlage anfallen. Zur Beurteilung des EE-Ausbaus nach Kostenaspekten wird häufig ein Vergleich der Systemkosten zwischen Energieumwandlungsanlagen auf Basis fossiler und Erneuerbarer Energien herangezogen. Diese hier als systemanalytischer Kostenansatz bezeichnete Vorgehensweise basiert auf einem Vergleich der Gestehungskosten erneuerbarer und konventioneller Erzeugungstechnologien. Die so berechneten Differenzkosten beziffern die aggregierten Mehr- oder Minderkosten, die in der Volkswirtschaft durch den Einsatz Erneuerbarer Energien anstelle von konventionellen Energieträgern anfallen.

Im Unterschied dazu lassen sich im Strombereich auch „Differenzkosten“ im Sinne des EEG ausweisen. Diese stehen in der öffentlichen Diskussion i.d.R. im Vordergrund. Sie beziffern unter Verteilungsaspekten gesehen die Belastung der Stromlieferanten bzw. -verbraucher.

3.1 Differenzkosten im Strombereich

3.1.1 Methodischer Überblick

Ziel dieses Untersuchungsteils ist es, die grundlegenden Annahmen der unterschiedlichen Ansätze verschiedener Abschätzungen zu den Differenzkosten im Strombereich gegenüberzustellen und nachvollziehbar und transparent zu machen. Dabei werden in diesem Bericht die vorliegenden Studien zur Abschätzung von Differenzkosten im Strombereich ausgewertet und die jeweiligen Ansätze und Ergebnisse dargestellt.

Die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist derzeit oftmals teurer als die Erzeugung auf Basis fossiler oder nuklearer Brennstoffe, insbesondere wenn man von externen Effekten absieht und sich auf einen Vergleich der Erzeugungskosten beschränkt. In der Literatur haben sich zwei Methoden zur Analyse dieser Kostendifferenz zwischen Erneuerbaren Energien und anderen Energieträgern entwickelt, die unterschiedliche Aspekte betonen, bislang aber letztlich Differenzkosten in ähnlicher Größenordnung ausweisen.

Die **systemanalytische Betrachtungsweise** (vgl. z. B. Nitsch 2008) vergleicht Stromgestehungskosten für erneuerbare und andere Energieträger. Bei der Abschätzung der Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien muss zwischen den Erzeugungstechnologien, die ohne Brennstoffe auskommen, wie Windenergie, solare Strahlungs-

energie oder Geothermie und den mit einem Brennstoffeinsatz verbundene Erzeugungstechnologien unterschieden werden.

Die Stromgestehungskosten lassen sich durch annuitätische Investitionskosten und Betriebskosten - bei letzteren einschließlich Brennstoffkosten - abbilden. Auf der konventionellen Kraftwerkseite ergeben sich die Stromgestehungskosten ebenso aus den annuitätischen Investitionen in den Kraftwerkspark, den Preisen und Mengen für den jeweiligen Brennstoffeinsatz und allen weiteren Betriebskosten. Die Differenzkosten ergeben sich dann als:

$$\text{Differenzkosten}_{\text{system}} = \text{Jahreskosten Strom aus EE} - \text{anlegbare Preise} \times \text{EE-Strommenge}$$

Als anlegbare Preise werden die – rechnerischen – Preise bezeichnet, mit denen die durch EE-Strom verdrängten konventionell erzeugten fossilen Strommengen bewertbar sind. Sie werden von den Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksparks abgeleitet und sind für die verschiedenen EE-Technologien unterschiedlich hoch, da in Abhängigkeit von der eingesetzten EE-Technologie konventionelle Kraftwerke weniger eingesetzt werden müssen.

In dieser Betrachtungsweise werden alle erneuerbaren Energieträger und Erzeugungstechnologien berücksichtigt, um eine Abschätzung der tatsächlichen Belastung der Volkswirtschaft durch den Einsatz Erneuerbarer Energien zu gewinnen. Derzeit sind die so berechneten Differenzkosten positiv, d.h. der Ausbau Erneuerbarer Energien ist mit Mehrkosten verbunden. Eine wesentliche Stärke des Ansatzes besteht jedoch darin, dass er auch eine Entlastung der Volkswirtschaft durch negative Differenzkosten abzubilden vermag. So liegen bereits jetzt die Stromgestehungskosten der großen Wasserkraft deutlich unter den Stromgestehungskosten des sonstigen Kraftwerksparks, so dass die große Wasserkraft die Stromerzeugung insgesamt kostengünstiger werden lässt.

Alternativ lässt sich die Kostenbelastung der Wirtschaftssubjekte durch die **Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EEG)** über eine Differenzkostenanalyse abbilden. Hierbei entsprechen die Differenzkosten den Mehrkosten der vergüteten EEG-Strommengen im Vergleich zu den Bezugskosten:

$$\text{Differenzkosten}_{\text{EEG}} = (\text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{durchschnittliche Strombezugskosten}) \times \text{EEG-Strommenge}$$

Dieser Ansatz stellt einen wichtigen Indikator für die durch das EEG ausgelöste Kostenbelastung zur Verfügung, ist jedoch nicht in der Lage, die gesamtwirtschaftliche Auswirkung bereits wirtschaftlicher EE-Technologien abzubilden. Da er Belastungen

der entsprechenden Akteursgruppen widerspiegelt, beziffert er letztendlich Verteilungsaspekte. Die Differenzkosten nach EEG sind typischerweise positiv, wohingegen die systemanalytischen Differenzkosten durchaus gesamtwirtschaftliche Entlastungen darstellen können, da sie durchaus negativ werden können.

Darüber hinaus müssen bei beiden Ansätzen Annahmen zu den jeweils anzusetzenden Preisen und Werten des Stroms aus Erneuerbaren Energien und des anderweitig erzeugten Stroms getroffen werden. Im Folgenden werden die verschiedenen Ansätze kurz beleuchtet und eingeordnet, sowie die resultierenden Differenzkosten miteinander verglichen.

3.1.2 Systemanalytische Differenzkosten

Eine systemanalytische Berechnung der Differenzkosten wird in der regelmäßig aktualisierten Leitstudie (Nitsch, 2008, 2007, 2006) vorgenommen. Dabei wird die gesamte Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt – also auch "alte Wasserkraftwerke". Für die Windenergie, die Wasserkraft, die PV und Geothermieanlagen errechnen sich die Jahreskosten annuitätisch aus den bis zum Betrachtungszeitpunkt getätigten Investitionen und Betriebskosten, für die Stromerzeugung aus Biomasse kommen noch die Brennstoffkosten des Anlagenbestands im jeweiligen Jahr hinzu. Strom aus „alten“ Wasserkraftanlagen sowie aus Offshore-Windanlagen wird entsprechend den höheren erzielbaren Volllaststunden mit einem niedrigeren anlegbaren Preis bewertet als Strom aus den anderen erneuerbaren Energieträgern, da diese Anlagen gedanklich Anlagen mit geringeren Stromgestehungskosten ersetzen. Der anlegbare Preis errechnet sich aus den fossilen und nuklearen Stromgestehungskosten - d.h. er repräsentiert für 2008 und andere vergangene Jahre den bestehenden Kraftwerkspark -, der Preisentwicklung der genutzten Brennstoffe und der Entwicklung der CO₂-Preise. Diese Preise stimmen nicht unbedingt mit den Börsenpreisen für Strom überein und werden teilweise von anderen Marktfaktoren getrieben. Tabelle 3-1 zeigt eine Übersicht über die in Leitstudie 2008 zugrunde gelegten Preise, Jahreskosten, erzeugten Mengen und die daraus resultierenden Differenzkosten für 2007 und 2008.⁶

In die Berechnung von Jahreskosten müssen Annahmen zur Abschreibungsdauer, zu Betriebs- und Wartungskosten und, sofern eingesetzt, zu den Brennstoffkosten einge-

⁶ Setzt man in der systemanalytischen Betrachtungsweise anstelle der rechnerisch ermittelten anlegbaren Preise ex-post die Durchschnittsbörsenpreise an, so ergeben sich für 2008 mit einem hohen durchschnittlichen Spotpreis von 65,76 €/MWh deutlich niedrigere Differenzkosten (2,49 Mrd. €) als in Tabelle 3-1 angegeben. Für 2007 verändert sich die Aussage kaum, da die Schätzung des anlegbaren Preises mit 0,039 €/kWh nahe am durchschnittlichen Spotpreis von 0,0380 €/kWh lag.

hen. Darüber hinaus muss ein Zinssatz für die annuitätische Berechnung angenommen werden. In der Leitstudie 2008 werden technologieübergreifend 6 % Zinsen unterstellt, alle anderen Annahmen sind technologiespezifisch. Aus einem Vintageansatz mit Zugängen und Abgängen sowie Annahmen zur technologiespezifischen Nutzungsdauer folgen die jährlichen Erzeugungsmengen. Diese weichen teilweise etwas von den tatsächlichen Einspeisemengen eines Jahres ab.

Tabelle 3-1: Systemanalytische Differenzkosten nach Leitstudie 2008

	2007	2008
Jahreskosten (Mio. €a)		
Wasserkraft	755	764
Windenergie	3542	3778
Biomasse*	1860	2187
Photovoltaik	1707	2150
Geothermie	1	5
Gesamt	7.865	8.884
Anlegbarer Preis (Wasser, offshore) €/kWh	0,051 (0,039)	0,0529 (0,0409)
Erzeugte Menge (TWh)		
Wasserkraft	21	21
Windenergie	40	43
Biomasse*	19	22
Photovoltaik	3	4
Geothermie	< 0,1	< 0,1
Gesamt	87	95
Differenzkosten (Mio. €)		
Wasserkraft	-81	-135
Windenergie	1506	1512
Biomasse*	891	1023
Photovoltaik	1538	1918
Geothermie	1	4
Gesamt	3.855	4.323

Quellen: Eigene Berechnungen GWS, nach Leitstudie 2008 * einschließlich Nahwärmenetze

3.1.2.1 Vor- und Nachteile des systemanalytischen Ansatzes

Konzeptionell besteht die größte Stärke des Ansatzes darin, negative Differenzkosten und nicht nach EEG vergütete Mengen einzuschließen (große Wasserkraft, direkt vermarktete Mengen) und somit Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen Kosten von Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewinnen. D. h. es werden hierbei nicht nur die EEG-bedingten Differenzkosten betrachtet.

Darüber hinaus lässt sich dieser Ansatz auch auf die Berechnung der Differenzkosten in der Wärmeerzeugung übertragen (vgl. Kapitel Differenzkosten im Wärmebereich), so dass die Differenzkosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien dadurch in einem konsistenten Analyserahmen betrachtet werden können.

Zudem ist der Ansatz gut für eine Abschätzung zukünftiger Differenzkosten geeignet, da sich die Energiekosten und das Mengengerüst mit Hilfe von Szenarien konsistent fortschreiben lassen und sich die Differenzkosten innerhalb dieser Szenarien berechnen lassen.

3.1.3 Ermittlung der Differenzkosten nach EEG

3.1.3.1 EEG vor 2009

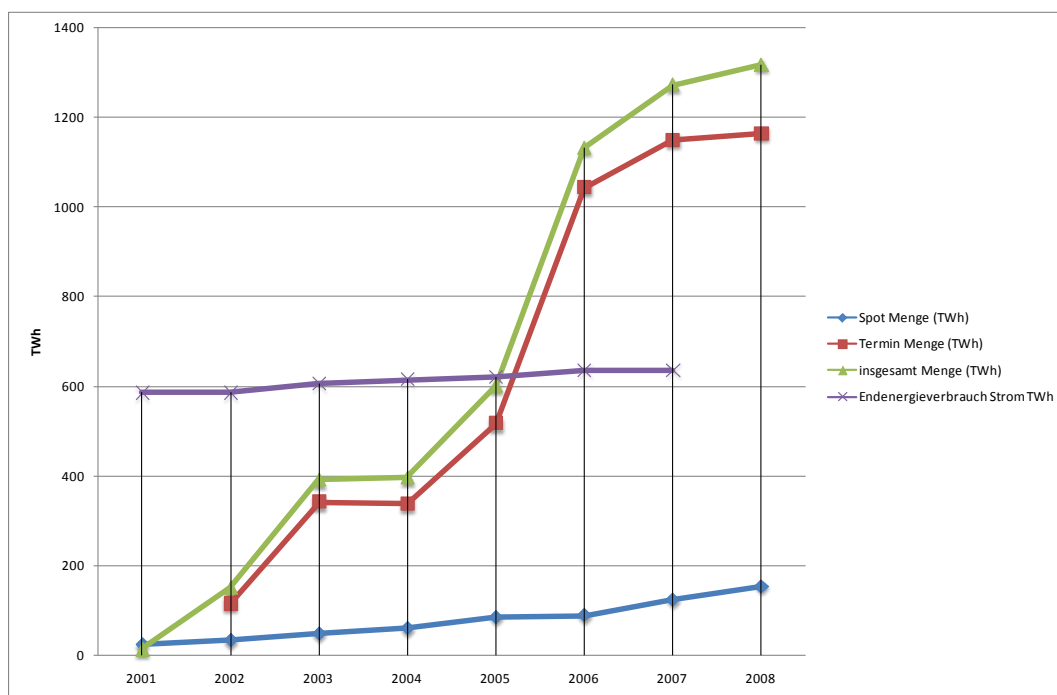
Das EEG verlangt zwar von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) keine Bescheinigung zur EEG-Umlage gegenüber ihren Kunden, berechtigt jedoch unter dem Stichwort „Transparenz“ „Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sowie deren Zusammenschlüsse (...), die Differenz zwischen den (...) gezahlten Vergütungen und ihren durchschnittlichen Strombezugskosten pro Kilowattstunde oder den durchschnittlichen Strombezugskosten pro Kilowattstunde der an ihr Netz angeschlossenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr (Differenzkosten) gegenüber Dritten anzuzeigen, wenn sie diese durch eine zu veröffentlichende Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen.“ (§15 EEG 2004; gleichlautend beibehalten in EEG 2006).

3.1.3.2 Umsetzung

Zu den im Gesetzestext aufgeführten durchschnittlichen Strombezugskosten liegen jedoch allenfalls den betreffenden Unternehmen Daten vor, die keiner äußeren Prüfung unterliegen. In einer Zusammenschau verschiedener Ansätze zur Näherung und Abschätzung dieser Größe, beziehungsweise zur Schätzung der bundesweiten durchschnittlichen Differenzkosten finden Wenzel und Diekmann (2006) eine erhebliche

Spannbreite, die bei der Anwendung zu deutlichen Unterschieden in den Differenzkosten bereits für das Jahr 2005 führt.

Ohne Angaben aus den Unternehmen muss sich eine Abschätzung der Strombezugskosten an den veröffentlichten Daten der deutschen Strombörse (EEX) orientieren. Seit Gründung der EEX in 2000 ist das gehandelte Volumen an der Strombörse ebenso gewachsen (vgl. Abbildung 3-1) wie die Anzahl der gehandelten Produkte. Während zunächst der Spothandel aufgenommen wurde (Stundenkontrakte und Blockkontrakte), konnte bereits in 2001 der Terminmarkt eröffnet werden.



Quelle: EEX, eigene Grafik GWS

Abbildung 3-1: Entwicklung der gehandelten Mengen an der EEX

Die Preisentwicklung ist bei den gehandelten Produkten in ihrem Trend nicht so einheitlich wie die Mengenentwicklung. Während auf dem Terminmarkt die Preise für Peakload-Kontrakte für das jeweils nächste Jahr gleichmäßig stiegen, fielen die Phelix Base Year Futures in 2006 von 53,4 €/MWh auf 50,7 €/MWh. Noch stärker fielen die Spotmarkt Preise in 2007 von 50,8 auf 38 €/MWh.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welcher Preis sinnvollerweise zu einer Abschätzung der Strombezugskosten herangezogen werden sollte. In der Vergangenheit sind dazu eine Reihe von Vorschlägen unterbreitet worden. Der VDEW empfahl 2005 seinen Mitgliedsunternehmen den Durchschnittspreis an der EEX für Phelix Base

Year Futures für das betreffende Jahr über einen Zeitraum von einem Jahr zu mitteln⁷, der anderthalb Jahre vor dem betreffenden Jahr beginnt (z. B. Juli 2003 – Juni 2004 für 2005). Die hinter diesem Ansatz stehende Annahme unterstellt, dass die Beschaffungsentscheidungen überwiegend in dieser Zeitperiode fallen.

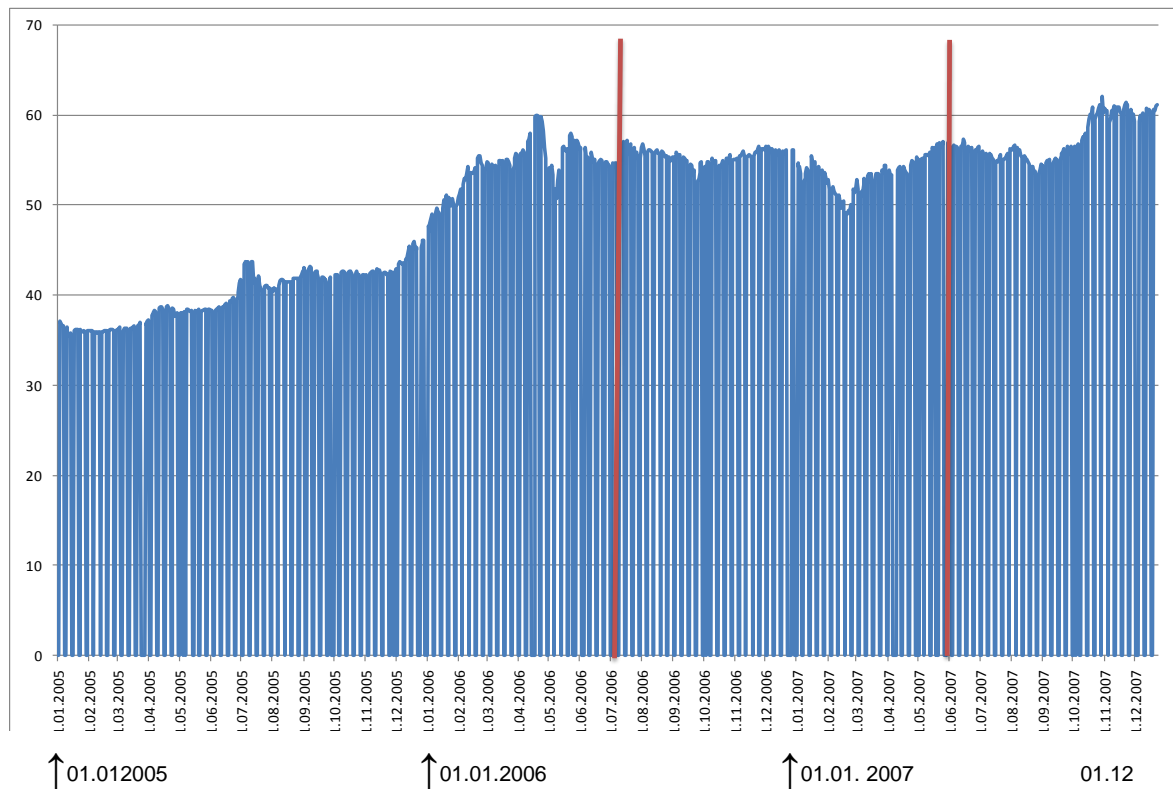


Abbildung 3-2: Phelix Base Year Future (Euro/MWh) (CAL-08) an der EEX. Die horizontale Achse zeigt den Zeitraum von 2005 bis zum Ende der Handelsperiode 12/ 2007 (EEX, eigene Grafik, GWS)

Die roten Linien markieren den von der VDEW zur Ermittlung vorgeschlagen Handelszeitraum. Ungewichtet ergibt sich über diesen Zeitraum ein Strompreis von 54,82 €/MWh. Betrachtet man hingegen den gesamten Zeitraum, in dem CAL-08 gehandelt wurde, so ergibt sich ungewichtet ein Strompreis von 46,17 €/MWh. Lässt man den Beginn der Berechnungsperiode gleich (Juli 2006), bezieht aber das letzte halbe Jahr bis Ende 2007 mit ein, ergibt sich ein Mittelwert von 38,6 €/MWh. Der mit den Handelsmengen gewichtete Mittelwert über den gesamten Zeitraum (Januar 2005 bis Dezember 2007) liegt bei 50,19 €/MWh.

⁷ Wenzel und Diekmann weisen jedoch zu Recht darauf hin, dass diese Empfehlung von der damaligen Vorschrift des EEG abweicht und keine Umsetzung des EEG darstellen kann.

Wenzel und Diekmann untersuchen weitere Vorschläge, wie den des BEE, der eine Gewichtung von Phelix-Base und Phelix-Peak Preisen vorschlägt, der jedoch ebenso wenig empirisch unterlegbar ist wie der Abschneidezeitraum des VDEW. Die Autoren schlagen selbst zwei Varianten zur Schätzung der bundesweiten durchschnittlichen Differenzkosten vor, bei denen die Variante A einen mit den jeweiligen Handelsmengen gewichteten Durchschnitt auf den Spot- und den Future-Märkten darstellt und die Variante B von einer Gleichgewichtung der Preise von Futures aus dem Vorjahr und dem Spotmarktpreis aus dem Berechnungsjahr ausgeht.

Für das Jahr 2008 liegt eine Abschätzung von Wenzel (2009) vor, die auf Variante A beruht. Der Handel auf dem Terminmarkt ist zu diesem Zeitpunkt für 2008 abgeschlossen, allein die Spotmarktentwicklung kann nur geschätzt werden. Diese Berechnung kann mit den nun vorliegenden Daten ergänzt werden (Tabelle 3-2). Variante B würde einen Wert des Beschaffungspreises von 60,625 €/MWh ergeben.

Tabelle 3-2: Mengengewichteter Beschaffungspreis nach Variante A

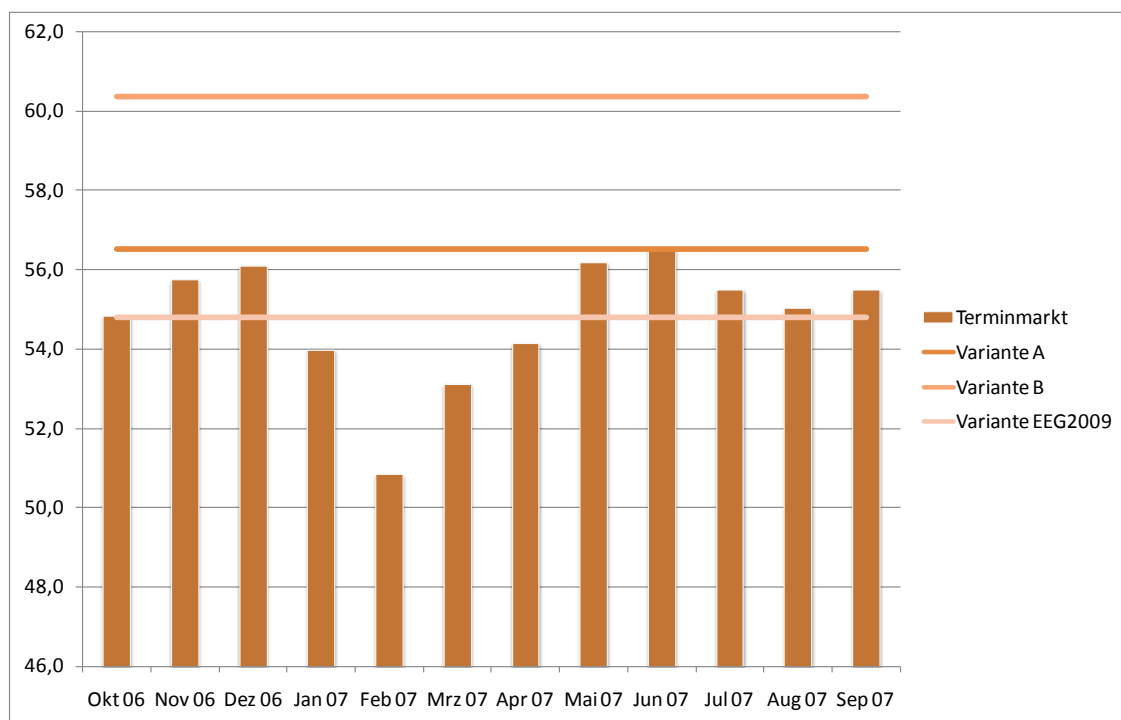
Handel im Jahr	Basis	Für das Lieferjahr 2008			Wenzel (2009)	
		TWh	Anteil	Preis €/MWh	Preis €/MWh	
2005	CAL-2008	13,9	1%	40,5		
2006	CAL-2008	188,3	20%	54,8	55	
2007	CAL-2008	573,1	62%	55,49	56	
2008	Phelix Day Base	154,4	17%	65,8	55	
Gesamt			100%	56,8	56	

Quelle: Wenzel/Diekmann 2006, Wenzel 2009

3.1.3.3 Berechnung nach EEG 2009

In der seit dem 1. Januar 2009 gültigen Neufassung des EEG (EEG 2009) findet sich in §54 ein Alternativvorschlag zur Berechnung der Differenzkosten. Während der erste Absatz von §54 sich auf die tatsächlichen Strombezugskosten bei den die Differenzkosten anzeigenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezieht, lässt der zweite Absatz „(2) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 (kann) für die Abrechnung auch die Differenz zwischen den nach § 37 Abs. 3 gezahlten Vergütungen und dem durchschnittlichen, ungewichteten Preis für Jahresfutures des für die Abrechnung jeweils maßgeblichen Kalenderjahres an der Strombörse European Energy Exchange AG in Leipzig (...)“ zu. Maßgeblich ist dabei laut EEG 2009 der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des dem betrachteten Jahres vorangegangenen Vorvorjahres und dem 30.

September des Vorjahres. In der Begründung hierzu heißt es „Absatz 2 ermöglicht den Unternehmen, bei der Differenzkostenberechnung nicht die individuellen Unternehmensdaten zugrunde zu legen, sondern anhand allgemeiner Preise auf dem Strommarkt abzurechnen. Dies gibt den Unternehmen eine Möglichkeit abzurechnen, ohne sensible Daten, wie die eigenen Strombezugskosten, offen zu legen. Wählt ein Unternehmen dieses Verfahren, rechnet es nicht die eigenen, sondern die nach dem Markt zu erwartenden Differenzkosten ab.“



Quelle: EEX

Abbildung 3-3: Vergleich der verschiedenen Ansätze für die Strombezugskosten 2008

Unter Verwendung dieses Ansatzes (Mittelwert der ungewichteten Preise für Jahresfutures vom 1. Oktober 2006 bis 30. September 2007) ergibt sich für den Beschaffungspreis für das Jahr 2008 der Wert von 54,8 €/MWh (Abbildung 3-3).

Multipliziert man die Werte der Strombeschaffungskosten mit den EEG-Strommengen, um die Differenzkosten nach §54 zu berechnen, führen die Abweichungen zwischen den Konzepten zu Differenzen im Bereich von knapp 400 Mio. Euro (Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Vergleich der Differenzkosten 2008

2008	Variante A	Variante B	BMU 2009	EEG Jahresabrechnung 2008
	mit Handelsmengen gewichteter Durchschnitt Spot- und Future 2008	Gleichgewichtung Futures 2007 und Spot 2008		Vermiedene Stromkosten nach Wenzel (2009)
EEG Strommenge in GWh	71.445			
Durchschnittsvergütung in ct/kWh	12,11			
Durchschnittliche Bezugskosten ct/kWh	5,7	6,3	5,7	5,7
Differenzkosten in Mio. €	4.613	4.321	4.5	4.652

Quelle: BDEW, EEX und eigene Berechnungen GWS

Wenzel (2007, 2008a) wendet bei den Schätzungen der Differenzkosten die Variante A aus Wenzel/Diekmann an. Tabelle 3-4 zeigt eine Übersicht über die Werte der Vergangenheit. Die Berechnung anderer Varianten muss im Gesamtzusammenhang des weiteren Verlaufs des Projekts diskutiert werden.

Tabelle 3-4: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2008 (nominal)

	EEG Menge TWh	EEG Ø-Vergütung* Cent/kWh	Ø Strombezugskosten** Cent/kWh	Differenzkosten Cent/kWh	Gesamte Differenzkosten Mrd. €
2000	13,9	8,5	1,9	6,60	0,9
2004	38,5	9,3	2,8	6,49	2,5
2005	44,0	10,0	3,7	6,30	2,8
2006	51,5	10,9	4,4	6,50	3,3
2007	67,1	11,4	5,0	6,4	4,3
2008	71,1	12,25	5,7	6,8	4,65

* nominal, unter Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte,** Berechnungsverfahren 2004-2006 nach Wenzel/Diekmann (2006), S. 17

Quelle: VDN, EEX, Nitsch 2007; IfnE-Berechnungen, BDEW, eigene Berechnungen

3.1.3.4 Änderungen durch die Neuregelung zum Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)

Durch die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17.7.2009 entfällt die physische Wälzung auf der Stufe 4 und somit die Umwandlung in so genannte Monatsbänder. Die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen den eingespeisten EE-Strom am Markt. Als Differenzkostendefinition gilt somit ab dem 1.1.2010 die EEG-Umlage (§8 AusglMechV), die sich aus den Berechnungsvorschrif-

ten des § 3 AusglMechV nach einer Einnahmen-Ausgabenrechnung folgendermaßen ergeben. Einnahmen sind:

1. Einnahmen aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung,
2. Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage,
3. Einnahmen aus Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,
4. Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis und
5. Einnahmen entsprechend § 37 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Für die Prognose der Einnahmen ist der durchschnittliche Preis Phelix Baseload Year Future an der EEX im Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des vorangegangenen Kalenderjahres und dem 30. September des laufenden Kalenderjahres⁸ maßgeblich.

Ausgaben sind:

1. die Vergütungszahlungen nach § 16 oder § 35 des EEG,
2. Rückzahlungen entsprechend § 37 Absatz 4 des EEG,
3. Zahlungen für Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,
4. notwendige Kosten für den untertägigen Ausgleich,
5. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis und
6. notwendige Kosten für die Erstellung von vortägigen und untertägigen Prognosen.

Die Abschätzung der sich hieraus ergebenden Differenzkosten für 2009 umfasst eine erhebliche Bandbreite. Genauere eigene Abschätzungen erfolgen im nächsten Untersuchungsabschnitt.

3.1.3.5 Vor- und Nachteile des EEG-Differenzkosten-Ansatzes

Die Vorteile des Verfahrens liegen in der Verfügbarkeit einer „Messvorschrift“, spätestens bei Anwendung von §54 EEG. Die nach EEG vergüteten Mengen und die technologiespezifischen gezahlten Vergütungen in der EEG-Abgrenzung liegen jeweils spätestens zur Mitte eines Jahres für das Vorjahr vor, und die durchschnittlichen Strombe-

⁸ Nach „Konzept der ÜNB für das Prognoseverfahren (Stand 21. September 2009), http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009_09_22_Konzept_Prognose_EEG-Umlage_nach_AusglMechV.pdf

zugskosten lassen sich aus den EEX-Daten ableiten. Zusätzliche Annahmen sind nicht notwendig.

Mit diesem Verfahren wird die Frage beantwortet: Was sind die durch das EEG ausgelösten Mehrkosten im Vergleich zum Strombezug an der Börse? Das Verfahren macht somit deutlich, welche Kostenbelastung dem Lieferanten bzw. – je nach Überwälzung – den Endverbrauchern durch das EEG entsteht. Mit diesem Ansatz können folglich die Wirkungen der Förderung von Erneuerbaren Energien auf verschiedene Akteursgruppen unter verteilungspolitischen Aspekten ausgewiesen werden, abhängig vom Wälzungsmechanismus. Zu den gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten aller Erneuerbaren Energien einschließlich der durch das EEG nicht (mehr) geförderten im Vergleich zu den Kosten des fossilen und nuklearen Kraftwerksparks kann die in diesem Verfahren bestimmte Größe nicht unbedingt beitragen.

Zukünftige Entwicklungen lassen sich durch Fortschreiben der zukünftigen Vergütungssätze, ein Mengenszenario und Projektionen der Preisentwicklung auf dem Strommarkt ableiten. Falls die Möglichkeiten zur Direktvermarktung im selben Umfang wie beispielsweise in Spanien von den Anlagenbetreibern angenommen werden, muss dies bei der Fortschreibung der Differenzkosten berücksichtigt werden und kann einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der Differenzkosten ausüben.

Hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien scheint die systemanalytische Sichtweise Vorteile zu bergen, da sie umfassender die EE-Technologien einbezieht und negative Differenzkosten berücksichtigen kann.

3.1.4 Fazit

Für einen systemanalytischen Kosten-Nutzenvergleich bietet sich die Berechnungsweise nach Nitsch (2008) an. Die größte Stärke des Ansatzes liegt darin, Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen Kosten von Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewinnen. Des Weiteren ist dieser Ansatz auch für die Berechnung der Differenzkosten im Wärmebereich anwendbar, so dass dadurch ein konsistenter Analyserahmen gegeben ist. Da die CO₂-Zertifikatspreise in den Gestehungskosten berücksichtigt wurden, müssen diese Bestandteile bei der Berechnung des Nutzens durch vermiedene Emissionen im Strombereich abgezogen werden.

Die Berechnung der Differenzkosten nach EEG zeigt auf, welchen Belastungen Lieferanten bzw. – je nach Wälzung - Endverbraucher durch die Einspeisevergütung ausgesetzt sind. Es bietet sich daher an, mit dieser Berechnungsweise Verteilungswirkungen

aufzuzeigen. Auch in diesem Fall sind die CO₂-Zertifikatspreise in die Strompreise eingegangen.

3.1.5 Literatur

BDEW (2008): EEG-Mittelfristprognose bis 2014 des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. mit Stand vom 22.4.2008.

BMU (2007a): EEG-Erfahrungsbericht 2007. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. November 2007. J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

EEG (2004): Erneuerbare Energien Gesetz in der Fassung vom 21.07.2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert am 7.11.2006 (BGBl. I S. 2550).

EEG (2009a): Erneuerbare Energien Gesetz in der Fassung vom 31.10.2008 (BGBl. I S. 2074).

EEG (2009b): Gesetzesbegründung zum EEG 2009. Berlin 2008.

Erdmann (2008): Indirekte Kosten der EEG-Förderung. Kurzstudie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle. Berlin 2008.

Fronde, M.; Ritter, N.; Schmidt, C. (2007): Photovoltaik: Wo viel Licht ist, ist auch viel Schatten, RWI : Positionen #18.2 vom 10. Dezember 2007.

IE/Prognos (2006): Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE) / Prognos AG : Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. November 2006.

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2008.

Wenzel, B. (2007): Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien- Gesetzes. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2007.

- Wenzel, B. (2008a): Beschaffungsmehrkosten von Elektrizitätsversorgungs- Unternehmen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.
- Wenzel, B. (2008b): Vermiedene Energieimporte und externe Kosten durch die Nutzung Erneuerbarer Energien 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.
- Wenzel, B. (2009): Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2008. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2009.
- Wenzel, B., Nitsch, J. (2008): Ausbau Erneuerbarer Energien im Strombereich EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030 Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow – Stuttgart Dezember 2008.
- Wenzel, B.; Diekmann, J.(2006): Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow/Berlin.

3.2 Differenzkosten im Wärmebereich

In der vorliegenden Literatur befasst sich bisher nur die *Leitstudie* (Nitsch 2007 und 2008) mit den Differenzkosten im Wärmebereich. Diese stellt die gesamten Differenzkosten mittels eines systemanalytischen Vergleichs der Energiegestehungskosten erneuerbarer Wärmeherzeugung mit den fossilen Wärmepreisen dar. Für die annuitätische Berechnung wird dabei technologieübergreifend ein Zinssatz von 6 % angenommen, während die Annahmen zur Abschreibungsdauer, den Betriebs- und Wartungskosten sowie den Brennstoffkosten technologiespezifisch sind. Die zukünftige Entwicklung der Preise und Kosten wird in der Leitstudie 2008 mittels drei verschiedener Energiepreispfade⁹ beschrieben. Die Entwicklung des zukünftigen EE-Ausbaus beruht auf dem „Leitszenario“, das sich an den Ausbauzielen der Bundesregierung bzw. der Europäischen Union orientiert¹⁰. Im Wärmebereich sind die Differenzkosten

⁹ Preispfad hoch (A) , mittel (B) und niedrig (C).

¹⁰ Für weitere Szenario-Varianten sei auf Nitsch (2008) verwiesen.

nach den Berechnungen in der *Leitstudie* deutlich geringer als im Strombereich und erreichen in dem als realistisch angesehenen Preispfad A¹¹ bereits 2010 ihr Maximum und werden erstmals in 2018 negativ, wozu insbesondere die Biomasse beiträgt. Abbildung 3-4 zeigt den Vergleich der resultierenden gesamten Differenzkosten aus dem vorliegenden Ansatz und der Leitstudie 2008.

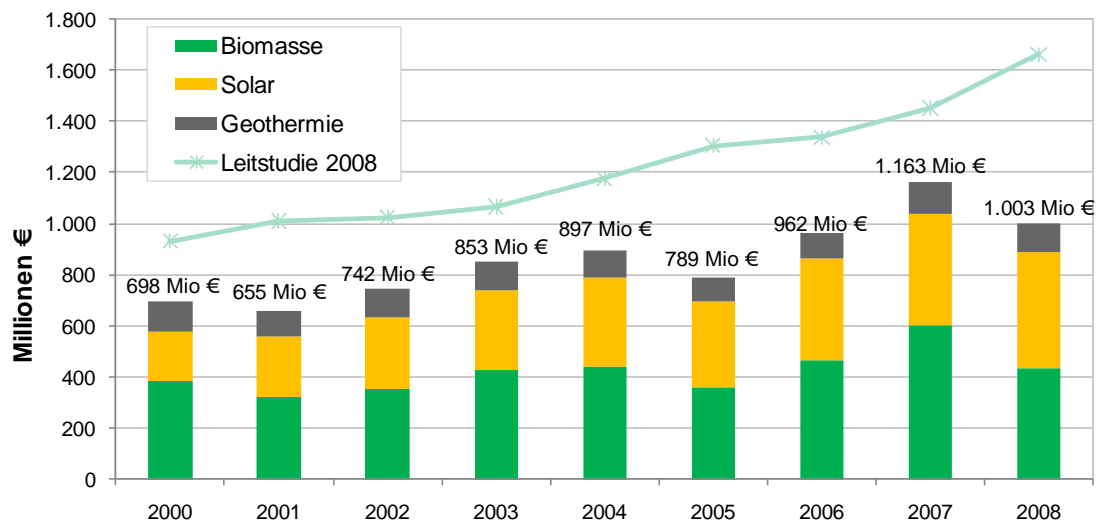


Abbildung 3-4: Gesamte Differenzkosten im Wärmebereich nach eigenem Ansatz und Leitstudie (Nitsch 2008; eigene Berechnung)

Ziel dieses Teilbeitrags ist die Berechnung der durch Nutzung Erneuerbarer Energien bedingten Erzeugungsmehr- oder -minderkosten¹² im Wärmebereich. Der Ansatz dieser vorliegenden Arbeit basiert auf einer systemanalytischen Berechnung, welche – wie in der *Leitstudie* – die Wärmebereitstellungskosten der EE-Technologien mit denen fossiler vergleicht. Anders als in der Leitstudie wird nachfolgend allerdings

- die Berechnung der Differenzkosten zunächst gezielt nur auf den durch das Marktanzreizprogramm (MAP) geförderten EE-Ausbau – differenziert nach Förderbereich BAFA und KfW – bezogen
- und dann – auf Grundlage dieser MAP-Differenzkostenberechnung – eine Abschätzung der Differenzkosten des gesamten erneuerbaren Energieeinsatzes im Wärmebereich getätigt¹³. Dabei wird bei der Gestehungskostenrechnung im Förderbereich

¹¹ Preispfad A : deutlicher Anstieg der Preise für fossile Energieträger.

¹² Nachfolgend nur noch als Differenzkosten oder Mehrkosten bezeichnet.

¹³ Nachfolgend als gesamtwirtschaftliche Differenzkosten bezeichnet. Die so ermittelten Werte lassen sich dann mit den Angaben der Leitstudie vergleichen.

des BAFA nach Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie Gebäudetyp unterschieden¹⁴.

Aufgrund der systembedingten Unterschiede der MAP-geförderten Wärmeerzeugungstechnologien – zentrale und dezentrale Anlagen - bietet es sich an, für die Berechnung der Differenzkosten verschiedene Vorgehensweisen für die Förderbereiche BAFA und KfW zu wählen (Abbildung 3-5).

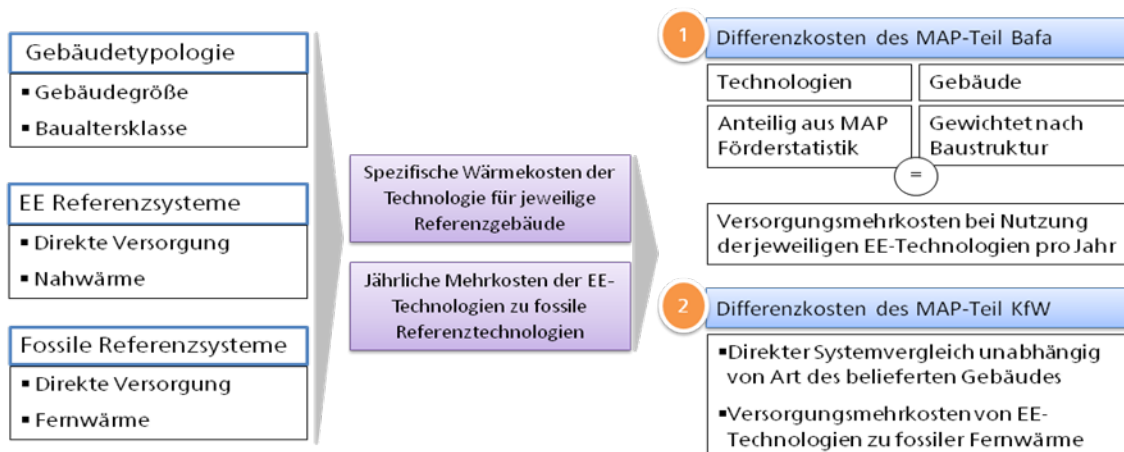


Abbildung 3-5: Berechnungsmethodik der Differenzkosten im Wärmebereich auf Basis von Anlagen, die durch das MAP gefördert werden

Im **MAP-Förderbereich der BAFA** werden dezentrale EE-Wärmeversorgungssysteme überwiegend für die direkte Versorgung von Wohngebäuden gefördert. Die Grundlage der Differenzkostenberechnung bildet dabei neben den Referenztechnologien für fossile und Erneuerbare Energien eine Gebäudetypologie, in der Referenzgebäude nach Größe und Baualtersklasse differenziert werden. Für jedes Referenzgebäude werden die spezifischen Wärmebereitstellungskosten der einzelnen Technologien und die daraus resultierenden Mehrkosten der EE-Heizsysteme gegenüber den fossilen ermittelt. Die Anzahl der jährlich geförderten Anlagen wird aus der MAP-Förderstatistik entnommen. Die Verteilung auf die Referenzgebäude erfolgt einerseits nach den geförderten Leistungsgrößen der Anlagen, mit denen auf die Gebäudegröße geschlossen werden kann, andererseits nach der bestehenden Gebäudestruktur in Deutschland. Die fossilen Vergleichssysteme werden in der Differenzkostenberechnung nach dem jeweiligen Marktanteil des entsprechenden Jahres gewichtet.

¹⁴ Die Differenzkosten im Wärmebereich sind als annuitätische Erzeugungsmehr- oder Minderkosten der EE-Wärmetechnologien gegenüber den fossilen Heizsystemen auf Vollkostenbasis definiert.

Im **MAP-Förderbereich der KfW** werden ausschließlich große EE-Wärmeversorgungssysteme mit zinsvergünstigten Darlehen und Tilgungszuschüssen gefördert. Die Förderempfänger lassen sich überwiegend dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zuordnen, die mit den geförderten Systemen entweder die direkte Versorgung (dezentral) des eigenen Betriebsgebäudes (Nichtwohngebäude) übernehmen, oder als Betreiber eines Blockheiz(kraft)werkes mehrere Gebäude über ein Wärmenetz versorgen. Die Differenzkosten der zentralen Versorgungssysteme werden durch Vergleich der Bezugspreise von Wärme ermittelt, unabhängig von der Art des belieferten Gebäudes. Die Wärmebereitstellungskosten für den Endverbraucher sind in diesem Fall die Nahwärmepreise der jeweiligen Technologien und der Fernwärmepreis als fossile Referenzkosten. Bei den geförderten dezentralen großen Versorgungsanlagen werden zur Differenzkostenermittlung Erneuerbarer Energien Referenztechnologien definiert. Als fossiler Vergleichspreis dient dabei ebenfalls der Fernwärmepreis, da bei Nichtwohngebäuden allgemein die Versorgung über Fernwärme die erste Wahl darstellt. Dies ist damit auch konsistent zur Kostenberechnung der dezentralen Wärmeversorgung, da es bei dem Vergleichspreis um die Vollkosten der Fernwärmeversorgung für den Endverbraucher handelt. Des Weiteren wird angenommen, dass diese marktgetriebene Preisbildung (Fernwärmepreis) den Vergleichspreisen der Systemkosten entsprechen, wodurch eine Abweichung – durch über den System- und Verteilungskosten liegenden Marktpreisen – vom rein systemanalytischen Ansatz relativiert wird.

Der Differenzkostenansatz bei der KfW-Förderung beinhaltet letztendlich einen Vergleich der Wärmebereitstellungskosten geförderter EE-Technologien mit fossilen Referenztechnologien und ist somit konsistent zur Berechnungsweise im Förderbereich der BAFA.

Zur Ermittlung der gesamten Differenzkosten im Wärmebereich dient ebenfalls das Referenzanlagenmodell. Dabei werden zunächst aus den Berechnungen der MAP-Differenzkosten spezifische Mehrkosten der erneuerbaren Energieträger ermittelt. Anschließend werden die durch Erneuerbare Energien bereitgestellten Wärmemengen mit diesen spezifischen Mehrkosten bewertet. Die gesamten Differenzkosten des Wärmebereichs werden wie die MAP-Differenzkosten ausgehend vom Jahr 2000 bis 2008 ermittelt.

Nachfolgend werden die Berechnungsansätze sowie die daraus resultierenden Ergebnisse näher erläutert.

3.2.1 Differenzkostenansatz im Förderbereich BAFA

Zur Ermittlung der Differenzkosten im Förderbereich BAFA wird ein Berechnungsansatz gewählt, der in der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden sowohl technologische als auch gebäudespezifische Eingangsparameter berücksichtigt.

Das Berechnungsmodell setzt sich aus einer Gebäudetypologie mit 94 Referenzgebäuden und 10 Referenztechnologien zusammen. In einer Matrixberechnung werden die Technologien mit den Gebäuden verknüpft, woraus die Differenzkosten pro Referenzgebäude und Technologie in entsprechender Leistungsgröße resultieren.

Sowohl Förderquoten als auch Investitionen werden überwiegend aus den Evaluationsberichten des Marktanzreizprogramms ermittelt. Teilweise sind jedoch eigene Annahmen zu den geförderten Größenklassen zu treffen, da die exakten Rohdaten nicht zur Verfügung stehen.

Die Wärmebereitstellungskosten werden annuitätisch in Anlehnung an VDI 2067-1 (2000) ermittelt, wobei nach kapital-, verbrauchs- und betriebsgebunden Kosten unterschieden wird. Die Berechnung erfolgt zu realen Preisen mit Basisjahr 2005 ohne Umsatz- und Energiesteuer sowie ohne die MAP-Förderung.

3.2.1.1 Referenztechnologien und Referenzgebäude

Die gewählten Referenztechnologien sind dezentrale Wärmeversorgungssysteme, die die geförderten Technologien bei MAP-BAFA widerspiegeln und zur Deckung des gesamten Gebäudewärmebedarfs eingesetzt werden können, um einen Wirtschaftlichkeitsvergleich mit fossilen Referenztechnologien zu ermöglichen (Tabelle 3-5). Es werden jeweils zwei Technologien für jeden erneuerbaren Energieträger und zwei fossile Vergleichssysteme definiert. Die solaren Anlagen werden jeweils mit einer fossilen Referenztechnologie als Grundlastwärmeerzeuger kombiniert. Insgesamt bieten sich somit acht Referenzanlagen für Erneuerbare Energien und zwei für fossile an:

- Als fossile Technologien werden ein Erdgasbrennwert- (Erdgas BW) und ein Heizölniedertemperaturkessel (Heizöl NT)¹⁵ gewählt. Diese sind repräsentativ für die fossilen Wärmeerzeuger, was sich mit dem durchschnittlichen Marktanteil von zusammen 83 % (2000 bis 2007) am Absatz der konventionellen Zentralheizungskessel begründet (BDH 2008).

¹⁵ Da die Differenzkosten der Vergangenheit (2000 bis 2008) berechnet werden, wird der Heizölniedertemperaturkessel gewählt. Aufgrund des steigenden Marktanteils des Heizölbrennwertkessels ist für eine zukünftige Differenzkostenbetrachtung dieser als Referenztechnologie zu wählen.

- Die Referenztechnologien für den Energieträger Biomasse sind der Pellet-Zentralheizungskessel (Pelletkessel) und der handbeschickte Scheitholzessel. Die vorliegenden MAP-Daten der Jahre 2004 bis 2008 zeigen, dass die Referenztechnologien im Durchschnitt insgesamt 89 % der geförderten Biomasse-Anlagen abdecken.¹⁶
- Im Bereich der Solarthermie werden mit einer Anlage zur Warmwasserbereitstellung und einer Kombianlage mit zusätzlicher Heizungsunterstützung zwei Referenztechnologien definiert. Als Kollektortyp wird für beide Anlagen ein Flachkollektor gewählt, der ungefähr 90 % der im MAP-Teil BAFA geförderten Kollektorflächen ausmacht. Die beiden Referenzanlagen werden jeweils mit dem Erdgas BW und dem Heizöl NT als Grundlastwärmeerzeuger kombiniert (4 Referenztechnologien). Auf eine Kombination mit einem erneuerbaren Zusatzenergieträger wird verzichtet, da trotz Kombinations-Bonus auch noch im Jahr 2008 fast 90 % der geförderten Anlagen mit Gas oder Öl kombiniert wurden (Nast 2009).
- Für die Umwelt- bzw. Erdwärme werden mit der Erdwärmepumpe (WP Sole/Wasser) und der Luftwärmepumpe (WP Luft/Wasser) ebenfalls zwei Referenzanlagen gewählt. Die Grundwasserwärmepumpe wird nicht betrachtet, da bisher nur sehr wenige Anlagen gefördert wurden und die Technologie aufgrund der wasserrechtlichen Vorschriften nicht für jedes Grundstück eingesetzt werden kann. Die Wärmepumpen werden für 65 % der Gebäudeheizlast dimensioniert und decken 95 % der Jahresheizarbeit ab.

Die Referenzgebäude basieren auf der deutsche Gebäudetypologie des Institutes für Wohnen und Umwelt (IWU 2003; Diefenbach und Born 2007) sowie Daten des *Statistischen Bundesamtes* (StaBuA 2008a, 2008b). Eine Unterscheidung wird nach Wohnbestand und Neubau sowie Gebäudearten und Baualtersklasse getätigt. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen der Bau- und Wärmedämmstandards im früheren Bundesgebiet (ABL) und in den neuen Bundesländer (NBL) wird bei der Einteilung der Baualtersklasse, neben der zeitlichen Komponente, auch eine entsprechende geographische Unterscheidung vorgenommen. Für die Referenzgebäude werden die gebäudespezifischen Parameter Wohn- und Gebäudenutzfläche sowie der spezifische Jahres-Heizwärmebedarf ermittelt.

Die Wohnfläche für Bestands- und Neubauten wird als Durchschnittswert in der jeweiligen Gebäudegruppe aus den Daten des *Statistischen Bundesamtes* berechnet. Für den Wohnbestand werden dafür die Daten der Mikrozensus-Zusatzerhebung 2006

¹⁶ In den Daten sind auch Einzelfeuerstätten enthalten, die in der Regel nur als Zusatzheizgeräte und aus optischen Gründen betrieben werden und somit als Referenztechnologie nicht geeignet sind.

(StaBuA 2008a) herangezogen, während für den Neubau die aktuellste Statistik zu den Baufertigstellungen als Berechnungsgrundlage dient (StaBuA 2008b).

Tabelle 3-5: Referenztechnologien in der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden¹⁷

Energieträger	Referenztechnologie
Fossile Energieträger	Erdgas Brennkessel (BW)
	Heizöl Niedertemperaturkessel (NT)
Biomasse	Pelletkessel
	Scheitholz-kessel
Solare Wärme	Warmwasseranlage Grundlastwärmeerzeuger: Erdgas BW/ Heizöl NT
	Kombianlage Grundlastwärmeerzeuger Erdgas BW/ Heizöl NT
Umwelt- und Erdwärme	Erdwärmepumpe (WP Sole/Wasser)
	Luftwärmepumpe (WP Luft/Wasser)

Als Quelle für den spezifischen Jahres-Heizwärmebedarf im Wohnbestand werden die Werte der Gebäudematrix aus Blesl et al. (2004) übernommen, in der ebenfalls nach Gebäudeart und Baualtersklasse unterschieden wird. Für den Neubau wird der Jahres-Heizwärmebedarf so gewählt, dass die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) an den Jahres-Primärenergiebedarf erfüllt werden. Letzterer wird in Abhängigkeit der Gebäudenutzfläche und des A/V-Verhältnisses¹⁸ eines Gebäudes ermittelt (EnEV 2007). Für die A/V-Verhältnis werden typische Werte entsprechend der Gebäudeart (EFH, RDH, MFH usw.) angenommen (Sahner et al. 2008). Der Jahres-Wärmebedarf für die Warmwasseraufbereitung wird sowohl für den Neubau als auch den Wohnbestand nach Anlage 1 Nr. 2.2 EnEV (2007) auf 12,5 Kilowattstunden pro Quadratmeter Gebäudenutzfläche festgelegt.

¹⁷ Alle erneuerbaren Referenztechnologien werden mit Brauch- und Wärmespeicher betrieben, während die fossilen nur mit einem Brauchwasserspeicher ausgestattet sind. Des Weiteren werden bei allen Technologien der flächenbezogene Hilfsenergiebedarf und gebäudespezifische Energieverluste durch die Verteilung von Wärme und Warmwasser sowie durch die Wärmeübergabe entsprechend DIN V 4701-10 (2003) berücksichtigt.

¹⁸ Das A/V-Verhältnis ist eine bauphysikalische Größe, die den Quotienten von Gebäudeoberfläche und Gebäudevolumen angibt und ein Maß für die Kompaktheit eines Gebäudes darstellt.

3.2.1.2 Wärmebereitstellungskosten

Kapitalgebundene Kosten

Die Annahmen zu den Investitionen für die Referenztechnologien basieren überwiegend auf den Untersuchungen im Rahmen der MAP-Evaluationsberichte, da dort auf eine herstellerunabhängige Datenbasis zurückgegriffen wird. Allerdings werden die Investitionen nicht in jedem Bericht und nicht für jede Technologie konsistent dargestellt, so dass verschiedene Evaluationsberichte sowie weitere Quellen als Grundlage dienen.

Der jeweilige Investitionsbetrag wird mittels der Annuitätenmethode mit einem Zinssatz von 6 % und einer einheitlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren in jährliche kapitalgebundene Kosten umgerechnet. Aufgrund der jährlich variierenden Förderhöhe, der schwankenden Nachfrage und damit schwankender Preise lassen sich keine Lerneffekte aus den Preisentwicklungen der geförderten Technologien ableiten. Im Berechnungsmodell wird daher bei den Investitionen nur der reale Preiseffekt berücksichtigt.

Verbrauchsgebundene Kosten

Unter die verbrauchsgebundenen Kosten fallen die jährlichen Auszahlungen für Brennstoff- und Hilfsenergie. Letztere ergeben sich aus dem technologie- und flächenspezifischen Hilfsenergiebedarf gemäß DIN V 4701-10 (2003), bewertet mit dem Strompreis des jeweiligen Jahres. Aufgrund des automatischen Raumaustragsystems weist der Pelletkessel beim spezifischen Hilfsenergiebedarf die höchsten Werte auf.

Die Einbeziehung des Hilfsenergiebedarfs und insbesondere die möglichst exakte Erfassung, wie es hier mit den DIN-Standardwerten versucht wird, ist in Abhängigkeit der Strom- und Brennstoffpreisentwicklung ein wichtiger Faktor. Nach den Berechnungen hat beispielsweise die Hilfsenergie des Pelletkessels im *EFH-Neubau* Referenzgebäude im Jahr 2008 einen Anteil von 14,6 % an den gesamten verbrauchsgebundenen Kosten.

Die Brennstoffkosten ergeben sich analog aus dem Jahres-Brennstoffbedarf für Heizung und Warmwasser, bewertet mit den jeweiligen Brennstoffpreisen (Abbildung 3-6).

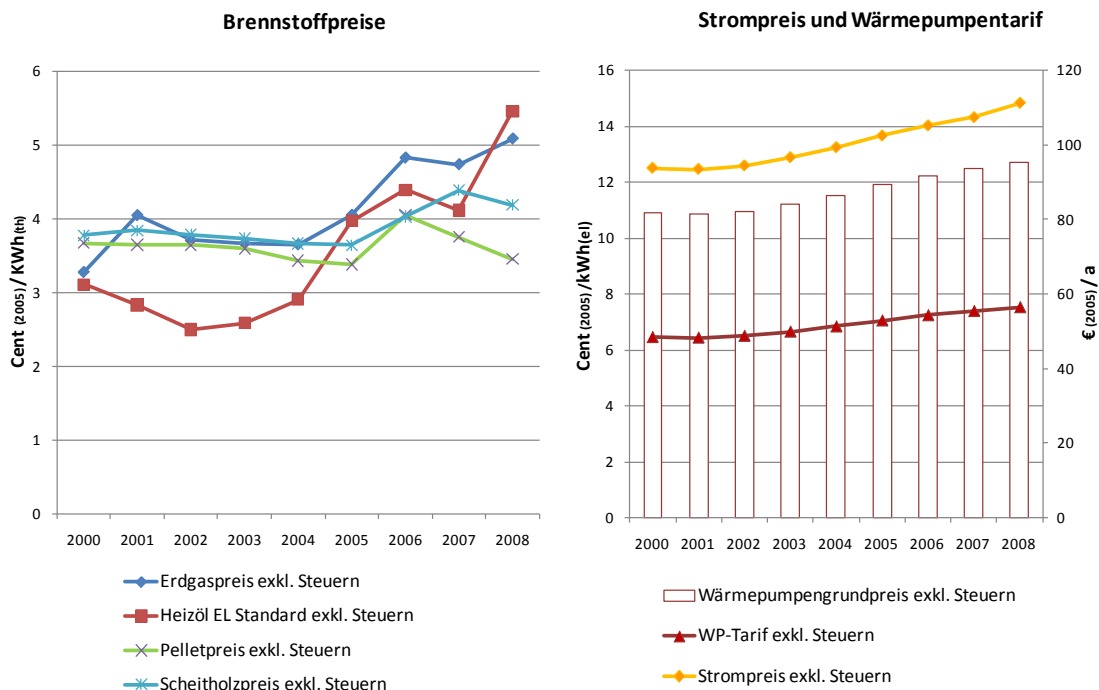


Abbildung 3-6: Reale Energiepreise mit Basis (2005)

Die Preise für Erdgas, Heizöl und Strom bis 2008 sind Jahresdurchschnittspreise der Haushalte, die der Energiestatistik des *Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie* (BMWI 2009) entnommen wurden. Für die Preise der biogenen Festbrennstoffe dienen die Erhebungen bei Brennstoffhändlern von *C.A.R.M.E.N. e.V.* und dem *Technologie- und Förderzentrum Bayern* (TFZ 2009a; CARMEN 2009)¹⁹. Bei der Wärmepumpe wird ein Tarif aus Grund- und Verbrauchspreis angesetzt, der aus Eltrop (2008) übernommen wird und entsprechend der Strompreisentwicklung für die einzelnen Jahre angepasst wird. Wie bereits erwähnt, werden Erdgas-, Mineralöl-, Strom- und Umsatzsteuer herausgerechnet.

Betriebsgebundene Kosten

Unter die betriebsgebundenen und sonstigen Kosten fallen die Aufwendungen für Wartung und Instandsetzung, die Schornsteinfegergebühren und die Versicherung für den Öltank. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandsetzung werden nach VDI 2067-1

¹⁹ Preise enthalten Kosten für Anlieferung; Heizwert von Scheitholz: 1575 kWh/Rm (TFZ 2009b); Heizwert von Holzpellets: 4,9 kWh/kg (DIN 51731 1996). Dabei handelt es sich um Durchschnittspreise aus Erhebungen bei Brennstoffhändlern.

(2000) als jeweiliger Prozentsatz der Investitionssumme der Wärmeerzeuger und der baulichen Maßnahmen ermittelt.

Tabelle 3-6: Jährlicher Instandsetzungs- und Wartungsaufwand in Prozent der Investitionssumme und sonstige Kosten der Heizsysteme

Wärmeerzeuger	Instandsetzungskosten (Prozent der Investition)	Wartungskosten (Prozent der Investition)	Schornsteinfeger/ Versicherung
Pelletkessel	2,0%	2,5%	158 €
WP Luft/Wasser	3,0%	1,0%	-
WP Sole/Wasser	3,0%	1,0%	-
Solaranlage	0,5%	0,5%	-
Erdgas BW	2,0%	1,5%	17 €
Heizöl NT	2,0%	1,5%	58 € / 60 €
Bauliche Anlagen	1,0%	1,0%	-

Quelle: Oschatz und Mailach 2007; VDI 2067-1 2000

3.2.1.3 Ansatz zur Berechnung der Differenzkosten

Die Versorgungskosten (K) erneuerbarer und fossiler Referenztechnologien werden für jedes Referenzgebäude entsprechend dem beschriebenen Ansatz berechnet. Als Resultat steht eine umfangreiche Datenbasis zu Verfügung, die für jede EE-Technologie in jedem Referenzgebäude die jährlichen Mehrkosten sowohl zu dem Erdgas BW- als auch zu dem Heizöl NT-Vergleichssystem ausweist.

Daraus werden zunächst die Differenzkosten zu beiden fossilen Vergleichstechnologien ermittelt, indem für jede EE-Technologie eine Gewichtung (r) der gebäudespezifischen Mehrkosten vorgenommen wird. Da exakte Daten nur zu der Anzahl der geförderten Technologien (a) in den jeweiligen Jahren, jedoch nicht zu Leistungsklassen oder Gebäuden vorliegen, wird wie zuvor erwähnt eine Gewichtung auf Grundlage der Technologiestruktur sowie der bestehende Gebäudestruktur durchgeführt.

Tabelle 3-5 zeigt die der Berechnung zugrunde liegende Aufteilung der geförderten Technologien nach Gebäudearten im Wohnbestand. Insgesamt werden hauptsächlich Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern gefördert. Die Aufteilung innerhalb einer Gebäudeart (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus etc.) auf die Baualtersklassen erfolgt nach dem jeweiligen Anteil an der deutschen Gebäudestruktur. Die Aufteilung nach alten (ABL) und neuen Bundesländern (NBL) orientiert sich an den in den MAP-Evaluationsberichten veröffentlichten Förderstatistiken nach Bundesländern (Böhnisch und Langniß 2007; Langniß et al. 2006).

Tabelle 3-7: Gewichtung der Referenzgebäude (r) im Wohnbestand

	Pelletkessel	WP Sole/Wasser	WP Luft/Wasser	Solar HZ/ TW
Aufteilung Wohnbestand/ Neubau				
Neubau	20%	65%	36%	20%
Wohnbestand	80%	35%	64%	80%
Aufteilung Gebäudeart innerhalb des Wohnbestands				
Einfamilienhaus	54%	58%	58%	58%
Reihendoppelhaus	16%	17%	17%	17%
Zweifamilienhaus	15%	20%	20%	20%
Kleines Mehrfamilienhaus	10%	5%	5%	5%
Großes Mehrfamilienhaus	5%	0%	0%	0%
Aufteilung auf alte und neue Bundesländer entsprechend der BAK im Wohnbestand				
Alte Bundesländer	90%	80%	80%	90%
Neue Bundesländer	10%	20%	20%	10%

Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Im Neubau erfolgt die Gewichtung nur nach der Gebäudestruktur entsprechend der Baufertigstellungsstatistik. Da die Anteile fast ausschließlich auf die Ein- und Zweifamilienhäusern entfallen, was sich mit der MAP-Förderung deckt, wird auf eine weitere Differenzierung verzichtet.

Im nächsten Schritt bedarf es einer Gewichtung (f) der resultierenden Kosten nach Erdgas-, und Heizölreferenztechnologie. Dafür werden aus der Marktentwicklung bzw. dem Absatz beider Technologien aus BDH (2008) die relativen Anteile des Erdgas-Brennwertkessels und des Heizöl-Niedertemperaturkessels für die jeweiligen Jahre ermittelt (Tabelle 3-8). Ab dem Jahr 2008 wird die Marktentwicklung mit der weiteren Zunahme der Gasbrennwerttechnik unter eigenen Annahmen fortgeschrieben.

Tabelle 3-8: Gewichtung (f) der fossilen Referenztechnologien

	2000	2001	2002	2003	2004
Erdgas BW	51,3%	53,6%	57,5%	52,8%	62,1%
Heizöl NT	48,7%	46,4%	42,5%	47,2%	37,9%
	2005	2006	2007	2008 ²⁰	Ab 2009 ²⁰
Erdgas BW	63,7%	74,5%	80,5%	90,0%	95,0%
Heizöl NT	36,3%	25,5%	19,5%	10,0%	5,0%

Quelle: BDH 2008

Insgesamt kann die Berechnung der jährlichen MAP-Differenzkosten im Förderbereich der BAFA damit in folgender Formel zusammengefasst werden:

$$DK^t = f_{Erdgas}^t \cdot \sum_j \sum_i ((K_{EE,j,t}^t - K_{Erdgas,i}^t) \cdot r_{i,j}) \cdot a_{EE,j}^t + f_{Heizöl}^t \cdot \sum_j \sum_i ((K_{EE,j,t}^t - K_{Erdgas,i}^t) \cdot r_{i,j}) \cdot a_{EE,j}^t$$

t = Jahr

$K_{EE,j}^t$ = Versorgungskosten der erneuerbaren Referenztechnologie j

$K_{Erdgas/Heizöl}^t$ = Versorgungskosten der fossilen Referenztechnologien

$a_{EE,j}^t$ = Anzahl geförderte Anlagen im MAP - BAFA der Technologie j

f^t = Gewichtung der fossilen Referenztechnologien $(f_{Erdgas}^t + f_{Heizöl}^t) = 1$

$r_{i,j}$ = Gewichtung des Referenzgebäudes i bei Technologie j $\sum_i r_{i,j} = 1, \forall j$

Formel 1: Berechnung MAP- BAFA Differenzkosten

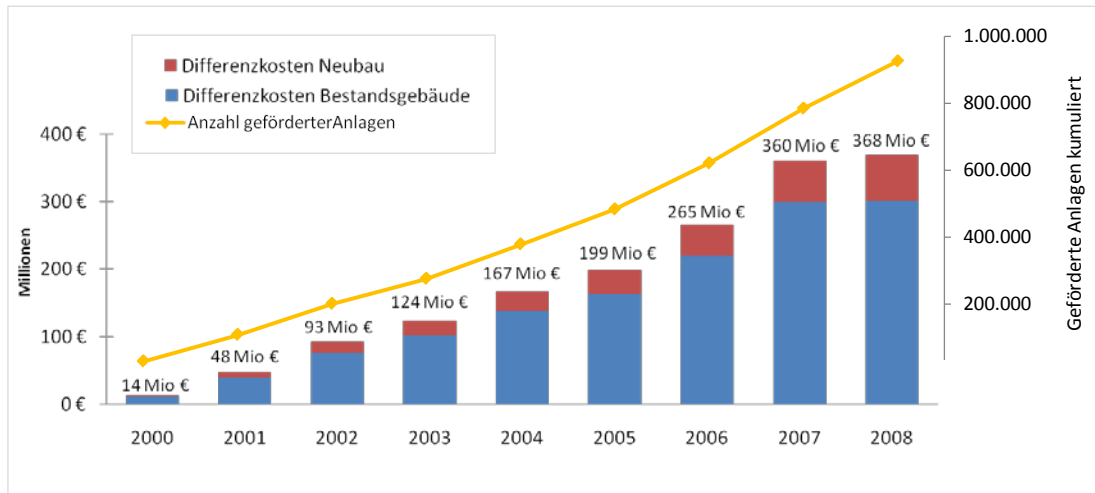
Für die Berechnung wird angenommen, dass die geförderten Maßnahmen jeweils zum 1. Januar eines Jahres in Betrieb genommen werden und damit schon im Jahr der Inbetriebnahme Differenzkosten in voller Höhe verursachen. Dadurch werden in der Berechnung die Kosten tendenziell zu einem früheren Zeitraum angesetzt, als sie tatsächlich angefallen sind. Für das Resultat ist dies jedoch nicht relevant, da es sich nur um eine Verschiebung der Zeiträume handelt und hier eine Betrachtung über mehrere Jahre durchgeführt wird.

3.2.1.4 Ergebnisse der Differenzkostenberechnung im MAP-Förderbereich BAFA

Die Differenzkosten im *Jahr* t werden von den Anlagen mit Inbetriebnahme in t sowie den bereits bestehenden Anlagen verursacht, deren Nutzungsdauer n noch nicht abgelaufen ist, also den Anlagen, die in Jahr $t-n$ erstellt wurden. Die zwischen den Jahren 2000 und 2008 geförderten Anlagen werden so über ihre gesamte Nutzungsdauer von

²⁰ Eigene Annahme.

20 Jahren betrachtet. Abbildung 3-7 zeigt die mit dem Berechnungsansatz ermittelten jährlichen Differenzkosten der im Marktanreizprogramm durch das BAFA geförderten Maßnahmen²¹. Vom Jahr 2007 zu 2008 ist nur ein leichter Anstieg der Differenzkosten von 8 Mio. € zu verzeichnen, trotz 141.000 zusätzlich geförderter Anlagen.



Quelle: BMU 2008; eigene Berechnung Fraunhofer ISI

Abbildung 3-7: Jährliche Differenzkosten und Anzahl der im MAP (Teil BAFA) geförderten Anlagen bis 2008

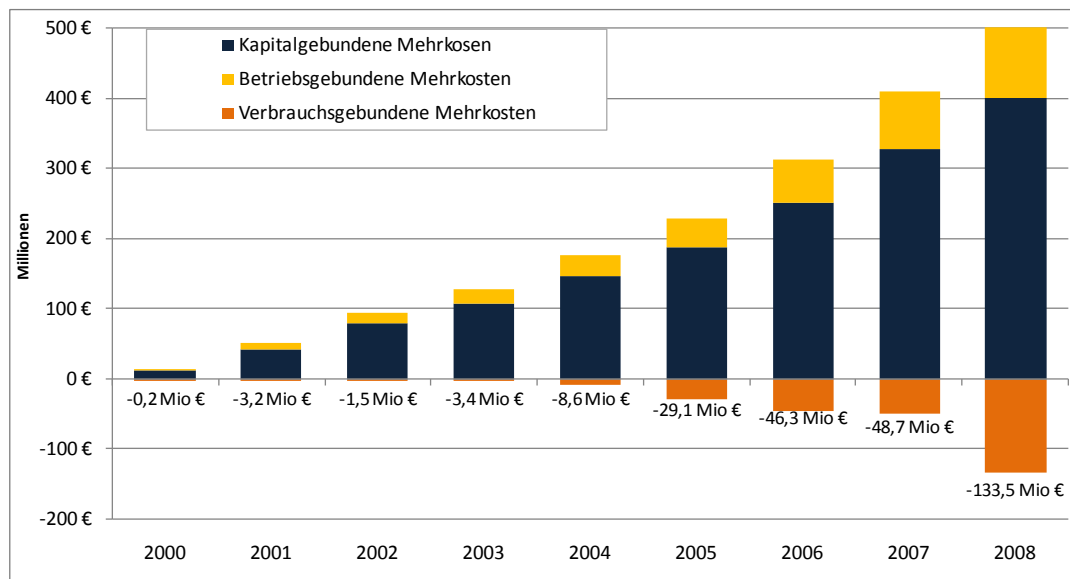
Die Aufteilung der Differenzkosten nach den Kostengruppen zeigt, dass in 2008 die negativen verbrauchsgebundenen Differenzkosten stark zunehmen (Abbildung 3-8). Ein Grund dafür ist der Anstieg der fossilen Brennstoffpreise bei gleichzeitiger Abnahme des Holzpellet- und Scheitholzpreises. Zusätzlich werden in 2008 das erste Mal Wärmepumpen in größeren Mengen gefördert.²²

Ein wichtiger Aspekt zur Beurteilung der Differenzkosten im Hinblick auf eine mögliche „freiwillige Zahlungsbereitschaft“ der Konsumenten ist der Anteil der durch die MAP-BAFA geförderten Anlagen bereitgestellten Endenergie an der gesamten EE-Wärmemenge. Dabei wird die durch Solarthermie bereitgestellte Wärme fast ausschließlich durch geförderte Anlagen erzeugt. Nach den der Berechnung zugrunde liegenden Daten beträgt der Anteil an der gesamten solarthermischen Endenergie über 95 %

²¹ Stand November 2008.

²² Stromanbieter bieten manchmal einen speziellen Stromtarif für Wärmepumpennutzer an. Der spezielle Wärmepumpenstromtarif liegt über den fossilen Brennstoffpreisen. Da jedoch nur knapp ein Drittel der für die Wärmebereitstellung nötigen Endenergie über elektrischen Strom bereitgestellt wird, kommen die Stromkosten bei dieser Technologie unterproportional zum Tragen.

(90,2 % in 2007)²³. Bei der Biomasse²⁴ ist der Anteil weitaus geringer und beläuft sich auf 6,6 % (2008) bzw. 5,9 % (2007). Wie bereits erwähnt, wurde die Geothermie durch das MAP-BAFA bis 2008 nur marginal gefördert, wobei der Anteil der geförderten Wärmemenge unter 1 % in 2007 lag. Mit der Aufnahme der Wärmepumpen in die Förderung ist der Anteil inklusive der Luftwärmepumpen jedoch bereits auf 10,2 % in 2008 angestiegen.



Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISI

Abbildung 3-8: Differenzkosten nach Kostenarten

3.2.2 Differenzkosten im MAP-Förderbereich KfW

Im Berechnungsansatz der Differenzkosten der KfW-Förderung wird auf eine Verknüpfung von Technologien und Referenzgebäuden verzichtet, da große zentrale sowie große dezentrale Wärmeversorgungseinheiten vornehmlich für Nichtwohngebäude gefördert werden. Für letztere kann aufgrund der großen Heterogenität der Gebäude keine sinnvolle Typologie gebildet werden. Stattdessen werden zentrale und dezentrale Referenztechnologien definiert, die den typischen geförderten Anlagen entsprechen, und die Differenzkosten anhand der Leistungen bzw. erzeugten Wärmemengen ermittelt.

²³ Die Berechnung basiert auf Anzahl der geförderten Anlagen im MAP-BAFA zum Stand November 2008 sowie den AGEE-Stat Daten.

²⁴ Ohne biogenen Anteil des Abfalls.

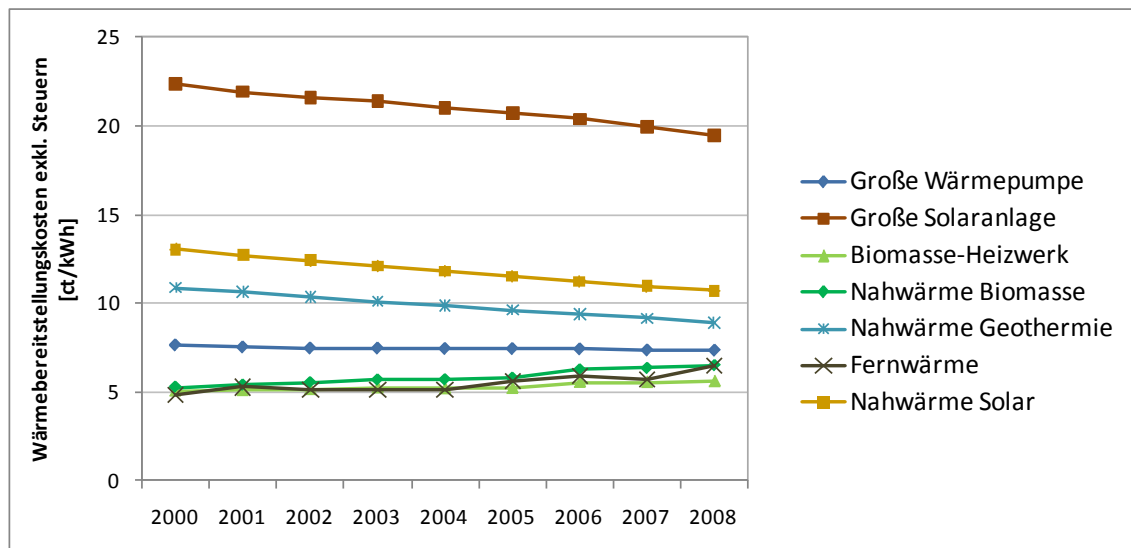
3.2.2.1 Referenztechnologien und Wärmebereitstellungskosten

Die für jeden erneuerbaren Energieträger definierte dezentrale und zentrale Referenztechnologie ist in Tabelle 3-9 dargestellt. Bickel et al. (2008) untersuchten die im Rahmen der KfW geförderten Technologien und leiteten daraus ein Referenzanlagenmodell ab, an dem sich die hier definierten dezentralen Wärmetechnologien orientieren. Hieraus lassen sich auch basierend auf den zuvor ermittelten Brennstoffpreisen und Betriebskosten (aus BAFA-Teil der Differenzkostenberechnung) die entsprechenden Gestehungskosten ableiten. Für die zentralen Referenztechnologien werden die dem INVERT-Modell zugrunde liegenden spezifischen Nahwärmepreise von Ragwitz (2009) als Basis verwendet und für die Vergangenheit entsprechend der dort angenommenen Kostenentwicklung zurückgerechnet. Die Kosten der Wärmebereitstellung durch fossile Fernwärme werden mit dem durchschnittlichen Nettopreis bei einem Anschlusswert von 160 Kilowatt nach AGFW (2009) angesetzt. Da diese „fertige“ Produktfernwärmepreise darstellen, kann davon ausgegangen werden, dass die CO₂-Zertifikatspreise in die Preisberechnung eingegangen sind²⁵. Abbildung 3-9 zeigt die resultierenden Wärmebereitstellungskosten der zentralen und dezentralen Systeme.

Tabelle 3-9: Referenztechnologien MAP-KfW

Energieträger	Referenztechnologie zentral und dezentral
Fossile Energieträger	Fernwärme
Biomasse	Biomasse mit Nahwärme (zentral)
	Biomasse Heizwerk (ohne Nahwärme)
Solare Wärme	Solare Nahwärme
	Große Solarkollektoranlage (ohne Nahwärme)
Umwelt- und Erdwärme	Tiefengeothermie Nah-/Fernwärme
	Großwärmepumpenanlage (ohne Nahwärme)

²⁵ Für die Höhe der gesamten MAP-Differenzkosten ist die Fernwärme als fossiler Referenzpreis jedoch von geringer Bedeutung, da dieser nur in die Berechnung im Förderbereich KfW einfließt. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Anzahl an geförderten Anlagen resultiert aus der KfW Förderung nur ein marginaler Einfluss auf die MAP-Differenzkosten.



Quelle: AGFW 2009; Ragwitz 2009

Abbildung 3-9: Wärmebereitstellungskosten Referenztechnologien im MAP-Teil KfW

Die Datenlage zu den geförderten Maßnahmen der KfW im Rahmen des Marktanzreizprogramms beschränkt sich auf Angaben in MAP-Evaluierungsberichten sowie der Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Jahr 2007 (Bickel et al. 2008).

Für den gesamten Programmzeitraum liegen zudem Angaben der KfW zur Anzahl der geförderten Maßnahmen und der gewährten Darlehenssumme vor. Die Differenzkosten im MAP-Förderbereich der KfW ergeben sich aus den Maßnahmen im Wärmebereich, die im Rahmen des KfW-Programms *Erneuerbare Energien* zwischen 1999 und 2007 gefördert wurden. Neben den reinen Wärmeerzeugungstechnologien wurden durch das Programm auch Biogas- und Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gefördert. Bei diesen wird nach gängiger Praxis für den Wärmeanteil eine Gutschrift in Höhe des Wärmemarktpreises angesetzt, womit die positiven Effekte bereits im Strombereich durch geringe Stromgestehungskosten berücksichtigt werden (vgl. *Wirtschaftlichkeitsrechnung Heizkraftwerke* in Langniß et al. (2006))²⁶. Im Wärmebereich entstehen dadurch keine weiteren Differenzkosten durch die KWK-Anlagen. Da insgesamt nur für vereinzelte Jahre und nicht für alle Technologien Angaben zu den geförderten

²⁶ Eine weitere Möglichkeit ist, die KWK-Anlagen nach Strom- und Wärmeanteil zu trennen und jeweils Strom- und Wärmegutschriften anzusetzen. Da die jeweiligen Anteile nicht bekannt sind, kann eine differenzierte Betrachtung nach Strom- und Wärmeanteil nicht durchgeführt werden.

thermischen Leistungen bestehen, werden die fehlenden Daten auf Grundlage der Darlehenssummen abgeschätzt.

3.2.2.2 Ansatz zur Berechnung der Differenzkosten und Ergebnisse

Aus den geförderten Leistungen (P) werden die jährlich bereitgestellten Wärmemengen durch Multiplikation mit den jeweiligen Volllaststunden (t_{VL}) berechnet. Zur Berechnung der Differenzkosten werden diese mit den jeweiligen spezifischen Wärmebereitstellungskosten der erneuerbaren Referenztechnologien (k_{EE})²⁷ abzüglich der fossilen Referenzkosten ($k_{Fernwärme}$) in Form des durchschnittlichen Fernwärmepreises bewertet. Bei den zentralen Versorgungstechnologien werden zudem Wärmenetzverluste (v_{Netz}) von 15 % berücksichtigt (Bickel et al. 2008)²⁸.

$$DK_{KfW}^t = \sum_j (k_{EE_j}^t - k_{Fernwärme}^t) \cdot P_{th,EE_j}^t \cdot t_{VL,EE_j} + \sum_n (k_{EE_n}^t - k_{Fernwärme}^t) \cdot P_{th,EE_n}^t \cdot t_{VL,EE_n} \cdot (1 - v_{Netz})$$

t = Jahr

$k_{EE_j}^t$ = Spez. Wärmebereitstellungskosten der EE - Einzelanlage (denzentral) j in t [€/ kWh]

$k_{EE_n}^t$ = Spez. Wärmebereitstellungskosten EE - Nahwärme (zentral) n in t [€/ kWh]

$k_{Fernwärme}^t$ = Spez. Wärmebereitstellungskosten Fernwärme in t [€/ kWh]

$P_{th,EE}^t$ = Geförderte thermische Leistung [kW]

$t_{VL,EE}$ = Volllaststunden pro Jahr [h]

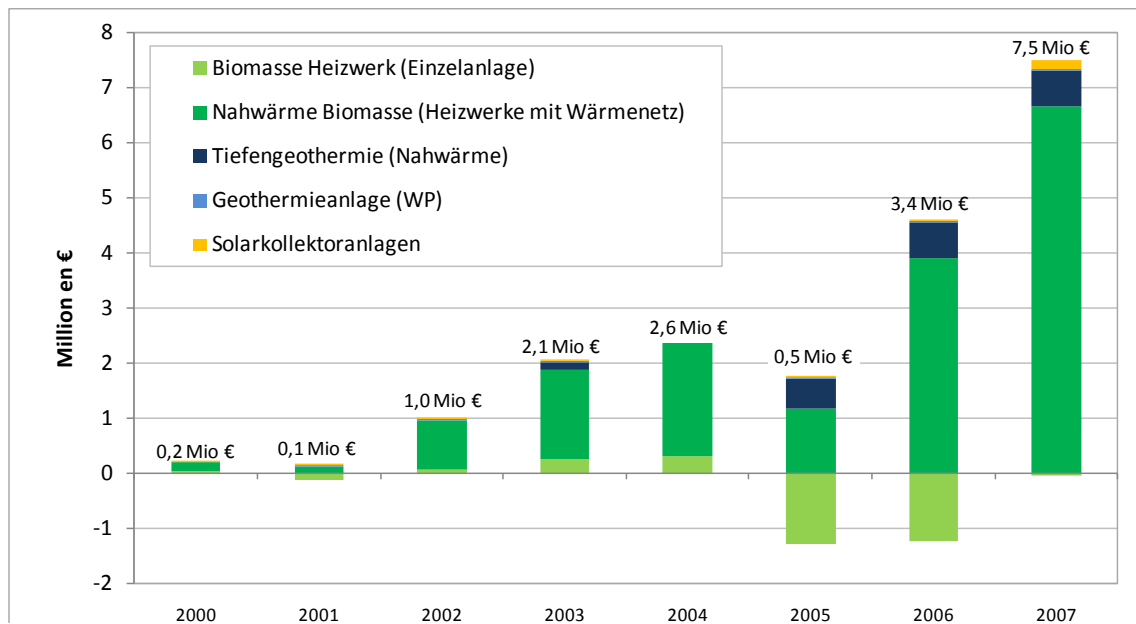
v_{Netz} = Verluste Wärmenetz

Formel 2: Differenzkostenberechnung im MAP-Teil KfW

Die Differenzkosten im MAP-Förderbereich sind in Abbildung 3-10 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in 2005 trotz eines Zubaus an geförderter Leistung die Differenzkosten sinken. Zu erklären ist dies mit dem hohen Anstieg des fossilen Fernwärmepreises um real 4,58 €/MWh von 2004 auf 2005, bei einem gleichzeitigen moderaten Anstieg des Holzhackschnitzelpreises um 0,62 €/MWh. Damit liegen die Wärmebereitstellungskosten der Biomasse Einzelanlagen mit Inbetriebnahme in 2005 bereits unter den fossilen Referenzkosten. Die bis dahin installierten Anlagen tragen in 2005 zu negativen Differenzkosten von zusammen knapp 1,27 Mio. € bei. In 2007 liegt der Fernwärmepreis wieder um real 1,53 €/MWh niedriger, weshalb beim Biomasse-Heizwerk nur noch marginale negative Differenzkosten auftreten. In der Summe belaufen sich die Differenzkosten durch die KfW-MAP-Förderung in 2007 auf 7,5 Mio. €.

²⁷ Der Jahresnutzungsgrad wird in der spezifischen Kostenberechnung berücksichtigt.

²⁸ Da sich der Nahwärmepreis auch auf die bereitgestellte Wärmemenge und nicht auf die erzeugte Wärmemenge im Heizwerk bezieht, müssen die Wärmenetzverluste abgezogen werden.



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI²⁹

Abbildung 3-10: Jährliche Differenzkosten der MAP geförderten Technologien durch die KfW

3.2.3 Gesamte Differenzkosten im Wärmebereich

Die gesamten Differenzkosten des Wärmebereichs werden mit den im Marktanzreizprogramm geförderten und zuvor definierten Referenztechnologien abgeschätzt. Dafür wird die gesamte durch Erneuerbare Energien bereitgestellte Wärme mit den gewichteten spezifischen Mehrkosten der einzelnen Technologien (dk_j) bewertet (Formel 3). Hierbei gehen in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Technologien auch CO₂-Zertifikatspreise mit in die Kostenrechnung ein. Die Berechnung erfolgt dabei entsprechend des Differenzkostenansatzes im MAP-Teil BAFA:

²⁹ Die geförderten Anlagen aus Ende 1999 wurden dem Jahr 2000 zugeordnet.

$$dk_j^t = f_{\text{Erdgas}}^t \cdot \sum_i ((k_{EE_j,i}^t - k_{\text{Erdgas},i}^t) \cdot r_{i,j}) + f_{\text{Heizöl}}^t \cdot \sum_i ((k_{EE_j,i}^t - k_{\text{Erdgas},i}^t) \cdot r_{i,j})$$

$t = \text{Jahr}$

$k_{EE_j}^t = \text{Spezifische Versorgungskosten der erneuerbaren Referenztechnologie } j$

$k_{\text{Erdgas}/\text{Heizöl}}^t = \text{Spezifische Versorgungskosten der fossilen Referenztechnologien}$

$f^t = \text{Gewichtung der fossilen Referenztechnologien} \quad (f_{\text{Erdgas}} + f_{\text{Heizöl}}) = 1$

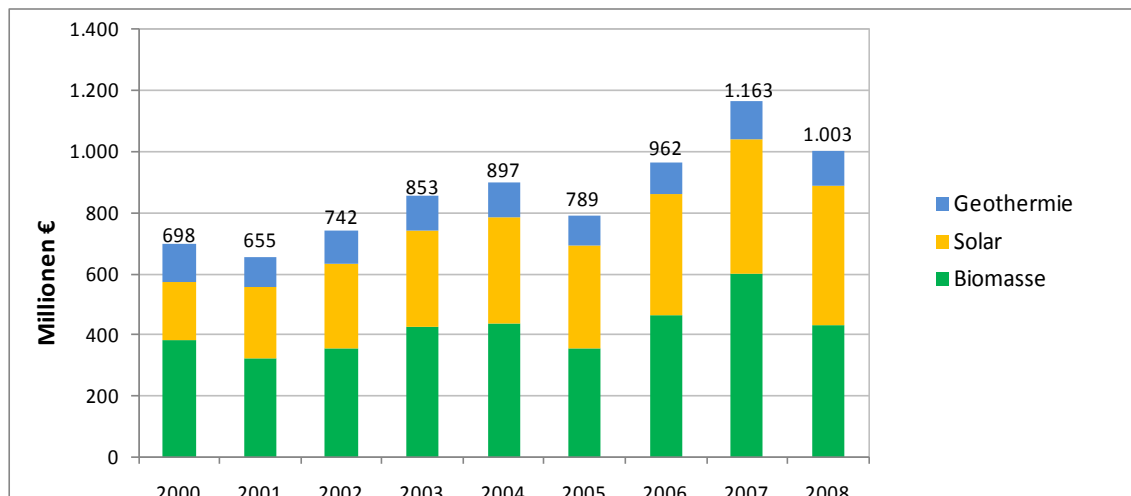
$r_{i,j} = \text{Gewichtung des Referenzgebäudes } i \text{ bei Technologie } j \quad \sum_i r_{i,j} = 1, \forall j$

Formel 3: Berechnung der gewichteten spezifische Mehrkosten

Die jährliche Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien wird aus den Daten der *Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE-Stat)* (BMU 2009) ab 2000 übernommen.³⁰ Die definierten Referenzanlagen decken nur einen Teil der erneuerbaren Wärmetechnologien ab, und somit können sich die Kosten teilweise erheblich unterscheiden. Um die Größenordnung der möglichen Abweichung zu erfassen, werden die Ergebnisse mit denen in der *Leitstudie 2008* (Nitsch 2008) verglichen. Dabei ist anzumerken, dass in der *Leitstudie* aufgrund anderer Bewertungen die Höhe der Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien teilweise von denen der *AGEE-Stat* abweicht, wodurch auch Unterschiede in den Differenzkosten entstehen können.

Die gesamten Differenzkosten im Wärmebereich sind in Abbildung 3-11 nach Energieträgern dargestellt. Allerdings ist dieses Ergebnis insbesondere aufgrund der nachstehend beschriebenen methodischen Probleme im Biomasse- und Geothermiebereich mit Vorbehalt zu betrachten.

³⁰ Da es sich bei den Angaben um Endenergie handelt, sich die spezifischen Mehrkosten (dkj) jedoch auf Nutzenergie beziehen, erfolgt eine Umrechnung mit den durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden der Technologien. Des Weiteren erfolgt die Berechnung der Kapitalkosten immer für das jeweilige Betrachtungsjahr, d.h. es findet bei den kapitalgebundenen Kosten keine Differenzierung nach Erstellungsjahr statt. Mögliche Lerneffekte sind somit nicht berücksichtigt.



Quelle: Abschätzung, vgl. hierzu methodische Anmerkungen

Abbildung 3-11: Gesamte Differenzkosten der Wärmebereitstellung, basierend auf MAP-Ansatz

Die spezifischen Mehr- oder Minderkosten der einzelnen in die Berechnung einfließenden Technologien sind in Tabelle 3-10 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Biomasse mit 1,3 €/ct/ kWh in 2008 die niedrigsten spezifischen Mehrkosten aufweist. Bei den größeren Biomasse-Heizwerken (Einzelanlagen Industrie/ GHD) treten bereits Minderkosten gegenüber der fossilen Referenztechnologie auf.

Tabelle 3-10: Spezifische Mehr- oder Minderkosten der EE-Technologien

Spezifische Mehr- /Minderkosten	2007 ct/ kWh (Nutzenergie)	2008 ct/kWh (Nutzenergie)
Biomasse (gesamt)	2,00	1,30
Einzelanlagen Haushalte	4,77	3,94
Einzelanlagen Industrie/ GHD	-0,18	-0,91
Biomasse Nahwärme	0,62	0,00
Erd- und Umweltwärme	4,28	3,50
Einzelanlagen (Wärmepumpen)	4,40	3,68
Geothermie Nahwärme	3,43	2,42
Solare Strahlungsenergie	11,79	11,05
Einzelanlagen	11,82	11,06
Solare Nahwärme	10,97	10,70

Quelle: Fraunhofer ISI, eigene Berechnungen

Die in Tabelle 3-10 dargestellten spezifischen Kosten sind pro Kilowattstunden Nutzenergie angegeben, so dass Verluste durch Erzeugung und Verteilung (Wärmenetz) bei der Berechnung berücksichtigt sind. Die Mehr- oder Minderkosten beziehen sich auf die Wärmeenergiemenge, die in der Differenzkostenberechnung wärmeseitig berücksichtigt wird – ohne KWK-Wärme und Einzelfeuerstätten wie Kaminöfen (siehe unten).

Die spezifischen Differenzkosten im Wärmebereich bezogen auf die gesamte erzeugte Endenergie durch erneuerbare Wärme beträgt 0,96 €/ct/ kWh im Jahr 2008 (1,22 €/ct/ kWh in 2007).

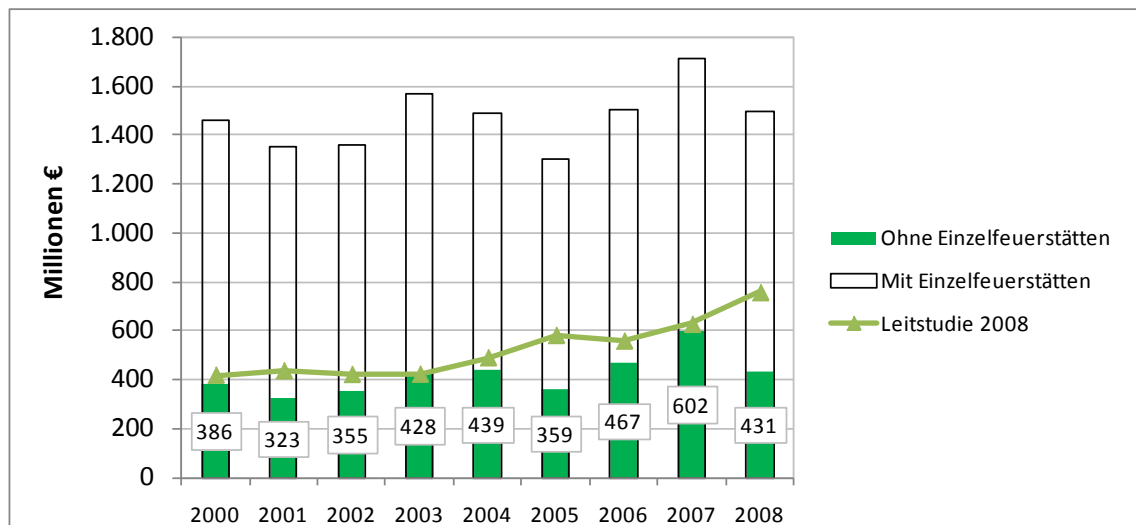
Berechnung der Differenzkosten bei Nutzung von Biomasse

Aufgrund der vielfältigen technologischen Bereitstellungsmöglichkeiten ist die Ermittlung der Differenzkosten durch die Nutzung von Biomasse allein mit den definierten Referenztechnologien schwierig.

Die *AGEE*-Stat differenziert bei der Struktur der Wärmebereitstellung durch Biomasse nach dem „biogenen Anteil des Abfalls“ und der übrigen Biomasse. Ersterer wird bei der Berechnung nicht mit einbezogen, da keine Vergleichskosten auf Vollkostenbasis³¹ vorliegen und die Ermittlung dieser eine Analyse der komplexen Stoffströme in der Abfallwirtschaft erfordert, was im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden kann (BMU 2004).

Für den Wärmeanteil, der aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bereitgestellt wird, werden keine Mehrkosten angesetzt, da bei diesem systemanalytischen Ansatz die Wärmeerlöse in Höhe des erzielbarer Marktpreises als Gutschrift bei der Berechnung der Stromgestehungskosten eingehen und sich damit im Strombereich und bei einer systemanalytischen Betrachtung der Differenzkosten in diesem Bereich positiv auswirken.

³¹ Staiß (2007) gibt für Bioabfälle als Orientierungswerte negative Brennstoffkosten von ca. (-) 3ct/kWh an.



Quelle: Nitsch 2008, eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 3-12: Gesamte Differenzkosten durch die Nutzung von Biomasse im Wärmebereich

Zur Berechnung der Differenzkosten wird somit zwischen Biomasse Einzelanlagen, Nahwärme und KWK-Nahwärme unterschieden, deren Anteile für die einzelnen Jahre nach Nitsch (2008) angesetzt werden.³² Die Einzelanlagen werden des Weiteren nach den Nutzungsgruppen entsprechend der *AGEE-Stat* Daten in *Haushalte* und *Industrie* unterschieden.³³ Die spezifischen Mehrkosten werden aus den zuvor definierten Referenztechnologien ermittelt.

Wird die gesamte erzeugte Wärme der Biomasse Einzelanlagen (Haushalte) mit den hier ermittelten spezifischen Mehrkosten bewertet, werden die Differenzkosten sicherlich zu hoch angesetzt.³⁴ Wird hingegen davon ausgegangen, dass die Einzelfeuerstätten keine Mehrkosten verursachen, kann das Ergebnis als unterer Wert für die Differenzkosten angesehen werden. Dabei wird nur der Anteil der Wärmebereitstellung

³² In Nitsch (2008) ist die Energiebereitstellung aus Nahwärme und Nahwärme-KWK für 2000, 2005 und 2010 angegeben, die Anteile der übrigen Jahre werden mit Interpolation berechnet.

³³ Für die Biomassenutzung der Haushalte sind dies Pellet- und Scheitholz-Zentralheizungskessel. Für die Biomassenutzung der Industrie werden die spezifischen Mehrkosten des Heizwerkes (Hackschnitzel) und für die Nahwärme der Biomasse-Nahwärmepreis abzüglich des fossilen Fernwärmepreises angesetzt.

³⁴ Für die Höhe der Differenzkosten der Biomasse ist entscheidend, inwiefern die Zusatzgeräte wie Kaminöfen in die Berechnung mit einbezogen werden. Die hier ermittelten spezifischen Mehrkosten beziehen sich auf Zentralheizungswärmeerzeuger, die in der Lage sind, fossile Wärmetechnologien vollständig zu ersetzen.

mit den spezifischen Kosten bewertet, der durch Biomasse-Zentral oder Hauptheizungen erzeugt wird.³⁵ Abbildung 3-12 zeigt die berechneten Differenzkosten im Vergleich zu den Werten der *Leitstudie*. Die Ergebnisse bestätigen, dass die Einbeziehung der Einzelfeuerstätten zu weitaus höheren Differenzkosten führt als in der *Leitstudie*. Werden diese nicht mit Mehrkosten bewertet, ist die Höhe der jährlichen Differenzkosten mit der in der *Leitstudie* vergleichbar.³⁶ Da Einzelfeuerstätten wie Kaminöfen überwiegend aus ästhetischen Gründen angeschafft werden, keine fossilen Wärmetechnologien ersetzen und eine Zuordnung von spezifischen Verbrauchskosten aufgrund des Eigenbezugs nicht möglich ist, finden diese in der weiteren Berechnung keine Berücksichtigung.

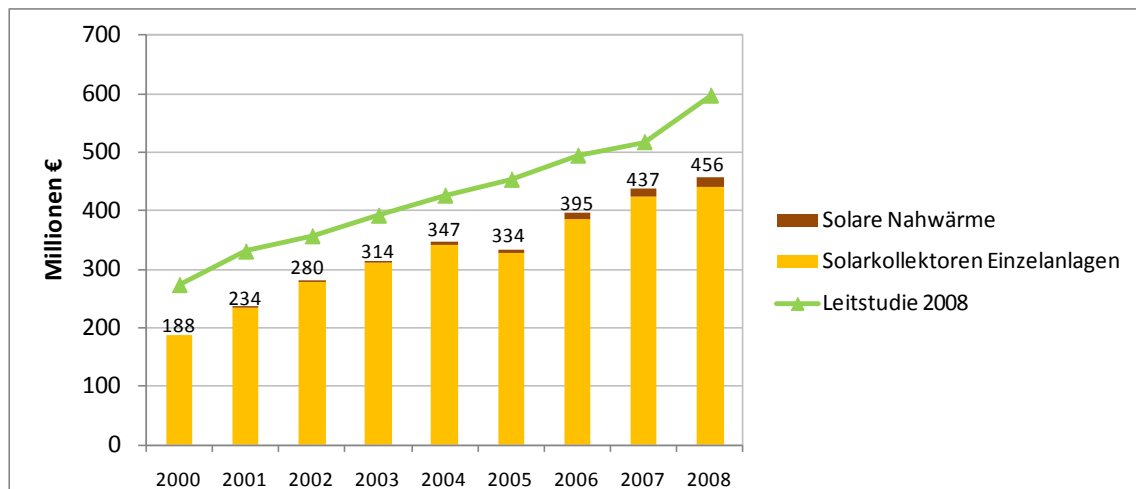
Berechnung der Differenzkosten bei Nutzung solarer Wärme

Die Berechnung der Differenzkosten durch die Nutzung solarer Wärme erfolgt analog zum vorherigen Abschnitt. Die gewichteten spezifischen Mehrkosten werden aus den beiden solaren Referenztechnologien ermittelt. Die Gewichtung der Wärmebereitstellungskosten von Warmwasser- und Kombianlagen wird ebenfalls anhand der simulierten Wärmemengen der MAP-geförderten Anlagen durchgeführt. Für die Berechnung werden die spezifischen Wärmebereitstellungskosten der Solaranlagen ohne Grundlastwärmeerzeuger verwendet, da die Bezugsgröße die rein durch Solarkollektoren erzeugte Wärme ist. Der Anteil der solaren Nahwärme wird wie bei der Biomasse nach Nitsch (2008) angesetzt.

Abbildung 3-13 zeigt die Ergebnisse der Differenzkostenberechnung durch die Nutzung solarer Wärme. Von 2000 bis 2008 entwickeln sich die hier ermittelten Differenzkosten parallel zu denen der *Leitstudie* 2008, nur auf einem etwas niedrigeren Niveau.

³⁵ Dafür wird die Verteilung der Endenergieerzeugung bei Kleinf Feuerungsanlagen aus Schlo mann et al. (2004) herangezogen. Der Anteil von Zentral- und Hauptheizungen beträgt 24,9 % (2003). Deren Anteil an den Einzelanlagen der Haushalte hat sich seitdem jedoch vergrößert, was in der Berechnung mit einem Anstieg der Anteile um 2%-Punkte ab 2003 berücksichtigt wird (Staiß 2008) (DEPV 2009).

³⁶ Inwiefern Nitsch (2008) mögliche Mehr- oder Minderkosten von Einzelfeuerstätten in die Berechnung einbezieht, geht aus der Studie nicht hervor.



Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISI; Nitsch 2008

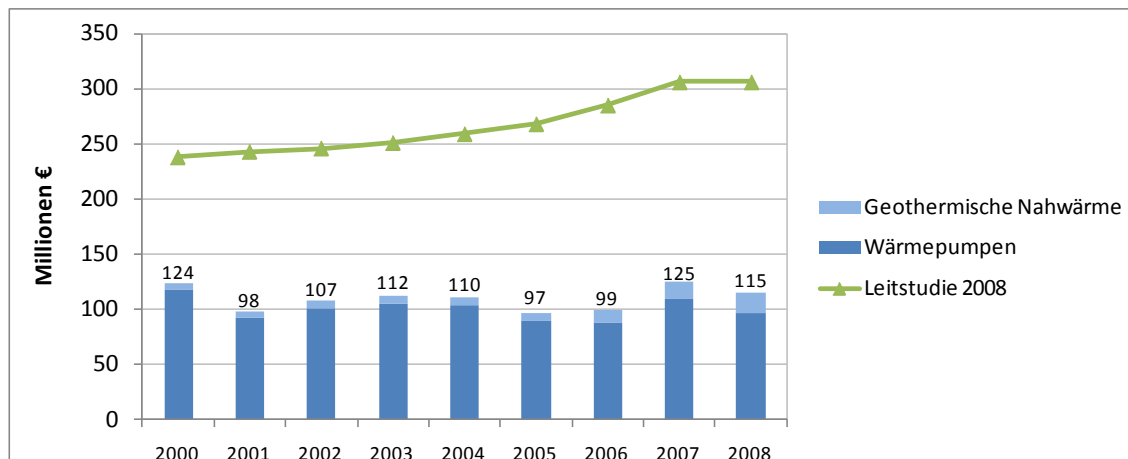
Abbildung 3-13: Gesamte Differenzkosten durch die Nutzung solarer Wärme

Berechnung der Differenzkosten bei Nutzung von Umwelt- und Erdwärme

Zur Ermittlung der Differenzkosten durch die Nutzung von Umwelt- und Erdwärme stehen drei Referenztechnologien zur Verfügung: die beiden Wärmepumpentechnologien und die geothermische Nahwärme. Aus den Daten der *AGEE-Stat* ist jedoch nicht ersichtlich, inwieweit Wärmepumpen in die Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien einbezogen sind, da nur die Sparte *Geothermie* aufgeführt ist. Bei den Referenzwärmepumpen handelt es sich um oberflächennahe Geothermie und um die Nutzung von Umweltwärme. Unter der Annahme, dass die aufgeführten Endenergiemengen ebenfalls die Wärmeerzeugung von Luftwärmepumpen beinhaltet, werden zur Ermittlung der spezifischen Mehrkosten beide Referenztechnologien entsprechend der MAP-Differenzkostenberechnung herangezogen. Jedoch finden auch andere Technologien Einsatz – beispielsweise in der industriellen Nutzung oder in Thermalbädern. Gerade in der Geothermie können wenige große Anlagen die Wärmeerzeugungskosten dominieren, da insgesamt die durch Geothermie erzeugte Wärmemenge gering ist.

Berechnung der Differenzkosten bei Nutzung von Umwelt- und Erdwärme

Abbildung 3-14 zeigt die Ergebnisse im Vergleich mit der *Leitstudie*. Von 2000 bis 2008 unterscheiden sich die hier ausgewiesenen Differenzkosten erheblich in der Höhe zu den in der *Leitstudie* berechneten Differenzkosten. Auf die Unterschiede wird im nächsten Absatz noch genauer eingegangen (siehe Zwischenfazit).



Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISI; Nitsch 2008

Abbildung 3-14: Gesamte Differenzkosten bei Nutzung von Umwelt- und Erdwärme

Zwischenfazit: Belastbarkeit des Ansatzes zur Berechnung der gesamten Differenzkosten

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Ansatz entwickelt, der vornehmlich zur Berechnung der Differenzkosten der MAP-geförderten Anlagen dient. Aufgrund der damit verbundenen Begrenztheit des Berechnungsmodells sind die Ergebnisse der gesamten Differenzkosten mit Unsicherheiten verbunden.

Insbesondere bei der Nutzung von Biomasse können die definierten Referenztechnologien nur einen Teil der Technologien und der damit verbundenen Kosten widerspiegeln.

Bei der Umwelt- und Erdwärme ist die genaue Struktur der Wärmebereitstellung nach Wärmepumpen, Erdwärmekollektoren und tiefengeothermischen Anlagen aus den *AGEE-Stat*-Daten nicht abzuleiten. Die erzeugte Endenergie der Einzelanlagen wurde mit den spezifischen Mehrkosten der Wärmepumpenreferenzsysteme bewertet, obwohl auch andere Technologien eingesetzt werden – beispielsweise in der industriellen Nutzung oder in Thermalbädern. Gerade in der Geothermie können wenige große Anlagen die Wärmeerzeugungskosten dominieren, da insgesamt die durch Geothermie erzeugte Wärmemenge relativ gering ist. Die Unterschiede zur Leitstudie sind insbesondere mit den unterschiedlichen Technologien und den anlegten Strompreisen zu erklären. In dem vorliegenden Ansatz wird im Gegensatz zur *Leitstudie* neben der Erdwärmepumpe auch die Luftwärmepumpe mit in die Kostenberechnung einbezogen. Der angelegte Strompreis bei den Wärmepumpen bzw. die hier vorgenommene An-

nahme eines speziellen Wärmepumpentarifs ist ebenfalls ein entscheidender Faktor, mit dem sich Abweichungen zur *Leitstudie* erklären lassen.

Die Wärmebereitstellung durch solare Wärme wird überwiegend durch Solarkollektoren auf Wohngebäuden erzeugt, was die Verwendung der definierten Referenztechnologien rechtfertigt.

Neben der Begrenztheit auf technologischer Ebene ist der vorliegende Berechnungsansatz zeitlich auf die Jahre 2000 bis 2008 begrenzt, wodurch sich die Abweichungen zur *Leitstudie* teilweise erklären lassen. Darüber hinaus wird beispielsweise die im Jahr 2000 bereitgestellte Endenergie in der *Leitstudie* mit den spezifischen Mehrkosten der Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2000 bewertet, während im vorliegenden Ansatz keine Unterschiede zu 2005 gemacht werden, d.h. die Lerneffekte keine Berücksichtigung finden. Hierdurch können Unterschiede bei den kapitalgebundenen Kosten auftreten, bei den verbrauchsgebundenen Kosten hingegen führt dies zu keinen Abweichungen.

Auf technologischer Ebene wird in der *Leitstudie* der Nahwärmebereich genauer mit mehr definierten Referenztechnologien untersucht, während sich der hier gewählte Ansatz auf Referenztechnologien in der dezentralen Wärmeversorgung konzentriert. In der *Leitstudie* werden dabei auch die Jahreskosten der Biomasse KWK-Anlagen anteilig der Wärmeseite zugeschrieben und damit in den Differenzkosten berücksichtigt. Darüber hinaus werden, im Gegensatz zum hier verwendeten Ansatz, keine konventionellen Referenztechnologien definiert, sondern anlegbare Wärmepreise verwendet, aus denen Mischwerte für die einzelnen erneuerbaren Energieträger gebildet werden. Ein weiterer Unterschied besteht in der Verknüpfung von Referenztechnologien mit Referenzgebäuden in der dezentralen Wärmeversorgung, die in der *Leitstudie* nicht vorgenommen wird.

Insgesamt beruht die Berechnung der Leitstudie auf einer umfangreicheren Datenbasis zum EE-Ausbau, insbesondere zum jährlichen Zubau. Die hier vorgenommenen Berechnungen greifen hingegen auf die veröffentlichten Daten der *AGEE-Stat* zurück, in denen nur die jährlich erzeugte Endenergie der einzelnen Energieträger angegeben ist.

3.2.4 Fazit für den Wärmebereich

Die Berechnung der Differenzkosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien basiert auf einem systemanalytischen Ansatz, der die spezifischen Kosten nach Technologien differenziert betrachtet.

Die vorliegende Arbeit berechnet zum einen die Differenzkosten der Wärmeerzeugung, deren Ausbau durch die MAP-Förderung der Erneuerbaren Energien getrieben wird (Abbildung 3-15). Mittels einer entsprechenden Auswahl an Referenztechnologien und Referenzgebäuden werden die Differenzkosten berechnet. In 2008 werden sie sich in ähnlicher Bandbreite wie in 2007 bewegen, jedoch sind noch keine definitiven Angaben möglich, da hierfür die Förderdaten der KfW noch ausgewertet werden müssen.

Zum anderen werden die Differenzkosten des gesamten EE-Wärme-Ausbaus basierend auf dem MAP-Ansatz ausgewiesen (Abbildung 3-15). Die CO₂-Zertifikatspreise gehen in die Differenzkostenbetrachtung durch Produktfernwärmepreise ein, allerdings ist ihr Einfluss im Wärmebereich marginal, da hier nur wenige Anlagen unter das ETS fallen.

Die positiven Differenzkosten im Wärmebereich reflektieren die direkten Mehrkosten, die bei Haushalten und Unternehmen für die Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern anfallen. Im Ergebnis ist festzuhalten:

- die Wärmemehrkosten des MAP-bedingten Ausbaus Erneuerbarer Energien (BAFA und KfW) belaufen sich auf ca. 368 Mio. € für 2007 (368 Mio. € für 2008 ohne KfW),
- die gesamten Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus mit und ohne Anreizwirkung des MAP betragen ca. 1 Mrd. € in 2008 (1,2 Mrd. € 2007).

Die Abweichungen zwischen den gesamten und förderbedingten (MAP) Differenzkosten könnten als Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher für die Nutzung Erneuerbarer Energien interpretiert werden. Allerdings gilt zu berücksichtigen, dass auch ästhetische Gründe (Kaminofen), Verfügbarkeit von selbstorganisierten Brennstoffen (Holz), das Bestreben einer unabhängigen Energieversorgung sowie steuerliche Aspekte den EE-Ausbau vorantreiben und sich daher hinter dieser Zahlungsbereitschaft ganz andere Zielvorstellungen/Anreize als der alleinige Ausbau Erneuerbarer Energien verstecken können. Unter diesem Blickwinkel ist zu überlegen, zu welchem Anteil die nicht-MAP getriebene Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren Energien in die Gesamtkostenbetrachtung eingehen soll.

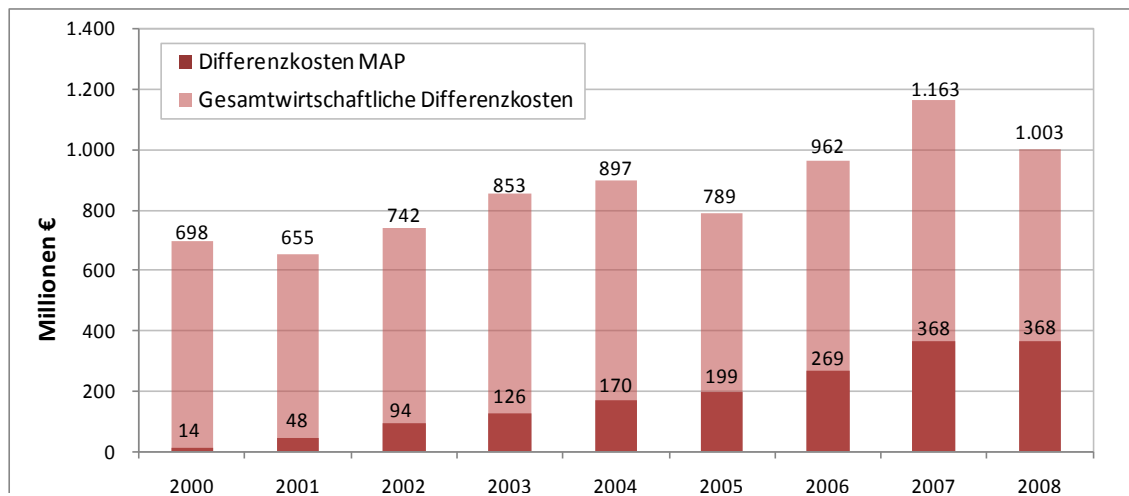


Abbildung 3-15: Vergleich von Differenzkosten MAP-geförderter Anlagen mit gesamten Differenzkosten³⁷ und gesamten Differenzkosten nach Technologien

Die *Leitstudie* (Nitsch 2008) weist hingegen gesamte Differenzkosten in Höhe von 1,6 Mrd. € (2008) aus. Die Abweichungen zwischen Nitsch 2008 und dem hier gewählten Ansatz sind im Wesentlichen mit der Zugrundelegung unterschiedlicher Referenztechnologien und der unterschiedlichen Berücksichtigung der Lerneffekte zu erklären. Daher wird für die fortlaufenden Arbeiten zur Ermittlung von Differenzkosten für den gesamten EE-Ausbau vorgeschlagen, die vorliegenden Berechnungsansätze im Detail mit denen der *Leitstudie* 2008 zu vergleichen, die Auswahl und Detaillierung der Referenztechnologien zu überarbeiten und die Datenlage für die Kapitalkosten bzw. Gesteuerungskostenberechnung und Energieerzeugung zu verbessern.

Des Weiteren wird vorgeschlagen, die Differenzkosten des EEWärmeG-bedingten EE-Ausbaus ab 2009 zu analysieren. Ein klarer Ausweis dieser Differenzkosten zeigt die durch dieses Gesetz bedingten Mehrkosten für die Wärmekonsumenten/Investoren auf.

Eine weitere Fragestellung sollte sich mit dem tatsächlich durch die MAP-Förderung angestoßenen EE-Ausbau beschäftigen, d.h. zu untersuchen, in welchem Umfang der EE-Wärmeausbau auch ohne Förderung stattfände. Denn die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für Wärme aus Erneuerbaren Energien spiegelt sich bisher nur in der Differenz zwischen den gesamten und den MAP-ausbaubedingten Differenzkosten wider.

³⁷ 2008 ohne Anlagen, die von der KfW gefördert werden.

In diesem Zusammenhang ist auch zu überlegen, zu welchem Anteil die nicht fördergetriebene Wärmeerzeugung in eine Gesamtkostenbetrachtung eingehen soll.

3.2.5 Literatur/Referenzen

AGFW 2009: "Fernwärme Preisübersicht (Stichtag: 01.10.2008)." *Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V., Frankfurt am Main.*

http://www.agfw.de/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/filepool/Aktuell_Marketing/fw-preisuebersicht2008_Kurzfassung_

WEB.pdf&t=1237195338&hash=35b02a40c60c51979a7848e55c202abd

(Zugegriffen 15. Mai 2009).

BDH 2008: "BDH Bilanzpressekonferenz - Europa auf dem Weg zu Effizienz und der verstärkten Nutzung von Erneuerbaren Energien." *Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., Köln.* http://www.bdh-koeln.de/html/index.php?site=7_20_418&lng=de

(Zugegriffen 15. Mai 2009).

Bickel, P.; Kelm, T.; Staiß, F.; Langniß, O. und Edler, D. 2008: "Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Inland in 2007." *Gutachten im Auftrag der KfW.*

Blesl, M, Fahl, U.; Kempe, S. und Voß, A. 2004: "Strategien und Technologien einer pluralistischen Nah- und Fernwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien." *Studie im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW).*

BMU 2004: "Beitrag der Abfallwirtschaft zur nachhaltigen Entwicklung in Deutschland - Teil Siedlungsabfälle." *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.* Sonderteil der BMU-Zeitschrift Umwelt Nr.10 (2004)

<http://www.bmu.de/abfallwirtschaft/downloads/doc/35530.php>

(Zugegriffen 15. Mai 2009).

BMU 2008: "Monatsstatistik Erneuerbare Energien (MAP-BAFA) für das BMU für den Zeitraum seit 01.09.1999." *Erhalten per E-Mail am 19.01.2009*

BMU 2009: "Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008 - Grafiken und Tabellen." <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43815/39882/> (Zugegriffen April 28, 2009).

-
- BMWi 2009: "Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung." *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>
(Zugegriffen 16. Juni 2009).
- Böhnisch, H. und Langniß, O. 2007: "Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar bis Dezember 2006." *Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.
- CARMEN 2009: "Holzpellets/ Hackschnitzel Preisentwicklung." *Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V., Straubing; persönliche Mitteilung; erhalten am 30.06.2009*.
- DEPV 2009: "Entwicklung Pelletheizungen 2000-2009." *Deutscher Energie-Pellet-Verband e.V.* <http://www.depv.de/marktdaten/pelletheizungen/> (Zugegriffen Juli 15, 2009).
- Diefenbach, N. und Born, R. 2007: "Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU." *Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt*.
http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Flaechen_Gebaeudetypologie_07.pdf (Zugegriffen Februar 26, 2009).
- DIN 51731 1996: "Preßlinge aus naturbelassenem Holz; Anforderung und Prüfung." *DIN Deutsches Institut für Normung (Perinorm Online); Beuth Verlag, Berlin*.
<http://www-fr.redi-bw.de/db/perinorm/> (Zugegriffen 21. Januar 2009).
- DIN V 4701-10 2003: "Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen-Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung." *DIN Deutsches Institut für Normung (Perinorm Online); Beuth Verlag, Berlin*. <http://www-fr.redi-bw.de/db/perinorm/> (Zugegriffen 21. Januar 2009).
- Eltrop, L. 2008: "Dokumentation Heizkostenvergleich." *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart*. http://www.jens-reinl.de/holz/pdf/IER-Heizkostenvergleich_Neubau.pdf (Zugegriffen Januar 15, 2009).
- EnEV 2007: "Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden." *BGBl. Jg. 2007 Teil I Nr. 34, S. 1519*.

IWU 2003: "Deutsche Gebäudetypologie -Dokumentation." *Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt.*

http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Gebaeudetypologie_Deutschland_Dez_2003.pdf (Zugegriffen 26. Februar 2009).

Langniß, O. et al. 2006: "Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005." *Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.*

Nast, M. 2009: Persönliche Mitteilung vom 12. Mai 2009.

Nitsch, J. 2008: "Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas." *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.*

Nitsch, J. 2007: "Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050." *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.*

Oschatz, B. und Mailach, B. 2007: "ASUE Heizkostenvergleich Neubau 2007." Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH. http://asue.de/cms/upload/inhalte/kostenvergleich_heizung/broschuere/hkv_neubau_2007.pdf (Zugegriffen Januar 15, 2009).

Ragwitz, M. 2009: "Invert Modell Preisreihen." *Persönliche Mitteilung; Erhalten am 01.04.2009.*

Sahner, G.; Drittenpreis, J.; Baumgärnter, J. und Broll, J. 2008: "Energieeffizienter und nachhaltiger Neubau von Wohngebäuden." *Umweltamt und Stadtplanungsamt der Stadt Nürnberg.*

http://www.umwelt.nuernberg.de/download/info/klima/kornburg%20nord_rz_a4_90.pdf (Zugegriffen Januar 20, 2009).

Schlomann, B.; Gruber, E.; Eichhammer, W. und Kling, N. 2004: "Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe Handel, Dienstleistung (GHD)." *Kurzfassung des Abschlussberichts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.*

-
- StaBuA 2008a: "Bauen und Wohnen: Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006 Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte." *Statistisches Bundesamt, Wiesbaden*. Fachserie 5, Heft 1.
- StaBuA 2008b: "Bautätigkeit und Wohnen 2007." *Statistisches Bundesamt, Wiesbaden*. Fachserie 5, Reihe 1.
- Staiß, F. 2007: *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007 mit CD*. 1. Aufl. Bieberstein, Radebeul.
- TFZ 2009a: "Entwicklung Scheitholzpreise." *Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ)*; persönliche Mitteilung, erhalten am 06.07.2009.
- TFZ 2009b: "Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ) - Aktuelle Scheitholzpreise."
<http://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/17385/> (Zugegriffen Juli 9, 2009).
- VDI 2067-1 2000: "Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung." *Verein Deutscher Ingenieure (Perinorm Online)*; Beuth Verlag, Berlin. <http://www-fr.redi-bw.de/db/perinorm/> (Zugegriffen 15. Mai 2009).

4 Indirekte Kosten

Alle Kosten, die nicht direkt durch die Erzeugungstechnologie oder –systeme entstehen und eigentlich Folgekosten der Einspeisung bzw. Energieerzeugung mit Erneuerbaren Energien darstellen oder die durch die Nutzung des Marktes bedingt sind, werden als indirekte Kosten bezeichnet. Hierunter fallen neben den Kosten zur Integration der Erneuerbaren Energien in das Netz wie z.B. die Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelleistung auch die zusätzlichen, für den Ausbau Erneuerbarer Energien erforderlichen Kosten für das Netz selbst. Die Zuordnung der Netzausbaukosten nach erneuerbaren oder fossilen Energieträgern stößt jedoch schnell an Grenzen, da ein Ausbau Erneuerbarer Energien nicht per se einen Netzausbau erfordert, sondern von der Auslastung, der Steuerung der Stromeinspeisung etc., abhängt. Gleichfalls sind alle Kosten, die durch Transaktionen in Verbindung mit Erneuerbaren Energien anfallen, indirekte Kosten. Transaktionskosten bei Unternehmen entstehen zum einen durch Umsetzung der Förderbestimmungen, Berichtspflichten etc., zum anderen durch marktbedingte Transaktionen im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien. Auch bei den öffentlichen Haushalten sind Transaktionskosten zu berücksichtigen, die bei Durchführung und Überwachung der Fördermaßnahmen anfallen.

Im Rahmen des Arbeitsschrittes wird versucht, bestehende indirekte Kosten, die in der Vergangenheit angefallen sind, zu ermitteln. Gleichzeitig sollen Vorgehensweisen aufgezeigt werden, wie indirekte Kosten zukünftig ermittelt werden können. Die Ergebnisse werden abschließend soweit verfügbar bestehenden Studien gegenübergestellt und kritisch diskutiert.

4.1 Ausgleichs- und Regelleistungskosten im Strombereich

Zusätzliche Integrationskosten für Erneuerbare Energien entstehen durch den fluktuierenden Charakter und die begrenzte Vorhersagbarkeit der Windenergieeinspeisung sowie mittelfristig, wenn der Anteil weiter ansteigt, auch durch die PV-Einspeisung. Die wichtigsten Kostenblöcke, die diese Integrationskosten ausmachen sind:

- Kosten für den Windprognosefehlerausgleich,
- Kosten für die Vorhaltung von Windreserve,
- Kosten für die Banderstellung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien.

Die Grundlage für die Abschätzung der auftretenden Kosten für 2006 und 2007 stellen Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur dar (BNetzA 2008). Die anfallenden Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien sind für die Bestimmung der Netzentgelte relevant und müssen durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden. Diese Angaben werden durch eigene Kostenschätzungen ergänzt, da durch die Bundesnetzagen-

tur nur aggregierte Kosten bzw. Kosten für die Vorhaltung der Windreserve angegeben werden. Für die Abschätzung der beiden anderen Kostenblöcke werden Prognoseabweichungen der Windeinspeisung, die Ausgleichsenergiepreise sowie Schätzungen zum Marktwert der Windenergie für 2006 und 2007 zugrunde gelegt.

4.1.1 Kostenangaben der Bundesnetzagentur

Die Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Veredelung (Umwandlung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in eine Profillieferung) sind als Bestandteil der Netznutzungsentgelte durch die Bundesnetzagentur 2006 und 2007 geprüft und genehmigt worden. Im Jahr 2006 lagen die Kosten für die EEG-Veredelung bei 526 Mio. €, für das Jahr 2007 prognostiziert die Bundesnetzagentur Kosten in Höhe von 570 Mio. € (BNetzA 2008). Die nach EEG vergüteten Energiemengen lagen in 2007 bei 67 TWh, wovon 39,7 TWh durch die Windenergie bereitgestellt wurden. In 2006 lag die EEG-Einspeisung bei 51,5 TWh mit einem Beitrag der Windenergie von 30,7 TWh (BDEW 2008). Damit ergeben sich spezifische Kosten bezogen auf die gesamte EEG-Einspeisung von 8,5 €/MWh (2007) bzw. 10,2 €/MWh (2006). Bezieht man die Veredelungskosten lediglich auf die Windeinspeisung, ergeben sich spezifische Kosten von 14,4 €/MWh (2007) bzw. von 17,1 €/MWh (2006).

Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur werden keine detaillierten Kostenpositionen der angeführten EEG-Veredelungskosten angegeben. Separat ausgewiesen werden jedoch die Kosten der Windreserve, die durch die beiden Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall und RWE monatlich ausgeschrieben werden. Die Kosten lagen 2007 bei 98 Mio. € (Prognose der Bundesnetzagentur) und sind im Vergleich zu 115 Mio. € in 2006 leicht gefallen.

Für zukünftige Betrachtungen sind eine Reihe von Änderungen zu beachten. So wird beispielsweise die EEG-Veredelung ab dem 1.1.2010 durch die Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV 2009) geregelt. Kosteneinsparungen erhofft man sich dabei insbesondere durch eine Abschaffung der Bandlieferung und damit der Profilerstellung sowie durch eine Abschaffung der expliziten Windreserve. Weitere Veränderungen betreffen insbesondere die Marktgestaltung der Regelenenergiemärkte als auch der Intraday-/Spotmärkte. So sind mittlerweile auch negative Marktpreise möglich mit entsprechenden Auswirkungen auf die indirekten Kosten der Erneuerbaren Energien.

4.1.2 Kostenschätzung für Prognosefehlerausgleich

Im realen Netzbetrieb werden die Prognosefehler der Erneuerbaren Energien zunächst durch eine Beschaffung auf dem Intraday-Strommarkt bzw. durch den Einsatz der

Windreserve und dann durch den Bezug von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Angaben über den anteiligen Ausgleich der Prognoseabweichungen auf dem Intraday-Markt standen für 2006 und 2007 jedoch nicht zur Verfügung.

Als Kostenindikator für den Ausgleich von Windprognosefehlern werden aus diesem Grunde ausschließlich die Preise für Ausgleichsenergie genutzt. Es wird also unterstellt, dass keine Ausgleichsmaßnahmen auf dem Intraday-Markt durchgeführt werden und damit sämtliche Prognoseabweichungen der Windprognose als Bilanzkreisabweichungen in den EEG-Bilanzkreises eingehen. Diese Bilanzkreisabweichungen können dann mit den Ausgleichsenergiepreisen bewertet und entsprechend verrechnet werden. Unterstellt man, dass ein Bilanzausgleich im Intraday-Markt kostengünstiger durchgeführt werden kann als im Ausgleichsenergiemarkt, stellen die ermittelten Kosten dann eine obere Abschätzung dar. Die wichtigsten Einflussgrößen für die Kostenermittlung sind damit die Ausgleichsenergiepreise sowie die Prognoseabweichungen der Windeinspeisung.

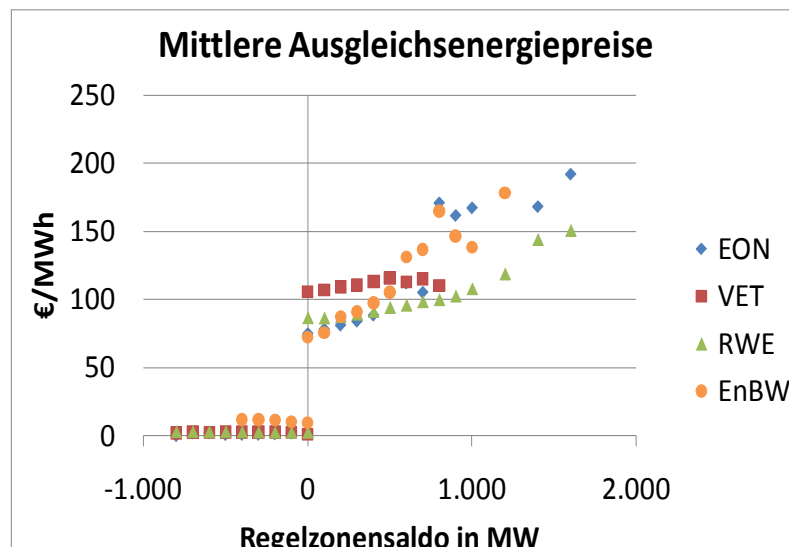
In 2007 lagen die mittleren Ausgleichsenergiepreise je nach Übertragungsnetzbetreiber bei positivem Saldo der Regelzone bei 76 bis 107 €/MWh und bei negativem Saldo bei 2 bis 10 €/MWh (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Mittlerer Arbeitspreis für Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Regelzonensaldos 2007 (in €/MWh)

	bei positivem Saldo	bei negativem Saldo
EnBW	76,2	9,9
RWE	90,1	2,5
VET	107,1	2,3
E.ON	82,5	1,7

Quelle: E.ON 2009; VET 2009; RWE 2009; EnBW 2009

Der Ausgleichsenergiepreis ist bei positivem Saldo von der Höhe des Regelzonensaldos abhängig. Bei einem negativen Regelzonensaldo bleibt der Ausgleichsenergiepreis relativ konstant (Abbildung 4-1). Zwischen den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern gibt es geringfügige Unterschiede in der Höhe der Ausgleichsenergiepreise.



Quelle: E.ON 2009; VET 2009; RWE 2009; EnBW 2009

Abbildung 4-1: Mittlere Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit des Regelzonensaldos für die vier Übertragungsnetzbetreiber 2007

Für die Bestimmung der auftretenden Kosten durch Prognoseabweichungen der Windprognose ist die Korrelation der Windprognoseabweichungen mit dem Regelzonensaldo relevant. So können Prognoseabweichungen der Windeinspeisung die Abweichungen innerhalb der Regelzone verstärken, aber auch kompensieren. Im ersten Fall treten hohe Kosten auf, da entweder überschüssige Windstrommengen nur zu niedrigen Ausgleichsenergiepreisen vergütet werden oder aber Ausgleichsenergie bei hohen Preisen bezogen werden muss. Im zweiten Fall - auftretende Bilanzkreisabweichungen innerhalb der Regelzonen durch Lastprognosefehler oder Kraftwerksausfälle werden durch Windprognosefehler kompensiert - treten keine oder deutlich niedrigere Kosten auf. Eine überschüssige Windproduktion wird zu hohen Ausgleichsenergiepreisen vergütet, bzw. bei fehlender Windeinspeisung kann kostengünstige Ausgleichsenergie bezogen werden.

Mit den veröffentlichten Daten für 2006 und 2007 zur Prognoseabweichung der Windeinspeisung sowie den Preisen für Ausgleichsenergie ist eine Abschätzung der auftretenden Kosten für den Ausgleich der Windprognosefehler durchgeführt worden. Die ermittelten Kosten stellen, wie bereits erwähnt, eine obere Abschätzung der Kosten dar, weil im tatsächlichen Netzbetrieb ein Teil der Windprognosefehler bereits über den Intraday-Markt ausgeglichen wird. Um den korrekten Zusammenhang zwischen Regelzonensaldo und Windprognoseabweichung zu bestimmen, ist es notwendig, die veröffentlichten Windprognosefehler entsprechend dem horizontalen Belastungsausgleich auf die vier Übertragungsnetzbetreiber zu verteilen. Sowohl die day-ahead Windprog-

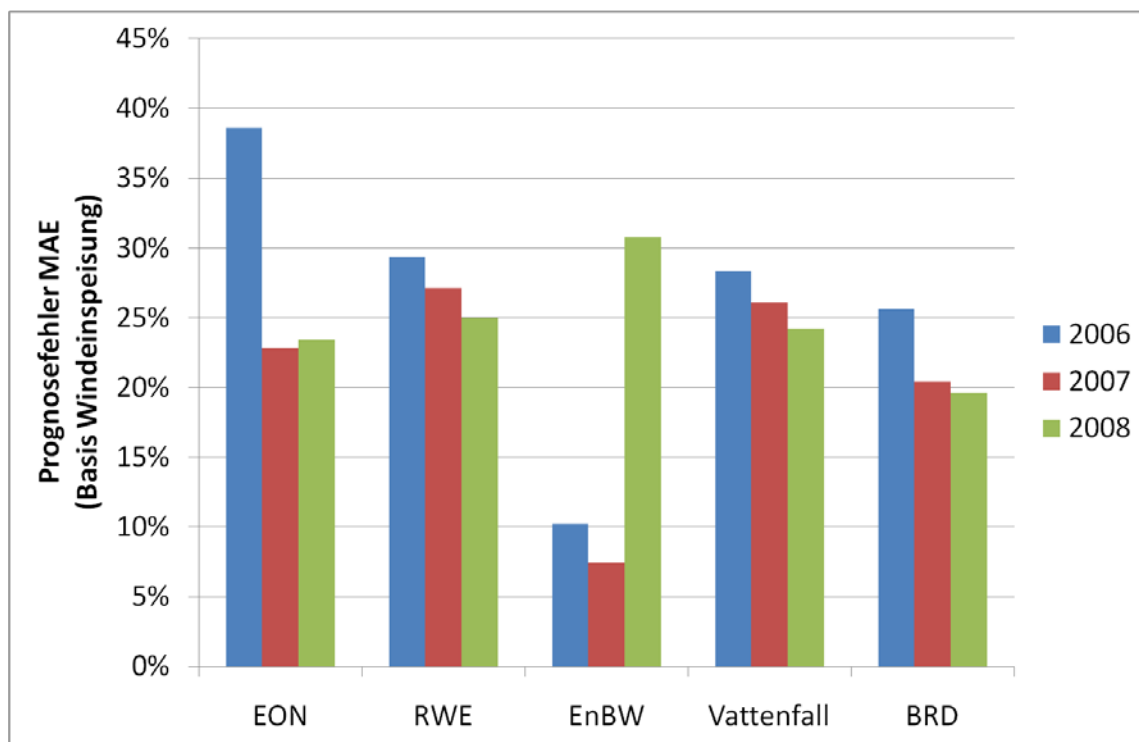
nose als auch die reale Windstromeinspeisung wird auf die vier Übertragungsnetzbetreiber entsprechend ihrem Anteil am Stromabsatz verteilt (Tabelle 4-2). Den größten Anteil am Stromabsatz hat RWE, gefolgt von E.ON, Vattenfall und EnBW.

Tabelle 4-2: Anteil der Übertragungsnetzbetreiber am Stromabsatz 2007

Übertragungsnetzbetreiber	RWE	E.ON	VET	EnBW
Anteil am Stromabsatz	38,5%	29,2%	19,2%	13,1%

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis Unternehmensangaben

Der Windprognosefehler ist von 2006 auf 2007 durch verbesserte Prognosemethoden deutlich zurückgegangen (Abbildung 4-2). Der Prognosefehler für die deutschlandweite Prognose lag in 2007 bei ca. 20 % (mittlerer absoluter Fehler). In 2008 ist der Windprognosefehler weiter zurückgegangen.



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Unternehmensangaben

Abbildung 4-2: Entwicklung des Windprognosefehlers in den vier Regelzonen sowie für Deutschland insgesamt

Die Prognosefehler der Windeinspeisung und der Regelzonensaldo der einzelnen Regelzonen sind leicht korreliert (Tabelle 4-3). Von 2006 bis 2007 haben sich die Korrelationen wenig verändert.

Tabelle 4-3: Korrelationsfaktor zwischen Windprognosefehler und Regelzonensaldo nach horizontalem Belastungsausgleich 2006 und 2007

	Korrelationsfaktor 2006		Korrelationsfaktor 2007	
	vor Horizontalausgleich	nach Horizontalausgleich	vor Horizontalausgleich	nach Horizontalausgleich
EnBW	0,04	0,12	0,00	0,091
RWE	0,14	0,27	0,16	0,301
VET	0,06	0,21	0,10	0,205
E.ON	0,20	0,19	0,08	0,144

Quelle: Eigene Berechnungen

Bewertet man die Prognoseabweichungen der Windeinspeisung mit den Preisen für Ausgleichsenergie, kann eine obere Kostenabschätzung für die Kosten der Prognoseabweichung angegeben werden. Die anfallenden Kosten lassen sich damit für jede Stunde eines Jahres berechnen und über ein Jahr aufsummieren.

$$K_W = \sum_t P_W(t) \times K_A(t)$$

mit K_W = mit K_w = Jährliche Kosten für Ausgleich Windprognosefehler in €

mit $P_W(t)$ = Windprognosefehler in MWh nach horizontalem Belastungsausgleich in Stunde t

mit $K_A(t)$ = Ausgleichsenergiepreis in €/MWh in Stunde t

mit t = Stunde im Jahr

Sowohl absolut als auch spezifisch sind danach die Kosten für die Prognoseabweichung etwas gefallen, was auf eine verbesserte Prognosegenauigkeit als auch auf niedrige Strompreise in 2007 im Vergleich zu 2006 zurückzuführen ist (s. Tabelle 4-4). Der mittlere EEX-Spotmarktpreis lag in 2006 bei 51 €/MWh im Vergleich zu 38 €/MWh in 2007. Die Kostenabschätzung für die Ausgleichsenergiekosten liegt bei ca. 260 Mio. € für 2006 bzw. bei ca. 210 Mio. € für 2007.

Die tatsächlichen Kosten liegen vermutlich darunter, da ein Teil der Prognoseabweichungen bereits auf den Intraday-Märkten bzw. durch die Windreserve ausgeglichen worden ist. Die genaue Aufteilung auf die verschiedenen Produkte lässt sich auf

Basis der veröffentlichten Daten nicht bestimmen, da nur die Vortagesprognose der Windenergie und keine kurzfristigeren Prognosen veröffentlicht werden. Der Ausgleich von Prognosefehlern durch Intraday-Geschäfte ist jedoch meist deutlich billiger als der Ausgleich von Prognosefehlern durch Ausgleichsenergie oder Windreserve. Die Bewertung der Prognosefehler zu Ausgleichsenergiepreisen wie im obigen Abschnitt beschrieben erlaubt eine Abschätzung der maximalen Kosten des energetischen Ausgleichs von Prognosefehlern.

Tabelle 4-4: Obere Kostenabschätzung für den Ausgleich der Windprognosefehler anhand der Preise für Ausgleichsenergie 2006 und 2007

	2006		2007	
	in Mio. €	in €/MWh	in Mio. €	in €/MWh
EnBW	61,6	6,9	24,1	4,7
RWE	55,2	9,4	97,4	6,4
VET	110,2	9,4	37,7	5,0
E.ON	31,8	8,0	50,1	4,4
Gesamt	258,8	8,5	210,1	5,3

Quelle: Eigene Berechnungen

4.1.3 Kostenabschätzung zur Windreserve

Ein weiterer Block der indirekten EEG-Kosten sind neben den Kosten für den Windprognosefehlerausgleich (siehe vorheriger Abschnitt) die Kosten für eine zusätzliche Leistungsvorhaltung. Die beiden Netzbetreiber RWE und Vattenfall schreiben zur Ausregelung der Windeinspeisung eine explizite Windreserve aus. Die Bundesnetzagentur prognostiziert die Kosten dafür für das Jahr 2007 auf 98 Millionen € und schätzt den Wert für das Jahr 2006 auf 115 Millionen € (BNetzA 2008). Diese Kosten setzen sich jedoch aus Kosten für die Leistungsvorhaltung sowie den Abruf an Windreserve zusammen.

Auf Basis der veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse in 2007 lässt sich die Kostenposition der Leistungsvorhaltung separat ermitteln. Die ausgeschriebene positive und negative Windreserveleistung lag 2007 bei je 150 bis 250 MW für Vattenfall und bei je 300 MW für RWE. Der Leistungspreis lag zwischen 60 und 260 €/MW/Tag. Für RWE und Vattenfall errechnet sich damit ein Wert von ca. 43 Mio. € für die Leistungsvorhaltung.

Unterstellt man, dass in den verbleibenden Zonen von E.ON und EnBW auf Basis interner Verträge bei entsprechender Windeinspeisung eine ähnliche Reserve vorgehalten wird, können die Kosten der Leistungsvorhaltung für das Jahr 2007 auch für diese Regelzonen abgeschätzt werden. Die Kosten für die Vorhaltung expliziter Windreserve liegen dann bei ca. 75 Mio. €. Eine Skalierung mit den Prognosewerten der BNetzA für das Jahr 2006 ergibt einen Wert von 87 Mio. €.

4.1.4 Kostenschätzung zur Banderstellung

Die Kosten für die Banderstellung im Rahmen der EEG-Veredelung sind abhängig vom mittleren Einspeiseprofil der Erneuerbaren Energien. Entspricht die mittlere Einspeisung einem Bandprofil, entstehen für die Banderzeugung nahezu keine Kosten. Der Wert der Einspeisung entspricht dann dem mittleren Marktpreis (Phelix Base). Der Marktwert der Windeinspeisung lässt sich ermitteln, indem die stündliche Einspeisung der Windenergie mit dem in dieser Stunde gehandelten Spotpreis multipliziert wird. Damit erhält man einen mengengewichteten durchschnittlichen Erlös für die Windeinspeisung, wenn man die Gesamterlöse durch die eingespeiste Menge dividiert.

$$W_w = \frac{\sum_t E_w(t) \times K_s(t)}{\sum_t E_w(t)}$$

mit W_w = mit K_w = Durchschnittlicher Erlös der Windenergie in €/MWh

mit $E_w(t)$ = Windeinspeisung in Stunde t in MWh

mit $K_s(t)$ = Spotmarktpreis in Stunde t in €/MWh

mit t = Stunde im Jahr

Berechnungen für die Windenergie haben gezeigt, dass der Marktwert der Windenergie (im bundesdeutschen Durchschnitt) nur ca. 88–89 % des mittleren Marktpreises an der EEX beträgt (s. Abbildung 4-4). Für eine Banderstellung fallen daher Kosten von 11-12 % des Phelix Base Preises an. Für die Erzeugung aus Biomasse wird davon ausgegangen, dass nahezu keine Kosten für die Bandlieferung entstehen, da das Einspeiseprofil nur geringe Abweichungen von der Bandlieferung aufweist. Der Marktwert der PV-Einspeisung liegt aufgrund des peaklastigen Profils über dem mittleren EEX-Preis, so dass hierdurch Erlöse erzielt werden können.

Der Marktwert der gesamten EEG-Einspeisung lag 2006 nach Simulationsrechnungen bei ca. 95 % und ist in 2007 auf ca. 94 % des mittleren EEX-Preises gefallen. Verbunden mit den jeweiligen EEG-Mengen ergibt sich eine Abschätzung der Kosten für die Bandlieferung der EEG-Einspeisung von 140 Mio. € (2006) bzw. von 160 Mio. € (2007).

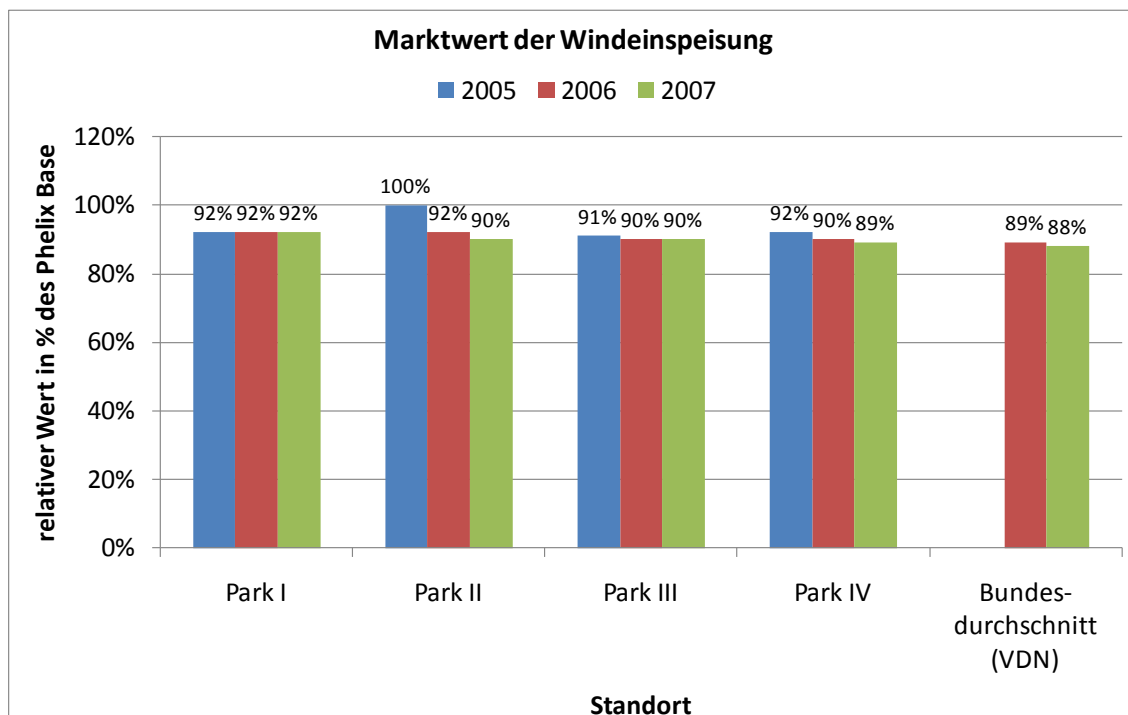


Abbildung 4-3: Mittlerer relativer Marktwert der Windeinspeisung für verschiedene Windparks und die gesamte Windeinspeisung in Deutschland

4.1.5 Fazit

Bei einer detaillierten Betrachtung der Kosten zur EEG-Veredelung zeigt sich, dass der größte Kostenblock durch den Ausgleich von Windprognosefehlern verursacht wird (siehe Tabelle 4-5). Danach folgen die Kosten für die Banderstellung sowie zur Vorhaltung einer Windreserve. Da die Kostenschätzung mit größeren Unsicherheiten behaftet ist, ergeben sich mehr oder weniger große Abweichungen zu den beantragten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber bei der BNetzA. Ein Vergleich der Kostenabschätzungen mit den durch die Bundesnetzagentur genehmigten Kosten zeigt, dass etwas höhere Kosten geltend gemacht worden sind. Die Differenz zwischen den abgeschätzten Kosten zur Veredelung der EEG-Einspeisung sowie der durch die BNetzA genehmigten Kosten werden in der Tabelle als weitere Kosten ebenfalls angeführt. Ein Teil dieser Differenz kann durch Kosten erklärt werden, die für ein Erzeugungsmanagement von Windanlagen oder für windbedingte Redispatchmaßnahmen angefallen sind.

Derzeit lässt sich nicht genau bestimmen, welche Kosten zu den von der BNetzA genehmigten Kosten beigetragen haben. Es ist jedoch zu erwarten, dass insbesondere zur Banderstellung höhere Kosten angefallen sein können als in der Abschätzung er-

mittelt. Interessant ist die Tatsache, dass die spezifischen Kosten für die EEG-Veredelung von 2006 auf 2007 gefallen sind.

Für die Bewertung der anfallenden Kosten zur EEG-Veredelung spielen zukünftig vor allem die realisierbaren Prognosegütern der Windeinspeisung eine herausragende Rolle. Einen großen Einfluss haben auch die Bemühungen der BNetzA zur Effizienzsteigerung der Intraday- sowie der Regelenergiemärkte. Durch die Ausgestaltung dieser Märkte, wie bspw. durch die Einführung negativer Preise auf dem Minutenreserve Markt, ergeben sich Auswirkungen auf die Kosten der EEG-Veredelung. Weitere Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der EEG-Veredelung sind geplant und bereits umgesetzt. So wird mit der Abschaffung der physikalischen Wälzung der EEG-Mengen an die Vertriebsgesellschaften eine weitere Effizienzsteigerung der EEG-Veredelung angestrebt (AusGIMechV 2009). Für zukünftige Abschätzungen sind diese Aspekte mit zu berücksichtigen.

Tabelle 4-5: Kostenabschätzung für EEG-Veredelung 2006 und 2007

Kosten	2006		2007	
	in Mio. €	in €/MWh	in Mio. €	in €/MWh
Banderstellung	140	2,7	160	2,4
Windprognosefehlerausgleich	260	5,0	210	3,1
Windreserve	87	1,7	75	1,1
Gesamt	487	9,5	445	6,6
Weitere Kosten	39	0,7	125	1,9
<i>Vergleich BNetzA</i>	<i>526</i>	<i>10,2</i>	<i>570</i>	<i>8,5</i>

Quelle: Eigene Berechnungen, EEG-Mengen: 51,5 TWh (2006) und 67 TWh (2007)

4.1.6 Literatur

BNetzA (2008): Monitoringbericht 2008 gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).

BDEW (2008): Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) – Jahresabrechnungen für 2006/2007, BDEW online verfügbar unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresabrechnungen

AusGIMechV (2009): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus, Bundesgesetzblatt 2009, Teil I, Nr. 44, Bonn 24. Juli 2009

E.ON (2009): Ausgleichsenergiepreise online verfügbar unter http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreis/Bilanzkreisabweichung_bis_30.04.2009/index.htm

VET (2009): Ausgleichsenergiepreise online verfügbar unter http://www.vattenfall.de/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/140.htm

RWE (2009): Ausgleichsenergiepreise online verfügbar unter <http://www.rwetransportnetzstrom.com/web/cms/de/103280/rwe-transportnetzstrom/netznutzung/marktplattform/bilanzkreise/regelzonensaldo/>

EnBW (2009): Ausgleichsenergiepreise online verfügbar unter <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreisabrechnung/index.jsp>

4.2 Ausbaurkosten des Stromnetzes

Einen in der Vergangenheit intensiv diskutierter Kostenblock stellen die durch einen steigenden Anteil Erneuerbarer Energien bedingten Ausbaurkosten des Stromnetzes dar (Erdmann 2008). Neben den Netzausbaurkosten sind auch Netzanschlusskosten für den Offshore-Netzanschluss als indirekte Kosten im Rahmen der Studie relevant. Dagegen werden Netzanschlusskosten im Onshore-Bereich innerhalb der Studie als Teil der Investitionskosten für Erzeugungsanlagen betrachtet. Aus diesem Grunde werden sie als Differenzkosten und nicht als indirekte Kosten bilanziert. Die Analyse stützt sich dabei auf Studienergebnisse und bereits durchgeführte Modellbetrachtungen. Die Grundlage dafür liefert vor allem die DENA-Netzstudie (DENA 2005).

Bei niedrigen Anteilen Erneuerbarer Energien am gesamten Strombedarf, wie sie in der Vergangenheit zu beobachten waren, fallen die Ausbaurkosten zunächst sehr gering aus. Von größerer Bedeutung sind die Ausbaurkosten vor allem bei der Betrachtung der zukünftigen Entwicklung, wenn Stromerzeugung (vor allem an Offshore-Standorten) und Strombedarf regional stärker auseinanderfallen. Im Rahmen des Arbeitspakets werden daher zunächst Ausbaumaßnahmen betrachtet, für die ein Ausbaubedarf identifiziert wurde. Des Weiteren werden Einflussgrößen des Netzausbaur(bedarfs) für die weitere Entwicklung diskutiert.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien findet nicht nur in der Nähe der Verbrauchschwerpunkte, sondern wie im Bereich der Windenergie auch in Gebieten mit niedrigem Stromverbrauch statt. Im Falle der Windenergie ist zudem der Anteil der installierten Leistung in den nördlichen Bundesländern deutlich höher als in den südlichen. Dies bedingt zum einen veränderte Lastflüsse auf den untergeordneten Netzebenen und zum anderen eine veränderte Belastung des Übertragungsnetzes. Mit steigendem Anteil vor allem der Windenergie steigt der Bedarf, die entsprechenden Netzebenen zu verstärken und auszubauen. Netzausbaumaßnahmen können dabei u.a. die Verstärkung bestehender Trassen, der Bau neuer Trassen, aber auch die Installation von Querreglern zur gezielten Lastflussteuerung sein. Grundsätzlich stellt sich bei der Bewertung anfallender Kosten für den Netzausbau die Frage, welcher Anteil der Kosten den Erneuerbaren Energien und dabei vor allem der Windenergie zuzuordnen ist. Netzerweiterungsmaßnahmen, die z. B. durch einen verstärkten Windausbau motiviert sind, stehen nach der Fertigstellung allen Erzeugern und Verbrauchern im Netzgebiet zur Verfügung und können von diesen genutzt werden.

4.2.1 Kostenermittlung und Diskussion der Vor- und Nachteile

Netzausbaumaßnahmen im Zuge der steigenden Anteile an Windstromerzeugung sind im Rahmen der DENA-Netzstudie detailliert untersucht worden. Der Zeitraum der Betrachtung reicht von 2003 bis 2020, in dem der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 10 % auf 30 % ansteigt. Es werden jeweils Stützjahre betrachtet und der entsprechende Ausbaubedarf mit Hilfe einer stationären Netzberechnung analysiert. Für die Stromnachfrage und die Einspeisung aus Windanlagen werden folgende vier Varianten in jedem Stützjahr untersucht.

- Starklast ohne Wind,
- Starklast mit Wind,
- Schwachlast ohne Wind,
- Schwachlast mit Wind.

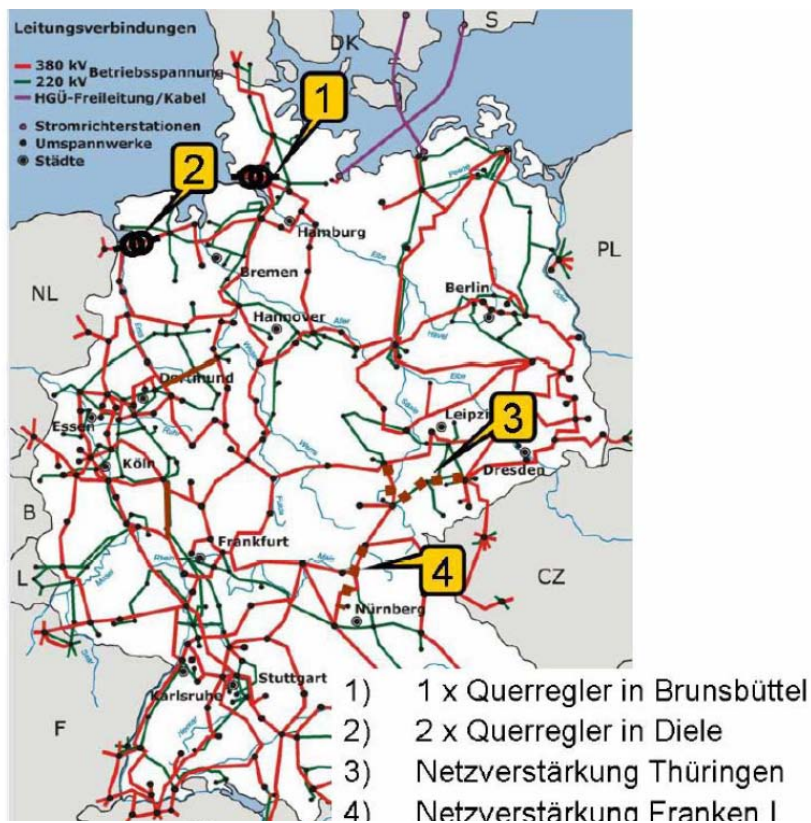
Als Starklast wird dabei 90 % der Höchstlast zugrunde gelegt. Für die Windeinspeisung wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9 angenommen, d. h. die Windeinspeisung beträgt 90 % der installierten Leistung. Die Varianten ohne Windeinspeisung definieren im Rahmen der Studie den strukturbedingten Netzausbau. Im Vergleich zu den Varianten mit Windeinspeisung wird dann der windbedingte Netzausbau ermittelt. Die notwendigen Maßnahmen betreffen Netzverstärkung, Netzneubau sowie Neubau und Ersatz von Schaltanlagen (siehe Tabelle 4-6).

Tabelle 4-6: Übersicht über wesentliche windbedingte Netzausbaumaßnahmen in Deutschland bis 2020

Netzausbaumaßnahme	bis 2007	bis 2010	bis 2015	bis 2020
Neubau von 380-kV-Trassen	0	460 km	850 km	1.900 km
Netzverstärkung bestehender Trassen	270 km	370 km	400 km	850 km
Querregler (Zahl der Einheiten zu 1.400 MVA Übertragungskapazität)	3	3	3	4
Blindleistungsbereitstellung	5.600 Mvar	6.600 Mvar	7.350 Mvar	10.850 Mvar
Kumulierte Kosten	275 Mio. €	781 Mio. €	1136 Mio. €	3000 Mio. €

Quelle: DENA 2005

Das Szenario für das Jahr 2007 untersucht den Leitungsbedarf bei einer installierten Windleistung von 22,4 GW, die mittlerweile bereits überschritten worden ist (siehe Abbildung 4-4). Konkreter Bedarf für eine Netzverstärkung sind an zwei Stellen in Norddeutschland und in Thüringen bzw. Franken identifiziert worden. Die für diese Maßnahmen genannten Investitionen wurden mit 275 Mio. € abgeschätzt. Ein Großteil der Kosten fällt für die Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung im Höchstspannungsnetz sowie zur Ertüchtigung der Transformatoren des 110-kV-Netzes an (siehe Tabelle 4-7). Die tatsächliche Netzverstärkung macht an den gesamten Kosten nur einen kleineren Anteil aus. Für die Netzverstärkung, die durch das Auflegen zusätzlicher Leiterseile auf vorhandene Gestänge realisiert werden kann, wurden Kosten in Höhe von 125.000 €/km angesetzt. Ein Neubau von Höchstspannungsleitungen wurde in diesem Szenario angesichts der kurzfristigen Zeitplanung nicht berücksichtigt.



Quelle: DENA 2005; Szenario 2007

Abbildung 4-4: Netzverstärkungsmaßnahmen bei 22,4 GW installierter Windleistung

Tabelle 4-7: Bestandteile der Netzausbaukosten im Szenario 2007

Netzausbaumaßnahme	in Mio. €	Anmerkungen
Blindleistungskompensation	71	5.600 Mvar
Maßnahmen im 110-kV Netz	58	12 x 380/110-kV-Transformatoren
Querregler	50	3 x 1.400 MVA
Netzverstärkung	41	275 km
380-kV-Schaltanlagen	33	Ertüchtigung in Wolmirstedt und Borken
Leitungsertüchtigung	22	
Summe	275	

Quelle: DENA 2005

Darüber hinaus besteht ein Netzverstärkungsbedarf im Bereich der 110 kV-Netze, die für den Transport der Einspeisung in die Übertragungsnetze genutzt werden. Dies tritt ein, wenn die lokale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich größer ist als die lokale Stromnachfrage. Davon sind insbesondere Gebiete mit niedriger Bevöl-

kerungsdichte und gleichzeitig guten Windpotenzialen betroffen, z. B. in Nordfriesland und in einigen Gebieten in Brandenburg. Der Ausbaubedarf, der sich hier ergibt, ist jedoch im Rahmen der DENA-Netzstudie nicht ermittelt worden.

Ein Neubau von Höchstspannungsnetzen ist in der DENA-Netzstudie frühestens für das Jahr 2010 als realisierbar angesehen worden. Die identifizierten Netzverstärkungsmaßnahmen bei einer installierten Windleistung von knapp 30 GW (davon 5 GW Offshore) umfassen 2010 dann ca. 460 km (siehe Tabelle 4-8). Die spezifischen Kosten für den Neubau von Freileitungen werden zwischen 0,7 Mio. €/km (380-kV-Doppelleitung im Binnentiefland) und 1,4 Mio. €/km (380-kV-Vierfachleitung im Mittelgebirge) abgeschätzt. Damit ergibt sich für den Neubau ein Gesamtinvestitionsbedarf bis 2010 von 432 Mio. €. Weitere Investitionen von 74 Mio. € sind für neue Kondensatoren, Schaltanlagen sowie verschiedene Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig.

Tabelle 4-8: Neubau von Höchstspannungsleitungen im Szenario bis 2010

Neubaustrecken	Länge	Kosten	Planungsstatus	Fertigstellung
Hamburg/Nord – Dollern	45 km	42 Mio. €	PlanFV*	2011
Ganderkesee – Wehrendorf	80 km	46 Mio. €	PlanFV	2012
Neuenhagen – Bertikow/Vierraden	110 km	109 Mio. €	PlanFV	2010
Lauchstädt – Vieselbach	80 km	78 Mio. €	abgeschlossen	2008
Vieselbach – Altenfeld	80 km	87 Mio. €	PlanFV	k.A.
Altenfeld – Redwitz	60 km	70 Mio. €	RaumOV	k.A.
Summe	455 km	432 Mio. €		

Quelle: DENA (2005)

Für die Bewertung der jährlich anfallenden Kosten ist es notwendig, die Investitionen über eine entsprechende Periode abzuschreiben. Die Dauer der Abschreibung und der zugrunde gelegte Zinssatz haben dann maßgeblichen Einfluss auf die auftretenden Kosten. Daher stellt sich hier die grundsätzliche Frage nach dem richtigen Zinssatz und einer angemessenen Abschreibungsperiode. Die Bundesnetzagentur gesteht den Übertragungsnetzbetreibern derzeit einen Zinssatz von 9,29 % auf ihr eingesetztes Eigenkapital für Investitionen sowie eine maximale Eigenkapitalquote von 40 % zu. Unterstellt man für einen Fremdkapitalanteil von 60 % eine Verzinsung von 4,6 %, ergibt sich ein gewichteter Kalkulationszins von 6,5 %.

Typischerweise können Hochspannungsleitungen über eine lange Betriebsdauer genutzt werden. Werden die anfallenden Investitionen von 275 Mio. € (bis 2007) und 506 Mio. € (zusätzlich bis 2010) über eine Periode von 40 Jahren abgeschrieben und

ein Kalkulationszins von 6,5 % zugrunde gelegt, ergeben sich Kosten von knapp 20 Mio. €/a bzw. 36 Mio. €/a.

4.2.2 Diskussion der Ergebnisse der DENA-Netzstudie

Unzureichend betrachtet wurden im Rahmen der DENA-Netzstudie technische Alternativen zu einem Leitungsneubau wie etwa ein Leiterseilmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile. Beide Maßnahmen können zu einer deutlichen Steigerung der Übertragungsleistung auf bestehenden Leitungen beitragen und damit auch zu niedrigeren Kosten für den Netzausbau. Ebenfalls nicht Gegenstand der Untersuchung war der Einsatz von Erdkabeln, die auf eine höhere Akzeptanz bei der Bevölkerung stoßen und daher vermutlich auch schneller zu realisieren sind. Im Mai 2009 ist vom Bundestag das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beschlossen worden, in dem vier Leitungsabschnitte als Pilotvorhaben genannt werden, in denen die neu zu bauenden Übertragungsleitungen auch als Erdkabel errichtet werden können. Darunter fallen die Leitungen Ganderkesee–Wehrendorf, Altenfeld–Redwitz sowie die im Szenario 2015 identifizierten Leitungen Diele–Niederrhein und Wahle–Mecklar. Die notwendigen Investitionen für Erdkabel liegen in der Regel um den Faktor 4 bis 10 über den Kosten einer Freileitung. Würde ein Teil der identifizierten Netzausbaumaßnahmen mit Erdkabeln erfolgen, könnten sich für einzelne Ausbaustrecken tendenziell daher deutlich höhere Kosten als in der DENA-Netzstudie ausgewiesen ergeben. Zu beachten ist dabei, dass der Einsatz von Erdkabeln zu niedrigeren Verlustleistungen und damit auch zu niedrigeren Betriebskosten im Vergleich zu konventionellen Freileitungen führt. Die Kostenunterschiede können dadurch auf einen Faktor zwischen 2 bis 5 fallen.

Darüber hinaus ist der Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz vornehmlich auf Basis von technischen Kriterien ermittelt worden. Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie Kosten/Nutzen-Analysen eines Netzausbaus sind nicht durchgeführt worden. Der gewählte statische Belastungsfall des Übertragungsnetzes (Gleichzeitigkeitsfaktor für Windeinspeisung 90 %), der für die Identifikation der Netzausbaumaßnahmen zugrunde gelegt wurde, tritt nur eine begrenzte Zeit im Jahr auf. Durch ein Erzeugungsmanagement der Windenergieanlagen kann eine Überlastung des Übertragungsnetzes ebenfalls technisch vermieden werden, so wie es in einigen 110-kV-Netzen derzeit realisiert wird. Für die zukünftige Bewertung der Netzausbaukosten spielt es daher eine wichtige Rolle, welche Betriebsführungsstrategien auch der Windenergieanlagen zugelassen werden. Erlaubt man die Abregelung einiger Windenergieanlagen in Zeiten hoher Netzbelastungen und reduziert dadurch den Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität, reduzieren sich unter Umständen der Netzausbaubedarf bzw. die Netzausbaukosten. Letztendlich ist für jeden Ausbau eine Kosten/Nutzen-Rechnung durchzuführen,

die nicht nur die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien betrachtet, sondern auch die Einspeisung konventioneller Kraftwerke.

Die Ausbauszenarien für die Onshore-Windeinspeisung bis 2020, die in der DENA-Netzstudie angenommen wurden, sind mittlerweile in einigen Bundesländern wie Brandenburg oder Niedersachsen übertroffen worden. Aus heutiger Sicht ist zu erwarten, dass die installierte Onshore-Leistung deutlich über die in der DENA-Netzstudie unterstellten knapp 28 GW hinausgeht. Dadurch ist ein erhöhter Netzausbaubedarf zu erwarten, wie etwa eine Studie für Brandenburg gezeigt hat (CeBRA 2008). Gleichzeitig wird der Offshore-Ausbau vermutlich langsamer realisiert werden als es die DENA-Netzstudie unterstellt. Heutige Ausbauprognosen erwarten bis 2020 statt 20 GW eher eine installierte Leistung von 10 GW im Offshore-Bereich. Auch dadurch ergeben sich Auswirkungen auf einen notwendigen Netzausbau.

4.2.3 Netzausbauprojekte

Für eine Abschätzung der bis 2007 angefallenen Netzausbaukosten sind bereits realisierte Ausbaumaßnahmen identifiziert worden. Einige wenige der im Rahmen der DENA-Netzstudie identifizierten Netzverstärkungsmaßnahmen sind z. T bereits umgesetzt worden. Für eine Vielzahl an Maßnahmen sind die Planungsverfahren eingeleitet worden. Zu den bereits umgesetzten Ausbaumaßnahmen gehört der erste Abschnitt der Thüringer Strombrücke von Bad Lauchstädt nach Vieselbach, der am 18.12.2008 in Betrieb genommen worden ist (VET 2008). Die Kosten für die gesamte Netzverstärkungsmaßnahme von Bad Lauchstädt bis ins bayrische Redwitz werden von Vattenfall Transmission mit 248 Mio. € angegeben. Kostenangaben für den ersten realisierten Abschnitt werden nicht genannt. Als Gründe für den Ausbau gibt Vattenfall Transmission den Ausbau Erneuerbarer Energien als auch einen zunehmenden europäischen Stromhandel an. Eine konkrete Zuordnung der Kosten zu den Erneuerbaren Energien ist daher in der Regel nur bedingt möglich.

Auf der 110 kV-Ebene ist bis 2010 der Ausbau der Leitung zwischen Breklum und Flensburg im E.ON-Netz Gebiet geplant, um die Windeinspeisung ins Übertragungsnetz ableiten zu können (E.ON 2009). In dieser Region wird aufgrund der begrenzten Netzkapazität ein Einspeisemanagement durchgeführt, nach dem die Einspeisung der Windanlagen in Situationen mit hoher Einspeisung und niedriger Last gedrosselt werden kann. Auch im Netzgebiet der E.ON Edis (EDIS 2009) wird ein Einspeisemanagement durchgeführt. Für die geplanten fünf Ausbaumaßnahmen im Netzgebiet sind die Raumordnungsverfahren in Vorbereitung bzw. in einem Fall bereits abgeschlossen.

Fazit für die Bewertung der Netzausbaukosten in der Zukunft

Der bis heute realisierte Ausbau der Erneuerbaren Energien auf ca. 15 % des Strombedarfs konnte ohne größere Netzverstärkungsmaßnahmen in das bestehende Stromnetz integriert werden. Netzausbaukosten sind daher nicht in einem größeren Umfang angefallen. Überlastungen der Stromnetze durch Erneuerbare Energien sind bisher nur in wenigen Regionen des 110-kV-Netzes aufgetreten (z. B. Region um Breklum).

Mit einem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien und insbesondere der Windenergie besteht jedoch auch im Übertragungsnetz der Bedarf für Netzausbau und Netzverstärkungen. Die detaillierte Analyse der DENA-Netzstudie weist insbesondere auf zusätzlichen Leitungsbedarf von Norddeutschland nach Süddeutschland sowie von Ostdeutschland nach Süddeutschland hin. Für alle identifizierten Leitungen sind die Planungsverfahren eingeleitet worden oder wie im Fall der Leitung Lauchstädt–Viesselbach bereits gebaut worden. Für die Ermittlung der zukünftigen Netzausbaukosten steht daher mit der DENA-Netzstudie eine erste Abschätzung zur Verfügung.

Für die Ermittlung der jährlich anfallenden Kosten sind der geeignete Abschreibungszeitraum sowie der gerechtfertigte Kalkulationszinssatz zu definieren. Rechnet man mit einem Abschreibungszeitraum von 40 Jahren und einem Kalkulationszins von 6,5 %, ergeben sich Kosten von 212 Mio. €/a, wenn man die in der DENA-Netzstudie ermittelten 3 Mrd. € Investitionen in den Netzausbau bis 2020 zugrunde legt. Im Erdmann-Gutachten (Erdmann 2008) werden Investitionen für den Netzausbau bis 2020 von 3,8 Mrd. € abgeschätzt, die jährlichen Kosten von 270 Mio. € entsprechen. Kritisch zu hinterfragen ist die alleinige Zuordnung der Kosten zu den Erneuerbaren Energien, da die Netzinfrastruktur grundsätzlich auch für konventionelle Einspeiser sowie für den Stromhandel zur Verfügung steht. Beide Abschätzungen betrachten darüber hinaus nur in einem begrenzten Maße alternative technologische Optionen sowie zukünftige Kostensenkungspotenziale bei der Übertragungstechnik.

Weitere Analysen sind daher notwendig, um technische Optionen wie ein Leiterseilmonitoring, Einsatz von Hochtemperaturseilen usw. zu bewerten. Strategien zur Betriebsführung wie ein Erzeugungsmanagement der Windanlagen, ein Lastmanagement von Stromverbrauchern oder der Einsatz von Stromspeichern, die ebenfalls den Bedarf für einen Netzausbau reduzieren können, sind bisher ebenfalls nicht umfassend untersucht worden. Mit Abschluss der derzeit noch bearbeiteten DENA-Netzstudie II werden weitere Erkenntnisse zu diesen Optionen erwartet.

Eine Fortführung der Diskussion zwischen Freileitungen und Erdverkabelung zeichnet sich heute bereits ab. So sind Teilabschnitte einzelner Netzverstärkungsmaßnahmen (z.B. für die Leitung Ganderkesee–Wehrendorf) bereits als Kabellösungen geplant. Für

die Bewertung der zukünftigen Ausbaurkosten sind die Verbreitung von Erdkabelösungen und die daraus resultierenden Kosten von besonderer Bedeutung. Zukünftige Kostensenkungspotenziale sind bei allen technischen Optionen zu berücksichtigen.

Neben den Ausbaurkosten im Übertragungsnetz spielen zukünftig auch die Netzanchlusskosten für die Anbindung der Offshore-Windparks eine wichtige Rolle. Der Netzanschluss ist ebenfalls durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Die entsprechenden Kosten gehen in die Kalkulation der Netzentgelte ein. Erste Erfahrungen liegen mit dem Netzanschluss für den Windpark Alpha Ventus sowie den Windpark Bard Offshore I bereits vor.

4.2.4 Literatur

CEBRa 2008: Schwarz, H.; Pfeiffer, K.; Bitsch, R.; Fichtner, W.; Pforte, R.; Roskoden, L: Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, August 2008.

DENA 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, im Auftrag der Deutschen Energie Agentur (DENA).

EDIS 2009: E.ON edis, Informationen zum Netzausbau im Netzgebiet der E.ON edis online verfügbar unter <http://www.eon-edis.com/html/20373.htm>

EnLAG: Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009, Teil I Nr. 55, ausgegeben zu Bonn am 25. August 2009.

E.ON 2009: E.ON Netz, Informationen zum Netzausbau Breklum–Flensburg online verfügbar unter http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau_de/Projekte/Breklum-Flensburg/Bedarf_im_Detail/index.htm

Erdmann, G.: Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurz-Studie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM), TU Berlin, August 2008.

VET 2009: Vattenfall Transmission, Informationen zur Thüringer Strombrücke online verfügbar unter http://www.vattenfall.de/cps/rde/xchg/trm_net/hs.xsl/77.htm

4.3 Kosten beim Ausbau von Wärmenetzen

4.3.1 Einleitung

In Kapitel 3.2 sind Kosten für Wärmenetze, sofern diese anfallen, in den spezifischen Kosten der Wärmeerzeugung inbegriffen. Ebenfalls werden in den nachfolgenden Kapiteln 4.4 zu Transaktionskosten und 6.2 zu Förderung von Erneuerbaren Energien die Wärmenetze im jeweiligen Zusammenhang berücksichtigt. Da aufgrund ihrer Wichtigkeit für die künftige Potenzialausschöpfung der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt Netze eine wesentliche Rolle spielen werden, sind sie nachfolgend nochmals separat hinsichtlich der zusätzlichen Kosten der Förderung dargestellt. Eine weitere Systemkostenbetrachtung wird hier nicht nochmals verfolgt, zumal die Netzkosten aufgrund der Art der verwendeten Verrohrung, der Art der Verlegung, der Gesamtlänge sowie Anzahl der Übergabestationen (insofern man diese zu den Netzkosten hinzurechnen will) stark variieren. Bei einer Betrachtung der Systemkosten, wie sie bei der Differenzkostenbetrachtung vorgenommen wird, spielen zudem die Investitionskosten des Kessels oder der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, die Verteilungsverluste, der eingesetzte Brennstoff sowie die Wahl der Referenztechnologie eine zentrale Rolle.

Da nur die zusätzlichen Kosten der Wärmenetze betrachtet werden sollen, wird hier zunächst auf die Preisentwicklung der Wärmenetze kurz eingegangen. Im Anschluss wird ermittelt, wie sich die Förderung in diesem Segment entwickelt hat, wobei die KfW-Förderung zu Netzausbau, Hausübergabestationen und Speicher betrachtet wird. Ein nicht unwesentlicher Aspekt liegt zudem in den Rückbaukosten von Erdgasleitungen. Nicht nur, dass die Gasverteilungssysteme vor ihrem technischen Lebensende stillgelegt werden, sondern es fällt auch unter Umständen eine wichtige Einnahmequelle für die Gemeinde aus, sofern für die Nah- bzw. Fernwärme keine adäquaten Konzessionsabgaben aufgrund der Höhe der Wärmegestehungs- und Verteilungskosten mehr möglich sind.

4.3.2 Preisentwicklung bei Wärmenetzen

Moderne Nahwärmeversorgungssysteme werden zumeist als Zweileiter-System (Vor-/Rücklauf) geplant, wobei Heizwasser als Wärmeträgermedium eingesetzt wird. Dabei ist die Netzform städtebaulicher Gegebenheiten - wie z. B. Straßenführung und räumliche Anordnung der Häuser - von Netzgröße und Einbindung der Kessel und KWK-Anlagen abhängig.

Aus Kostengründen wird bei kleinen und mittleren Trassenlängen eine Strahlennetztopologie bevorzugt, da sich hierdurch kurze Rohrleitungswege, geringe Leitungsdurch-

messer und damit geringe Wärmeverluste ergeben. Als nachteilig an dieser Netzstruktur kann genannt werden, dass nachträgliche Erweiterungen hydraulisch problematisch sind und dass die Versorgungssicherheit geringer ist, da bei einer Netzstörung der gesamte Strang abgeschaltet werden muss (Fraunhofer UMSICHT 1998).

Demgegenüber ermöglichen Ringnetze den Anschluss mehrerer Erzeuger an unterschiedlichen Standorten. Sie sind jedoch aufgrund ihrer Trassenlänge und des benötigten Durchmessers teurer als Strahlennetze, bieten jedoch eine höhere Versorgungssicherheit (Fraunhofer UMSICHT 1998).

Bei großen Wärmenetzen lohnen sich Maschennetze, welche zwar hohe Investitionskosten haben, jedoch die Versorgungssicherheit am besten sicherstellen und zudem die in großen Netzen benötigten Erweiterungsmöglichkeiten bieten.

Auch die Art des Hausanschlusses spielt eine erhebliche Rolle hinsichtlich der Investitionskosten und Flexibilität des weiteren Ausbaus. Die größte Flexibilität, um weitere Kunden auch im Nachhinein anzuschließen, bietet eine Trassenführung unter Nutzung der öffentlichen Wege (Standard-Trassenführung). Jeder Kunde ist dabei separat mit dem Netz verbunden. Bei dichter Bebauung führen die vielen Einzelanschlüsse und der zusätzliche Bedarf an Formstücken zu höheren Kosten (AGFW 2005).

Eine günstige Alternative hierzu bietet die "Haus-zu-Haus"-Trassenführung, indem Häuser zu Gruppen zusammengefasst und nur ein Haus an die Verteilerleitung angeschlossen wird. Von diesem ausgehend werden die anderen Häuser angebonden, wodurch insgesamt weniger Abzweige von der Verteilerleitung notwendig sind, andererseits aber Genehmigungen der einzelnen Gebäudeeigentümer, durch deren Privatgrundstücke und Gebäude die Rohrleitungen verlaufen, zur Wegennutzung vorhanden sein müssen. Bei Reihenhäusern wird üblicherweise diese Art der Trassenführung durch Keller-zu-Keller-Verbindungen ausgeführt (Fraunhofer UMSICHT 1998).

Auch Kombinationen aus Standard- und Haus-zu-Haus-Trassenführung sind durchaus üblich, um sowohl Flexibilität und günstige Investitionskosten zu erhalten.

Je nach Anwendungsgebiet bietet der Markt verschiedene Verlegesysteme an. Sie reichen von flexiblen Kunststoffrohren bis hin zu robusten Verbundmantelrohren. Das Kunststoffverbundmantelrohr mit Stahlmediumrohr (KMR) ist aufgrund der Standardisierung, der Robustheit (hohe Druck- und Temperaturbeständigkeit) und des geringen Materialpreises das meistverlegte Rohrsystem, insbesondere in Neubauten. Bei Verwendung von KMR ist jedoch eine aufwendige Rohrnetzstatik und gegebenenfalls Kompensationsmaßnahmen notwendig, da es sich hierbei um ein nicht selbstkompensierendes Rohrsystem handelt und somit Spannungen und Dehnungen auftreten. Auch

sind die Verlegemaßnahmen aufwendig, was zu einer Kompensation der günstigen Materialpreise führen kann. Als kostenmindernde innovative Verlegeansätze wären hier zu nennen: Doppelrohr, Pipelineverlegung, Übereinanderverlegung, stabilisierte Sandmischung, Techniken zur Netzerweiterung während des Betriebs (Anbohrtechnik) (Fraunhofer UMSICHT 1998).

Flexible Rohrsysteme stellen insbesondere in der Unterverteilung an die Gebäude eine wirtschaftliche Konkurrenz zu KMR dar, da sie schnell und variabel zu den lokalen Gegebenheiten verlegt werden können und somit keine kostenintensiven Formteile benötigen. Zudem besitzen flexible Kunststoffmediumrohre (PMR) oder flexible Metallmediumrohre (MMR) eine Selbstkompensation, wodurch auf weitere Kompensationsmaßnahmen verzichtet werden kann (AGFW 2005). Die Verlegung wird als so genannte Flachverlegung ausgeführt und bedarf keines definierten Gefälles, keiner Entlüftungsarmaturen an Hochpunkten und kommt ohne Schachtbauwerke aus.

Die bisherigen Ausführungen machen deutlich, dass die Verlegekosten von einer Vielzahl von Faktoren (gewähltes Rohrsystem, Rohrdurchmesser, Verlegeverfahren, aber auch den lokalen Randbedingungen und im Besonderen von der Planung, Ausschreibung und Vergabepaxis) abhängig sind. Daher ist es nicht möglich, explizite Kosten anzugeben.

Fraunhofer UMSICHT hat zusammen mit der Deutschen Bundesstiftung Umwelt aus bestehenden Projekten und Beispielrechnungen versucht, die Spanne der Kosten darzustellen.

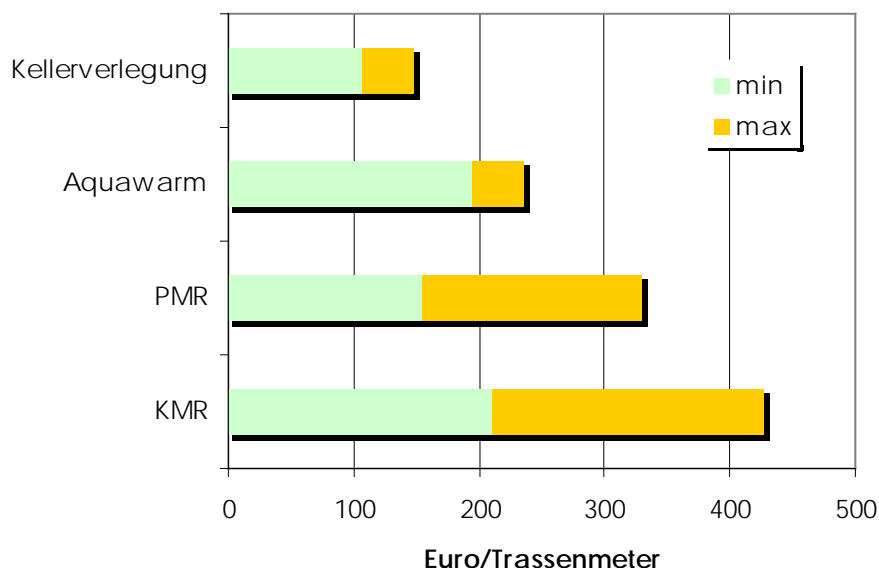


Abbildung 4-5: Spanne der Verlegekosten in Abhängigkeit der Verrohrung und Verlegeart (in Anlehnung an Fraunhofer UMSICHT 1998)

Die nachfolgende Abbildung 4-6 zeigt zudem einige Beispiele aus umgesetzten Wärmenetzen sowie Fallstudien der AGFW. Wie sich zeigt, konnten in einigen Projekten durchaus auch schon im letzten Jahrzehnt günstige Trassenkosten erzielt werden, was aber auch mit der Art des Untergrunds und der Anzahl der Anschlüsse zu tun hat.

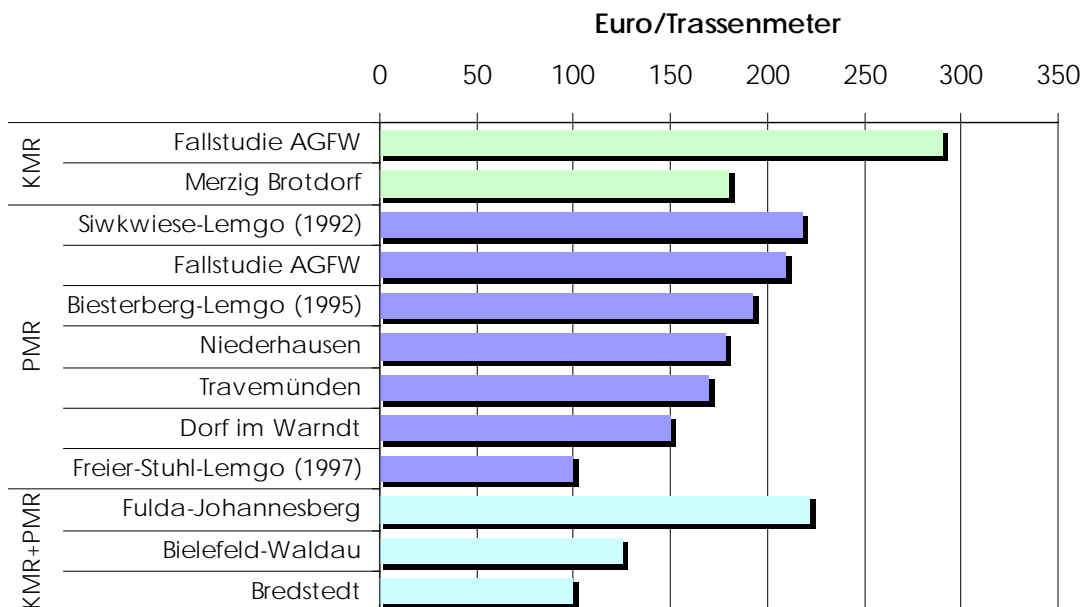


Abbildung 4-6: Kosten je Trassenmeter einiger realer Projekte sowie Fallstudien des AGFW (in Anlehnung an Fraunhofer UMSICHT 1998)

Eine Auswertung der einzelnen Wärmenetze im Rahmen der MAP-Förderung in 2007 ermittelte durchschnittliche Netzkosten von rund 173 Euro/m (Nast et al. 2009).

4.3.3 Wärmenetze im Rahmen der MAP-Förderung

Mit der Ausweitung der Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt ist aufgrund des Verteilungsproblems der Bedarf an Nahwärmenetzen gestiegen, so dass diese in die Förderung innerhalb des Marktanzreizprogramms ab 2004 - zunächst noch in Verbindung mit Geothermie- und Biomasseanlagen - integriert wurden. Um aber auch bereits bestehende EE-Wärmeerzeuger mit freien Leistungskapazitäten besser ausnutzen zu können, werden seit 2008 auch Wärmenetze für Erneuerbare Energien losgelöst von der gleichzeitigen Förderung eines Wärmeerzeugers durch das Marktanzreizprogramm (MAP) gefördert.

Die Wärmenetze, Hausübergabestationen sowie thermische Großspeicher werden über das KfW-Programm Erneuerbare Energien in Form von zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen gefördert. Nachfolgend wird die Entwicklung der Förderung

hinsichtlich Tilgungszuschüssen und Zinsvorteilen für die drei genannten Förderbereiche dargestellt. Dem wird eine Abschätzung verdrängter konventioneller Energieträger gegenübergestellt und abschließend eine Einordnung der Fördermittel bei der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen vorgenommen.

Die Förderung infolge der Zuschüsse und zinsgünstigen Darlehen werden dabei der Kategorie Verteilungsaspekte zugeordnet. Die Transaktionskosten, welche sich aus den Arbeiten der öffentlich-rechtlichen Institutionen ergeben, sind den indirekten Systemkosten zuzuordnen.

4.3.3.1 Förderung in Deutschland

Die Anbindung von Wärmequellen aus Erneuerbaren Energien an bestehende Netze oder an ein neu zu schaffendes lokales oder regionales Wärmenetz wird derzeit von folgenden Förderprogrammen unterstützt:

- EE-Marktanreizprogramm (MAP)³⁸ über das KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium: Die Höhe des Zuschusses zum Netzbau ist im MAP davon abhängig, ob das Netz in einem noch nicht erschlossenen oder in einem mit sonstigen Versorgungsleitungen bereits erschlossenen Gebiet verlegt wird.
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG): Beträgt der Anteil an KWK im jeweiligen Netz jedoch mehr als 60 %, so ist nach dem KWKG zu fördern, wobei zusätzlich ein verminderter Tilgungszuschuss von 20 € je Meter Trasse sowie 1.800 € je Hausübergabestation zusätzlich durch das MAP gewährt wird, sofern alle übrigen Voraussetzungen nach MAP-R eingehalten werden. Die KWKG-Förderung bietet insbesondere für große Netze mit mehr als 12,5 km Länge in erschlossenen Gebieten bzw. 16,6 km Länge in nicht erschlossenen Gebieten Vorteile.
- GAK-Rahmenplan 2009–2012, Grundsätze für die Förderung der integrierten ländlichen Entwicklung: Seit 2008 fördern Bund und Länder gemeinsam im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe "Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes" (GAK-Gesetz - GAKG) Investitionen in Infrastrukturmaßnahmen, wozu auch die dezentrale Energieversorgung durch Erneuerbare Energien gehört. Die Förderung beinhaltet Infrastrukturmaßnahmen einschließlich notwendiger Vorarbeiten, wie Erhe-

³⁸ Um in den Genuss der Gelder aus dem MAP zu kommen, müssen Nahwärmenetze, Speicher und Übergabestationen für Wärmenutzer aus solarthermischen Anlagen, Anlagen zur Nutzung von Biomasse oder Anlagen zur Nutzung von Geothermie und Umweltwärme zu einem definierten Anteil gespeist sein (MAP-R Kapitel 14.1.4.1). Im Detail bedeutet dies, dass mindestens 20 % der Wärme aus Solarkollektoren stammen muss oder dass mindestens 50 % der Einspeisung aus anderen Quellen Erneuerbarer Energien stammt. Eine Kombination mit Wärme aus nicht genannten Energieträgern, z. B. konventionellen Energieträgern für Wärme, ist somit zu einem gewissen Anteil möglich, sofern zumindest im Zusammenhang mit Solarthermie die übrige konventionelle Wärmebereitstellung zum Großteil aus hocheffizienten KWK-Anlagen bzw. Wärmepumpen stammt.

bungen, Konzepte und Gutachten sowie Planungsarbeiten. Gemeinde und Landkreise können hierbei bis zu 45 %, Privatleute oder Unternehmen bis zu 25 % gefördert werden. Letztere sind in der Gesamtförderung auf 200.000 € für drei Steuerjahre aufgrund einer bestehenden De-minimis-Klausel begrenzt (BMU 2009).

Tabelle 4-9: Förderung von Wärmenetzen nach MAP-R und KWK-G, IZES (2009)

	MAP-R 2009	KWK-G 2009
Gegenstand der Förderung	Neu- und Ausbau von Netzen; Errichtung von Hausübergabestationen	Neu- und Ausbau von Netzen
Voraussetzung Wärmeerzeugung aus	a) Solar \geq 20%, Rest überwiegend aus hocheffizienter KWK oder Wärmepumpen; fossiler Spitzenkessel \leq 10% b) Erneuerbare Energien \geq 50% (biogener Anteil von Siedlungsabfällen gilt als EE)	Versorgung der angeschlossenen Abnehmer zu mehr als 60% aus KWK
Voraussetzung	Mindestens 500 kWh pro Jahr und Meter Trasse Mindestwärmeabsatz	keine Minimale Wärmemenge
Fördersätze	Ersterschließung: 60€/m Sonst: 80 €/m Förderung nach KWK-G: zusätzlich 20 €/m zur KWK-Förderung Hausübergabestationen: 1.800 € pro Station (nur falls: kein Anschlusszwang und verbindliche Anschlussverträge bei Inbetriebnahme)	1€ pro m und mm Nenn-durchmesser
Förderhöchstgrenze	max. 1,0 Mio. Euro für Wärmenetze; bei Geothermie bis zu 1,5 Mio. Euro; Wärmespeicher bis zu 300.000€ je Speicher	bis zu 20% der Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus, maximal 5 Mio. Euro je Wärmenetz. Soweit eine Förderung nach dem KWKG abgelehnt oder gekürzt wurde, ist eine Förderung im MAP möglich.

Für die über GAK geförderten Wärmenetze liegen bislang keine Zahlen vor. Diese sollen aber für den ELER-GAK-Monitoring-Bericht des BMLEV erhoben werden, bisher

haben jedoch die Länder noch keine Informationen geschickt³⁹. Folgende Bundesländer bieten eine Förderung der Wärmenetze bisher an⁴⁰:

- Sachsen (Integrierte Ländliche Entwicklung - ILE)
- Schleswig-Holstein (Energetische Nutzung von Biomasse im ländlichen Raum)
- Baden-Württemberg (Heizen und Wärmenetze mit regenerativen Energien - EFRE)
- Brandenburg (Energieeffizienz und Nutzung Erneuerbarer Energien - REN-Programm)
- Rheinland-Pfalz (Zinszuschüsse für Investitionen im Bereich der Energieeffizienz und der Energieversorgung)⁴¹

Auch sind derzeit keine Zahlen verfügbar, wie hoch der Anteil der Ausbaukosten durch Erneuerbare Energien im Zusammenhang mit über das KWKG geförderten Wärmenetzen ist – zumal diese Änderung erst seit 01.01.2009 in Kraft ist.

Daher wird nachfolgend zunächst nur auf die Kosten aus dem KfW-Programm Erneuerbare Energien abgestellt:

Wärmenetze werden seit 2004 über die Kreditanstalt für Wiederaufbau im Rahmen des Marktanzreizprogramms Erneuerbare Energien im Zusammenhang mit dem Bau von Biomasse oder Geothermieranlagen gefördert. Da der Anteil der Wärmenetze am gesamt gewährten Tilgungszuschuss (Biomasse-/Geothermieranlage inklusive Netze) nicht erfasst wurde, stellen die nachfolgenden Angaben jeweils das Produkt aus der geförderten Trassenlänge pro Jahr und dem Tilgungszuschuss je Trassenmeter dar, wobei unterstellt wird, dass die Maximalsumme je Projekt nicht überschritten wurde. Dies wäre nur dann der Fall, wenn die Trassenlänge 12 km (2004) oder 11 km (2005-2007) überstiegen hätte, wozu aber keine Hinweise in den jeweiligen MAP-Jahresberichten vorliegen. Auch die ausgelösten Investitionen - bezogen auf die Wärmenetze - sind somit für diesen Zeitraum nicht bekannt, doch sind aus den Beispielrechnungen zu Wärmenetzen Durchschnittskosten für den Trassenmeter ableitbar, welche für die Bestimmung des Investitionsvolumens zugrunde gelegt wurden. Die Ermittlung von Zinsvorteilen ist daher auch erst mit Angabe des spezifischen Darlehens für Wärmenetze ab 2007 möglich.

39 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, Email vom 03.Juli 2009.

40 Quelle: Förderdatenbank des Bundes (<http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/foerderrecherche.html>).

41 Nicht zwingend Erneuerbare Energien.

Die Angaben zu den Investitionskosten je Trassenmeter sind in den Beispielrechnungen der MAP-Evaluationsberichte über die Jahre angestiegen. Erst im vergangenen Evaluationsbericht (Nast et al. 2009) wird von sinkenden Investitionskosten ausgegangen. Die tendenziell niedrigen Kosten in den vorangegangenen Evaluationsberichten lassen sich wohl mitunter auch dadurch erklären, dass es sich bei den Beispielrechnungen tendenziell eher um Nahwärmenetze und damit geringere Rohrquerschnitte handelt. Für die nachfolgenden Annahmen wird von steigenden Preisen gemäß den Beispielrechnungen in den Evaluationsberichten ausgegangen, wie in Tabelle 4-10 dargestellt.

Seit 2008 müssen Wärmenetze nicht mehr im Zusammenhang mit einer geförderten Anlage stehen, um einen Tilgungszuschuss zu erhalten. Die sich daraus ergebende separate Darstellung ermöglicht es, die spezifischen Tilgungszuschüsse den Wärmenetzen zuzuordnen und die Zinsvorteile abzuschätzen. Prozentual werden diese mit 2 % abgeschätzt. Die Investitionen sind bereits seit 2007 separat ausgewiesen (KfW 2009). Für 2009 liegen schon erste Statistiken der KfW-Bankengruppe vor. Danach ist die Nachfrage sprunghaft angestiegen, wie die Zahlen bis einschließlich Mai 2009 belegen. Die Nachfrage und Kreditzusage für Wärmenetze hat bis Ende Mai 2009 bereits einen Stand erreicht, der doppelt so hoch ist wie die im Vorjahr vergebene Summe. Auch bei großen Wärmespeichern wurde bisher mehr als das Dreifache des insgesamt in 2008 vergebenen Kreditvolumens für diesen Sektor zugestanden.

Tabelle 4-10 zeigt den sich aus den obigen Annahmen ergebenden Verteilungseffekt der Wärmenetze in Form von Tilgungszuschüssen und Zinsvorteilen, soweit abschätzbar. Die Kreditzusagen für Wärmenetze erfolgten bis 2007 lediglich in Zusammenhang mit Biomasse. Von den in 2008 als eigenständige Maßnahme geförderten Wärmenetzen wurde der Großteil (75 %) mit Wärme aus Biogasanlagen gespeist. Nahezu der vollständige Rest der Netze nutzt Wärme aus Biomassefeuerungen. Allein eines der 118 als eigenständige Maßnahme geförderten Netze ist an Tiefengeothermie angeschlossen (ZSW 2009).

Tabelle 4-10: Daten zum Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien von 2004 bis 2009 sowie eigene Berechnungen der sich daraus ableitenden Volumina zu Zuschüssen, Zinseinsparungen und Gesamtinvestitionen (Langniß et al. 2006; Böhnisch 2007; Nast et al. 2009)

Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien						
Richtlinie zum MAP gültig seit Betrachtungsjahr	01.01.2004 2004	01.07.2005 2005	2006	2007	01.01.2008 2008	01.03.2009 bis 31. Mai 2009
Art der Förderung: Tilgungszuschuss						
Wärmeneetze (auch ohne Erzeugungsanlagen)	60 €/m Rohrlänge bei Neubau; 80 €/m bei Verstärkung, max. 1 Mio €					
Biomasse fest, autom. Beschickt ab > 100kWh	50 €/m Rohrlänge, max. 550.000€/Projekt					
Geothermie	50 €/m Rohrlänge, max. 600.000€/Projekt					
Hausübergabestation	1.800€					
Wärmespeicher	250 € je m³ Speichervolumen, max. 30 % der Nettoinvestitionskosten, max. 300.000 € je Wärmespeicher					
Netze - Anzahl Darlehenszusagen im laufenden Jahr	16	257	234	40	227 ²	519
Trassenlänge in km	5,6	79,1	117,2	26,2	155	59,7
Darlehenszusagen in Mio. Euro				6,6	29,2	
Zinsvorteil in Euro				132.560	583.600	1.194.000
Tilgungszuschuss in Euro ^{1,3}	278.850	3.956.150	5.860.000	1.311.350	8.880.000	
Investitionsvolumen in Mio. Euro	0,8	10,7	18,2	4,5	34,6	
Hausübergabestationen (Anzahl)						
Tilgungszuschuss in Euro	533					
Große Wärmespeicher (Anzahl)	959.400					
Investitionsvolumen in Euro	11					
Gesamtförderung in Euro	600.000					
Gesamtvorteil (Zinsvorteil, Zuschuss)	278.850 €	3.956.150 €	5.860.000 €	1.443.910 €	10.520.000 €	

¹ eigene Hochrechnung auf Grundlage, dass Netze nicht max. Zuschuss überschreiten

² nach Angaben der KfW; hiervon sind nach Angaben von ZSW aus "Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Inland in 2008 - Gutachten im Auftrag der KfW" 111 Anträge nach aus 2007, die auch nach dem 2007er MAP gewährt wurden.

³ Der Tilgungszuschuss 2008 berücksichtigt 111 Anlagen aus 2007 mit rund 42 km Wärmenez. Gemäß ZSW 2009 sind rund 113 Netz mit einer durchschnittlichen Leitungslänge von 960m (insgesamt rund 113 km) als "eigenständige Maßnahme" gefördert worden. Für die Ermittlung des Tilgungszuschusses wurden 60€/m unterteilt. Da keine Angaben zu Förderungen durch das KWK-G vorliegen, konnten diese hier nicht kostenmindernd berücksichtigt werden.

Abbildung 4-7 leitet aus Tabelle 4-10 die Förderquote ab und zeigt auf, dass die durch das MAP erzeugten Anreize in zunehmendem Verhältnis zu Investitionen in Wärmenetze führen. Lag 2004 und 2005 die Förderquote noch bei rund 37 %, so ist sie bis 2008 auf rund 26 % gefallen. Dies liegt mitunter an den unterstellten anwachsenden Kosten je Meter Trassenlänge.

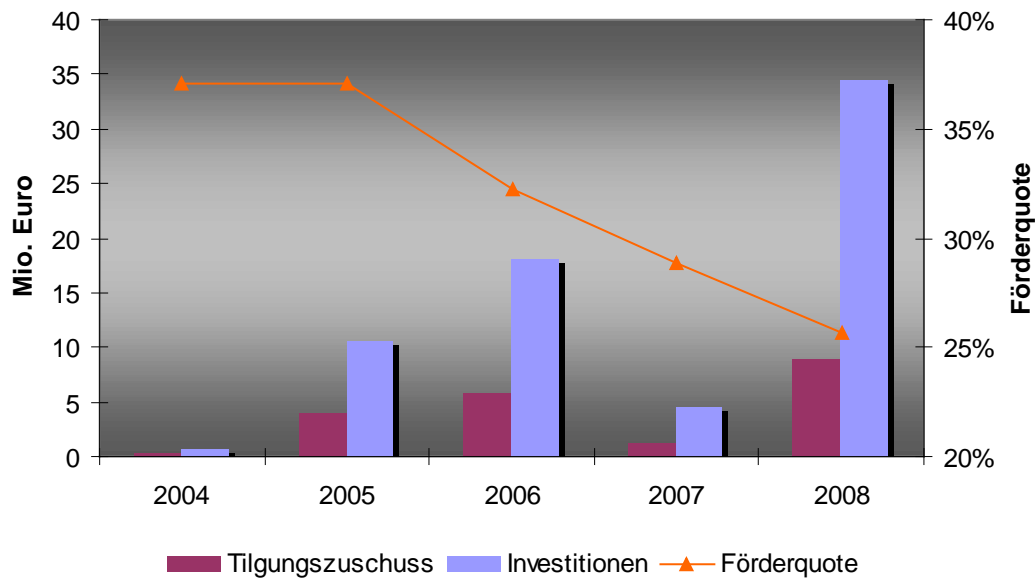


Abbildung 4-7: Entwicklung von Tilgungszuschuss und Investitionen in Wärmenetze sowie die sich daraus ergebende Förderquote auf Basis eigener Schätzungen⁴²

4.3.4 Kompensation anderer Energieträger durch den Ausbau von EE-Wärmenetzen

Gemäß der Leitstudie 2008 des BMU (Nitsch 2008) ist in Deutschland künftig ein im Vergleich zu Dänemark und anderen nordischen Ländern ähnlich hoher Anteil an Nah- und Fernwärme erreichbar. Damit gewinnen die Nahwärmenetze im Hinblick auf das Förderpotenzial und Differenzkosten zunehmend an Bedeutung.

Dies wird mitunter dadurch begünstigt, dass beim Aufbau von Nahwärmenetzen zur Nutzung Erneuerbarer Energien - also insbesondere von Biomasse und im ländlichen

⁴² Investitionen und Zuschüssen sind Schätzungen auf Basis von Darlehnszusagen, Förderbedingungen etc.

Raum - heute in Deutschland deutlich günstigere Kosten erreicht werden, als dies den traditionellen Erfahrungen von Stadtwerken in meist dichter bebauten Gebieten entspricht (Nast et al. 2009). Ein Auf- bzw. Umbau des Systems wird jedoch nicht ohne erhebliche Investitionen möglich sein. Nast et al. 2009a geben an, dass bis 2020 mit Investitionen in Netze und Hausübergabestationen von 11 Mrd. € und bis zum Jahr 2050 mit weiteren 78 Mrd. € zu rechnen ist. Demgegenüber würden aber 70 % des Investitionsvolumens auch dann anfallen, wenn statt der Wärmenetze lediglich bestehende Heizkessel kontinuierlich ersetzt werden würden. Den Mehrkosten wiederum stehen Einsparungen bei Betriebs- und Brennstoffkosten gegenüber, womit das Haupthemmnis für einen zielgerichteten raschen Wärmenetzausbau auf Basis von Erneuerbaren Energien eher im Verdrängungswettbewerb zu finden ist. Dies bedeutet zumindest in dichter besiedelten Gebieten einen möglichen Rückbau bestehender Gasnetze. Eine Wärmenetz-Ausbaustrategie kann somit zu einer Unterauslastung bzw. zu einer vorzeitigen Stilllegung vorhandener Gasnetze führen, was volkswirtschaftlich gesehen als Kapitalvernichtung zu verbuchen wäre. Einzelwirtschaftlich betrachtet ergeben sich möglicherweise Reduzierungen beim Konzessionsabgabenaufkommen und damit bei den Gemeindebudgets.

Da bislang keine Statistiken zur Verdrängung von Erdgasnetzen durch EE-Wärmenetze seitens der Bewilligungsbehörden geführt werden, kann hier lediglich auf bekannte Netz-Umstellungen zurückgegriffen werden. Einige werden nachfolgend genannt:

- Aachen: Die Stadt Aachen hat sich der Sicherstellung einer nachhaltigen Energie- und Wärmeversorgung im Sinne der Daseinsvorsorge verschrieben, welche den Ausbau des bestehenden Fernwärmenetzes sowie von Nahwärmenetzen auf Basis Erneuerbarer Energien vorsieht. Durch die Erhöhung der Anschlussdichte an die Wärmenetze soll die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen gewährleistet werden, wobei von Zwangsmaßnahmen zunächst noch Abstand gehalten werden soll (Stawag 2008).
- Neustrelitz (Mecklenburg-Vorpommern): Rückbau des Energieträgers Erdgas im bestehenden Fernwärmenetz und Ersatz durch ein Holzheizkraftwerk. Dieses deckt rund 80 % des Wärmebedarfs im Fernwärmenetz und mehr als das Doppelte des Stromverbrauchs der Neustrelitzer Privathaushalte. Nach Angaben des Betreibers konnte seit der Inbetriebnahme im Jahr 2006 eine deutliche Senkung des Fernwärmepreises umgesetzt werden, der auch 2008 und 2009 unterhalb eines Vergleichspreises mit Erdgas wäre. Die Förderung erfolgte über europäische Fonds für regionale Entwicklung mit 1,5 Mio. € sowie über das Land Mecklenburg-Vorpommern mit weiteren 0,5 Mio. € (BMU 2009).
- Lenthe bei Hannover: Die Gutsgemeinschaft Lenthe betreibt eine Biogasanlage, welche auch direkt vor Ort Strom und Wärme erzeugt. Für eine bessere Wirtschaft-

lichkeit der Anlage wurde ein neues Konzept entwickelt, welches der Gutsgemeinschaft wie auch den Wärmeabnehmern Vorteile bringen soll. Dabei wird einerseits die Wärmesenke durch die vermehrte und sichere Wärmeabnahme erhöht, wodurch über das EEG der KWK-Bonus für den erzeugten EEG-Strom gesichert wird. Der Wärmeabnehmer - ein kleines Neubaugebiet, das üblicherweise an Erdgas angeschlossen worden wäre - übernimmt die Kosten für die Wärmeleitung mit rund 11.000 € je Hausbesitzer und braucht für die kommenden (mindestens) 20 Jahre nichts mehr zu bezahlen. Das Darlehen erfolgte über die KfW im Rahmen des MAP. Das Gesamtinvestitionsvolumen hat rund 1,6 Mio. € für die Biogasanlage und rund 320.000 € für das Nahwärmenetz betragen (BMU 2009).

4.3.5 Einordnung von Fördermitteln bei der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen

Zweck der Förderung im hiesigen Zusammenhang ist es, Anreize für den Ausbau bestimmter Technologien - in diesem Fall Wärmenetze - zu bieten. Hierbei sollen mögliche Differenzkosten zu einem konventionellen Wärmesystem abgedeckt werden. Diese Differenzkosten können auf unterschiedliche Weise ermittelt werden und daher je nach Situation voneinander abweichen. Somit kann es auch teils zu einer Überdeckung der Differenzkosten durch die Förderung kommen. Mitnahmeeffekte von innovativ denkenden Privatpersonen oder Institutionen, die unabhängig einer Förderung in diese Technologie investiert hätten, können nicht ausgeschlossen werden.

Begünstigte sind neben den Netzbetreibern auch die Planungs- und Bauunternehmen sowie indirekt die Hersteller der Kraftwerke oder Heizkessel, da Investitionen in die Erzeugungsanlagen unter Umständen erst durch die Wärmenutzung rentabel werden. Die finanzielle Belastung tragen im Falle der hier betrachteten Förderungen in Form von Tilgungszuschüssen und zinsgünstigen Darlehen die öffentlichen Haushalte von Bund und Ländern, letztendlich also die Steuerzahler.

Da ebenfalls Differenzkosten der EE-Wärme im entsprechenden Untersuchungsteil quantifiziert werden, dürfen zur Vermeidung einer Doppelzählung die in diesem Kapitel aufgezählten Kosten der Förderung nicht zusätzlich angerechnet werden. Auch die Kosten für die Administration der Förderung werden an anderer Stelle (Analysebereich Transaktionskosten) eruiert. Die Aufschlüsselung der Kosten im Analysebereich dient daher in erster Linie dem Abgleich mit den anderen Arbeiten in diesem Projekt und soll Antworten bei spezifischen Fragestellungen zu Wärmenetzen geben können.

4.3.6 Fazit

Die Förderung von Wärmenetzen im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien erfolgt von Seiten des Bundes mit Tilgungszuschüssen und zinsgünstigen Darlehen. Die-

se Anreize haben in den vergangenen Jahren zu einem Ausbau der Netze, insbesondere Nahwärmenetze, geführt, wobei die Investitionen angestiegen sind, der Gesamtanteil der Förderung für Wärmenetze daran jedoch gesunken ist.

Mit Anpassung der MAP-Richtlinie, durch die jetzt auch eigenständige Maßnahmen zu Wärmenetzen gefördert werden, hat die Nachfrage nochmals erheblich zugenommen und wirkt auch nachträglich im Bestand. Das heißt, dass nun auch bestehende EE-Wärmequellen, die möglicherweise über Überkapazitäten verfügen, die finanziellen Risiken, die mit dem Bau von Wärmenetzen einhergehen, überwinden können.

Die Fördermittel (vgl. 4.3.3.1), die in 2008 seitens des Bundes über das KfW-Premium-Programm für Wärmenetze ausgegeben wurden, werden auf rund 8,8 Mio. € geschätzt (Tilgungszuschüsse). Darin sind noch nicht die geschätzten gut 580.000 € an Zinsvorteilen enthalten, die das KfW-Darlehen mit sich führt. Hinzu kommen weitere Tilgungszuschüsse für Hausübergabestationen von schätzungsweise rund 1 Mio. € sowie der Beitrag für große Wärmespeicher mit rund 97.000 €. Insgesamt kann im Bereich Wärmenetze und Speicher von Kosten auf staatlicher Seite in Form von Zuschüssen verschiedenster Art von rund 10,5 Mio. € ausgegangen werden. Diese Kosten stellen staatliche Transferzahlungen an Anlagenbesitzer dar und reflektieren somit Entlastungen, die unter die Wirkungskategorie Verteilungseffekte fallen. Bei der Quantifizierung in der Zusammenschau ist darauf zu achten, dass keine Doppelzählungen auftreten, denn der Analysebereich „öffentliche und private Fördermittel“ umfasst auch die MAP(KfW)- Fördermittel. Für einen Systemkostenansatz sind Informationen zum gesamten EE-Wärmenetzausbau nötig, die bislang nicht vorliegen.

Neben der bundesweiten Förderung sind über die einzelnen Bundesländer Förderprogramme in Form von Zuschüssen und Zinsvergünstigungen aufgelegt worden; deren Volumen liegt aber derzeit nicht vor.

Da bei einem KWK-Anteil von 60 % im Netz der durch Erneuerbare Energien induzierte Ausbau von Wärmenetzen zunächst über das KWK-G gefördert werden soll, stellt sich an dieser Stelle die Frage, inwiefern diese Kosten bzw. der Nutzen zu berücksichtigen sind. Das eine kann nicht losgelöst vom anderen erfolgen. Derzeit liegen hierzu noch keine Daten vor; mit ihnen ist frühestens Mitte 2010 zu rechnen. Dennoch ist dies eine Fragestellung, zu der es noch Klärungsbedarf gibt.

Weiterhin problematisch ist die Bewertung möglicher Rückbauten von Gasnetzen aufgrund des Ausbaus von über Erneuerbare Energien induzierten Wärmenetzen. Auch hier liegen keine Angaben vor, die eine Abschätzung der Kosten ermöglichen. Ein Rückbau bestehender Gasnetze wäre als Kosten in der Kosten-/ Nutzen-Rechnung zu verbuchen.

4.4 Transaktionskosten

4.4.1 Definition von Transaktionskosten

Im Rahmen der in diesem Projekt unternommenen Untersuchung der Kosten-Nutzen-Wirkung Erneuerbarer Energien werden zu den indirekten Kosten auch die „Transaktionskosten“ gezählt. Sie werden nachfolgend genauer betrachtet:

Mit Blick auf die Kosten-/Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien bedarf es für die Berechnung der Transaktionskosten (TAK) zunächst einer Klärung des Begriffs „Transaktionskosten“. Anschließend wird versucht diese auszuweisen, wobei die Bereiche Strom und Wärme wegen der unterschiedlichen (gesetzlichen) Handhabung getrennt betrachtet werden.

Generell soll hier gelten, dass zu den Transaktionskosten alle Kosten zählen, die in direktem Zusammenhang mit einer Transaktion (z. B. Kauf, Verkauf) von Gütern entstehen. Richter/Furubotn (1996, S. 51) unterteilen Transaktionskosten danach, wodurch sie verursacht werden, in drei Typen:

- Such- und Informationskosten
- Verhandlungs- und Entscheidungskosten
- Überwachungs- und Durchsetzungskosten

Die TAK sind im Wesentlichen durch drei gesetzliche Vorgaben bzw. Programme bedingt:

- im Stromsektor durch das EEG,
- im Wärmesektor für den hier untersuchten Betrachtungszeitraum hauptsächlich durch die finanzielle Förderung der Anlagenbesitzer im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP), die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) koordiniert wird.
- und seit Januar 2009 durch das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG), welches in dieser ex-post-Betrachtung wegen noch nicht vorliegender Daten gegenwärtig nicht betrachtet werden kann.

In beiden Fällen (Strom und Wärme) wird davon ausgegangen, dass für Anlagenbetreiber, die als prinzipielle Adressaten und Nutznießer der entsprechenden Förderungen gelten können, gegebenenfalls verbleibende Transaktionskosten in deren gesamtes Investitionskalkül eingehen und über die Vergütung des Stroms bzw. die eingesparten Wärmekosten refinanziert werden. Generell sollen daher sowohl beim EE-Strom als auch bei der EE-Wärme die Kosten der Anlagenbetreiber nicht betrachtet werden.

Somit sollen hier nur die Transaktionskosten der gesetzlichen Fördermaßnahmen für die Akteure, die *nicht* Anlagenbetreiber sind, untersucht werden (vgl. Tabelle 4-11).

Tabelle 4-11: Betrachtete Akteure mit EE-Transaktionskosten

	Fördergesetz bzw. -maßnahme	Finanzielle Nutznießer	Umsetzungsakteure mit TAK		
EE-Strom	EEG	Anlagenbetreiber	VNB	ÜNB	Lieferanten
EE-Wärme	MAP	Anlagenbetreiber	BAFA		KfW
	EEWärmeG		Hausbesitzer	Kontrollierende Behörden	

4.4.2 Transaktionskosten entlang des Wälzungsmechanismus des EEG

4.4.2.1 Datengrundlage: Erhebungen des Statistischen Bundesamtes zu „Bürokratiekosten des EEG“

Gemäß der unterstellten Definition der TAK im Fall der Erneuerbaren Energien fallen Transaktionskosten durch das EEG bei folgenden Akteuren entlang der „EEG-Wälzungskette“ an: avNB (= abnahme- und vergütungspflichtige Netzbetreiber), rÜNB (= regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber) und Energieversorgungsunternehmen/Lieferanten.

Im Jahr 2006 hat die Bundesregierung im Rahmen ihres Programms „Bürokratieabbau und bessere Rechtsetzung“ die Einführung des so genannten „Standardkosten-Modells“ zur Ermittlung und Reduzierung der durch bundesstaatliche Informationspflichten verursachten Bürokratielasten beschlossen. Im Rahmen der hierin zugrunde gelegten Bürokratiekostenmessung sollen für alle Gesetze des Bundes, die den Normadressaten (d. h. Unternehmen, Bürger und Verwaltungen) entstehenden „Bürokratiekosten“ berechnet werden. Dabei gelten als Bürokratiekosten solche Kosten, „die natürlichen oder juristischen Personen durch Informationspflichten entstehen. Informationspflichten sind aufgrund von Gesetz, Rechtsverordnung, Satzung oder Verwaltungsvorschrift bestehende Verpflichtungen, Daten und sonstige Informationen für Behörden oder Dritte zu beschaffen, verfügbar zu halten oder zu übermitteln. Andere durch Gesetz, Rechtsverordnung, Satzung oder Verwaltungsvorschrift entstehende Kosten sind nicht umfasst.“ (Destatis 2006, S.7).

Damit kommt die Definition der Bürokratiekosten den „Transaktionskosten“ des EEG im Sinne dieser Untersuchung bereits recht nahe, da es sich um Informationspflichten gegenüber Behörden oder Dritten handelt, das heißt um „Transaktionskosten“ im Sinne der zur Umsetzung des Gesetzes notwendigen Kommunikation mit anderen Beteiligten.

Das Statistische Bundesamt destilliert aus dem EEG entsprechend den einzelnen Paragraphen und Absätzen Tätigkeiten heraus und bewertet mit Hilfe der aufgenommenen Daten und Expertenbefragungen den Arbeitsaufwand, was im Folgenden als „top-down-Berechnung“ bezeichnet werden soll.

Hierbei hat das Statistische Bundesamt für das Jahr 2006 den jeweiligen Zeitaufwand der verschiedenen Tätigkeiten in Minuten ermittelt und mit einem gewichteten durchschnittlichen Stundensatz multipliziert. Aus methodischen Gründen wurden die Unternehmen nach ihrer Personalanzahl in die vier Segmente „große Netzbetreiber“, „mittlere Netzbetreiber“, „kleine Netzbetreiber“ und „Energieversorgungsunternehmen (Lieferanten)“ untergliedert, da der bürokratische Aufwand zur Erfüllung der Informationspflicht für die Unternehmen je nach Größe der Netzbetreiber als unterschiedlich bewertet wurde. Die nachfolgende Tabelle 4-12 zeigt beispielhaft die Vorgehensweise zur Ermittlung der Transaktionskosten am Beispiel aller „großen Netzbetreiber“ für den § 14, Abs. 6, Satz EEG 2004.

Doch die Aufteilung nach Arbeitsschritten ist hauptsächlich formal gehalten und berücksichtigt nicht oder zu wenig die inhaltlichen Zusammenhänge („Berechnungen durchführen“ und „interne Sitzungen“). Daher lässt diese Herangehensweise der Betrachtung einzelner Gesetzestexte - Paragraph um Paragraph - kaum einen Rückschluss auf die Arbeitsinhalte zu. Vor allem aber wird hier nicht differenziert, ob bei den benannten Aufgaben wirklich das EEG der Auslöser der Arbeit ist oder ob diese nicht anderweitig bedingt sind.

Tabelle 4-12: Ermittlung der „Bürokratiekosten“ des EEG der „großen Netzbetreiber“

	große NB
Fallzahl	29
Standardaktivitäten	Standardzeiten in Minuten je Fall
Standardzeit 1. Einarbeitung in die Informationspflicht (Min)	2400
Standardzeit 2. Beschaffung der Daten (Min)	68640
Standardzeit 3. Formulare ausfüllen, Beschriftungen, Kennzeichnungen oder Etikettierungen durchführen (Min)	5760
Standardzeit 4. Berechnungen durchführen (Min)	1920
Standardzeit 5. Überprüfung der Daten und Einträge (Min)	24960
Standardzeit 6. Fehlerkorrektur (Min)	4800
Standardzeit 8. Datenübermittlung an zuständige Stellen und Veröffentlichungen (Min)	240
Standardzeit 9. Interne Sitzungen (Min)	2400
hier nicht gelistete Standardzeit	
Standardzeit 16. Fortbildungs- und Schulungsteilnahmen (Min)	4800
Summe Standardzeit in Minuten	115920
Summe Standardzeit in Stunden	1932
berechneter Lohnsatz pro h in €	38,7
Fallzahl (=Anzahl Unternehmen)	29
<u>Bürokratiekosten</u>	<u>2.168.284</u>

Quelle: Statistisches Bundesamt

4.4.2.2 Funktionaler Ansatz der Berechnung der EEG-Transaktionskosten

Daher wird im Folgenden der Ansatz des Statistischen Bundesamtes hin zu einem „funktionalen Ansatz“ weiterentwickelt. Die einzelnen Paragraphen werden dabei dahingehend untersucht, inwiefern die dort beinhalteten gesetzlichen Maßgaben nicht bereits anderen - möglicherweise sogar übergeordneten – Rechtsquellen entstammen; die Tätigkeiten also auch ohne das EEG bestehen würden. In diesem Zusammenhang werden u.a. das EnWG und die StromNEV herangezogen, aber auch die Bilanzkreisverantwortlichkeit und die damit zusammenhängenden Tätigkeiten berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass zumindest einige vom Statistischen Bundesamt identifizierte Tätigkeiten nicht oder nur bedingt als genuin dem EEG entspringend gelten können und gegebenenfalls einer eingehenderen Prüfung bedürfen. Die nachfolgenden Tabellen

machen dabei farblich deutlich, welche Kostenblöcke bei den drei Arten von Akteuren entlang der EEG-Wälzungskette weiterhin zu untersuchen wären. Dabei werden für Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Lieferanten jeweils getrennt die vom Statistischen Bundesamt ermittelten Kosten der einzelnen Paragraphen des EEG aufgelistet und die gesamten, vom StaBuA ermittelten Kosten angegeben. In der rechten Spalte erscheint jeweils eine Bewertung, ob diese Kosten nach dem funktionalen Ansatz als genuine Transaktionskosten des EEG gelten können oder welche Einschränkungen möglicherweise zu machen wären. Eine modifizierte Summe der Transaktionskosten kann hieraus jedoch nicht ermittelt werden.

Tabelle 4-13: Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der Verteilernetzbetreiber

Netzbetreiber			
§ 16	Begrenzungsbescheid f. energieintensive Unternehmen bei Bafa	324.000 €	ja
§ 20	Befragung der Anlagenbetreiber und Netzbetreiber für den EEG-Erfahrungsbericht	1.000 €	ja
§ 17	Erstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus Erneuerbaren Energien	0 €	nein - basiert auf EU-RL 2001/77
§ 13 Abs. 2 Satz 2	Darlegung der Netzausbauinvestitionen durch NB	2.000 €	nein - EnWG § 21 a i.V.m. ARegV § 23
§ 8 Abs. 3	Nachweis bei KWK-Anlagen	3.000 €	ja
§ 8 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2	Führung eines Einsatzstoff-Tagebuchs bei bestimmten Biomasseanlagen	112.000 €	ja
§ 10 Abs. 4	Nachweis des Referenzertrags bei Windenergieanlagen	2.000 €	ja
§ 6 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3	Nachweis der Erreichung eines guten ökologischen Zustands bei großen Wasserkraftanlagen	20 €	ja
§ 14 Abs. 6 Satz 3	Vorlage der für die Endabrechnungen des Vorjahres erforderlichen Daten durch Anlagenbetreiber an Netzbetreiber	52.000 €	ja
§ 14 Abs. 6 Satz 1	Ifd. Zurverfügungstellen d. f. d. Berechnung des Ausgleichs erforderl. Daten durch NB u. Eit-VU ggü ÜNB sowie jährl. Vorlage einer Endabrechnung f. d. Vorjahr	7.871.000 €	ggf. partiell, da Teil der branchenübl. Bilanzkreisabwicklung
§ 15 Abs. 2	Veröffentlichung erforderlicher Daten durch NB für Ermittlung auszugleichender Energiemengen und Vergütungszahlungen	1.000 €	ja
§ 4 Abs. 4	gegenseitige Auskunftspflicht für nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung	1.000 €	nein - wg. EnWG
I max. Kosten lt. StaBuA für Netzbetreiber		8.365.020 €	

Quelle: Statistisches Bundesamt, Darstellung IZES

So besagt z.B. § 13, Abs. 2, Satz 2, dass die Netzbetreiber ihre Netzausbauinvestitionen darlegen müssen. Die Netzbetreiber können die getätigten Investitionen bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz bringen. Die „im Rahmen des EEG“ getätigten Investitionen sind jedoch nur einer von acht namentlich genannten Bestandteilen des Investitionsbudgets der Netzbetreiber, welches die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern genehmigen muss (gemäß § 23 ARegV). Legt man zugrunde, dass es (gemäß § 11 EnWG) die originäre Aufgabe der Netzbetreiber ist „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betrei-

ben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen“ und dass diese dafür durch die Netznutzungsentgelte entlohnt werden, so sollte dieser Paragraph nicht zu den genuinen Transaktionskosten des EEG gezählt werden.

Tabelle 4-14: Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der Lieferanten

<u>Lieferanten</u>			
§15 Abs. 1	Anzeige Differenzkosten durch Eit-VU (und ggf NB) gegenüber Stromverbrauchern inkl. Wirtschaftspüfer-Testate	10.000 €	ja
§ 16 Abs. 2 Satz 2	Vorlage von Nachweisen über weitergereichte Strommenge und Differenzkosten von Eit-VU an Bafa im Rahmen der Begrenzungsbescheide	8.000 €	ja
§ 4 Abs. 3 Satz 3	Nachweis der vollständigen Netzauslastung durch den Netzbetreiber ggü Anlagenbetreiber	1.000 €	nein - wg. EnWG
§16	Begrenzungsbescheid f. energieintensive Unternehmen bei Bafa	324.000 €	ja
§ 14 Abs. 6 Satz 1	lfd. Zurverfügungstellen d. f. d. Berechnung des Ausgleichs erforderl. Daten durch NB u. Eit-VU ggü ÜNB sowie jährl. Vorlage einer Endabrechnung f. d. Vorjahr	7.871.000 €	ggf. partiell, da Teil der branchenübl. Bilanzkreisabwicklung
I max. Kosten lt. StaBuA für Lieferanten		8.203.000 €	

Quelle: Statistisches Bundesamt, Darstellung IZES

Einer eingehenderen Prüfung bedürften auch die unter § 14, Abs. 6, Satz 1 EEG 2004 aufgelisteten Kosten. Danach müssen Verteilernetzbetreiber (und auch Lieferanten) den Übertragungsnetzbetreibern laufend die für die Berechnung des Ausgleichs notwendigen Daten zur Verfügung stellen. Hierbei sollte jedoch bedacht werden, dass die Übermittlung der EEG-Daten im Rahmen der üblichen Bilanzkreisabwicklung stattfindet. Im Rahmen der Bilanzkreisprozeduren müssen die Netzbetreiber in ihrer Funktion als Bilanzkreisverantwortliche den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bilanzkreisscharf für alle Bilanzkreise die ¼-h-Werte

- der Einspeisegangsumme für energieträgerscharf gemessene EEG-Anlagen und
- die synthetischen Einspeiseprofile für nicht energieträgerscharf gemessene EEG-Anlagen gemeinsam
- mit den anderen, von den ÜNB angeforderten Daten der ¼-h-Summenlastprofile

„möglichst zusammen **in einer einzigen Mail** senden“ (Transpower 2009). Die Abwicklung des EEG bzw. die hierfür notwendige Datenübermittlung zwischen Netzbetreibern und Lieferanten und ihren Bilanzkreiskoordinatoren sind folglich Teil der standardisierten Bilanzkreisprozeduren. Daher bliebe als Leithypothese für eine detailliertere Ermittlung der Transaktionskosten des EEG die Frage, inwieweit durch die schrittweise Einbindung der EEG-Abwicklung in die Bilanzkreisprozeduren nicht Synergie- und Skaleneffekte entstanden sind, die mindernd auf die EEG-Transaktionskosten wirken.

Tabelle 4-15: Funktionale Bewertung der Transaktionskosten der ÜNB

regelzonenverantwortliche Bilanzkreiskoordinatoren			
EEG-2004-Paragraph	Inhalt	Kosten	Anrechenbar?
§ 14 Abs. 2 und Abs. 6, Satz 2	Ermittlung der Vorjahres- Strommengen (Abnahme, Vergütung und Ausgleich) inkl. Anteil an Gesamtstrommenge durch ÜNB, ggf Testat für Endabrechnung	1.088.000 €	Überschneidung mit Zeile 3
§ 14 Abs. 1	Erfassung des zeitlichen Verlaufs der Energiemengen und Vergütungen durch Übertragungsnetzbetreiber	526.000 €	ggf. partiell, da Teil der branchenübl. Bilanzkreisabwicklung
§ 14 Abs. 6 Satz 2	auf Verlangen Testat für die Endabrechnung des Vorjahres	9.623.000 €	Kosten entsprechen rd. 240 MM?
§ 14 Abs. 3, Satz 6	Geltendmachung Abnahme- und Vergütungsansprüche für Vorjahr durch ÜNB ggü Letztversorgern	138.000 €	ggf. partiell, da Teil der branchenübl. Rechnungsstellung
I max. Kosten lt. StaBuA für regelzonenverantwortliche Bilanzkreiskoordinatoren		11.375.000 €	

Quelle: Statistisches Bundesamt, Darstellung IZES

Bei den ÜNB bleibt zudem zu klären, inwiefern es bei der Erstellung der Testate für die EEG-Endabrechnungen nicht mögliche Doppelzählungen gibt (nach §14, Abs. 2 und Abs. 6, Satz 2). Die Frage konnte bis zur Erstellung dieses Berichts aufgrund der vom Statistischen Bundesamt nicht berücksichtigten Fragestellung nicht befriedigend geklärt werden.

Gemäß dem formalen Ansatz des Statistischen Bundesamtes würden die jährlichen „Bürokratiekosten“ des EEG bei den Netzbetreibern mit rund 28 Mio. €/a angesetzt werden. Es ist aufgrund der genannten Überschneidungen von Maßgaben im EEG mit anderen gesetzlichen Rahmenbedingungen jedoch wahrscheinlich, dass für die Kosten-Nutzen-Analyse einige Werte korrigiert werden müssen. Eine detailliertere Berechnung der identifizierten Kostenarten wäre nur zu leisten, wenn diese Fragestellungen bei der Erhebung durch das Statistische Bundesamt mit berücksichtigt worden wären.

Zur Plausibilisierung bzw. Überprüfung der vom Statistischen Bundesamt als „Top-down-Berechnung“ für das Jahr 2006 erhobenen Daten wurden auf dem Wege einer „Bottom-up-Hochrechnung“ mit bereits im IZES vorliegende Daten die Kosten des EEG für Verteilernetzbetreiber im Betrachtungsjahr ermittelt und zusätzlich einige Experten-gespräche durchgeführt.

Dabei wurden zwei verschiedene Berechnungsansätze in Erwägung gezogen:

Einerseits wurde abgeschätzt, wie viele Anlagen von einem Sachbearbeiter betreut werden können. Die Befragung erfolgte bei Verteilernetzbetreibern mit hoher EEG-Anschlussquote, wo die betrachtete Position allein der Bearbeitung der mit dem EEG in Zusammenhang stehenden Tätigkeiten dient. Auf Basis des durchschnittlichen Gehalts für diese Position, der maximal bearbeitbaren Anlagenzahl bis zur Ausschreibung einer zweiten Stelle und den in Deutschland installierten EEG-Anlagen gemäß dem Statistik-Bericht der BNA von 2006 wurden die Gesamttransaktionskosten geschätzt.

Die zweite Bottom-up-Berechnungsmethode differenziert den personellen Aufwand nach Anlagengröße. Es wurde davon ausgegangen, dass in Anlagen unter 100 kW und über 100 kW installierte Leistung differenziert werden sollte, da innerhalb dieser beiden Gruppen jeweils ähnliche Bearbeitungskosten entstehen würden. Mittels der vorliegenden Daten wurden wiederum die Transaktionskosten für die Netzbetreiber geschätzt. Bei beiden Schätzungen ergab sich eine Spannweite für die den Netzbetreibern entstehenden Kosten, die von rd. 22 Mio. € bis knapp 40 Mio. € reicht.

Die vielfältigen noch zu klärenden Fragen, welche die beiden Bottom-up-Ansätze aufwerfen wie auch die nur mäßige Datenlage und die Bandbreite der durchgeführten Schätzungen führen zu dem Schluss, dass der Top-down-Ansatz auf Basis der vom Statistischen Bundesamt ermittelten Daten für die weitere Kosten-Nutzen-Analyse weiterverfolgt werden sollte. Für eine detaillierte und langfristige Ermittlung der Transaktionskosten des EEG-Wälzungsmechanismus erscheint jedoch die Überprüfung und ggf. Anpassung der Berechnung einiger Kostenarten der Werte des Statistischen Bundesamts als notwendig.

4.4.2.3 Transaktionskosten für Lieferanten durch Anpassungskosten

Bei einer wissenschaftlich exakten Bearbeitung dieser Fragestellung bereitet bereits die geringe Menge des zur Verfügung stehenden Datenmaterials über die Einkaufsstrategien der Lieferanten Probleme.

Dabei werden – vor dem Inkrafttreten des neuen Wälzungsmechanismus gemäß der AusglMechV ab 01.01.2010 - vor allem zwei Arten von Anpassungskosten diskutiert:

- **Anpassung der Einkaufsmengen an die EEG-Quoten(prognosen):** Die durch den mehrstufigen Wälzungsmechanismus verursachte Notwendigkeit für die Stromlieferanten, ihren Einkauf an die sich ändernden EEG-Quoten(prognosen) anzupassen, kann zu zusätzlichen Kosten führen. Hierzu gehören einerseits die Transaktionskosten, die zusätzlich im Handelsgeschäft entstehen, wie auch die von der ersten EEG-Prognose bis zur nachträglichen Berechnung der gesamten Quote mehrfach notwendigen Anpassungen der Strombezugsmenge, welche zusätzlichen Aufwand und Kosten durch Unsicherheit generieren. Diese müssten bei einer korrekten Berechnung jedoch ins Verhältnis zu den weiteren Unwägbarkeiten und Aufwendungen gesetzt werden, die der Stromhandel mit sich bringt.
- **Unterschiedliche Belastungen bei der Weiterreichung der Zusatzkosten an Letztverbraucher:** Generell ist davon auszugehen, dass die großen Stromlieferanten, gerade im Haushaltskundensegment, diese Kosten durchaus weiterreichen können, da viele Stromanwendungen nicht einfach substituiert werden können und die Dominanz der vier Verbundunternehmen im Strommarkt generell den Wettbewerb und damit den Kostendruck schwächt. Diese Annahme sollte jedoch gerade

bei kleineren bzw. bei noch nicht lange am Markt etablierten Unternehmen oder solchen, die nur spezifische Kundensegmente mit weitaus höherer Preiselastizität als das Haushaltskundensegment beliefern, relativiert werden. Hier wäre in einem weiteren Forschungsschritt die These zu untersuchen, inwieweit bestimmte Unternehmensmerkmale der Stromlieferanten dazu führen, dass die Weiterreichung der Differenzkosten bei bestimmten Arten von Stromlieferanten oder Energiedienstleistern zu überdurchschnittlichen finanziellen Belastungen führt. Diese Kosten wären dann gegebenenfalls den Verteilungswirkungen des EEG zuzuordnen.

Bezüglich der Anpassung der Einkaufsmengen an die EEG-Quoten(prognosen) hat der VKU dargelegt, dass seinen Mitgliedern im Jahre 2007 3 Mio. Euro pro Mrd. kWh (0,3 Cent/kWh) an Anpassungskosten entstanden seien (VKU 2009). Die Begründung des VKU ist folgende: Die Unternehmen hätten die Pflicht, EEG-Strom entsprechend der EEG-Quote abzunehmen. Diese Quote werde in mehreren Stufen prognostiziert bzw. die Prognose angepasst, die zur Fakturierung genutzte Quote stehe jedoch de facto erst im Nachhinein fest. Den Strom für ihre Kunden beschafften die Unternehmen in der Regel aber bis zur Mitte des Vorjahres.⁴³ Für die EEG-Quote orientierten sie sich dabei an der BDEW-Prognose. Diese Quote wird regelmäßig aktualisiert. Die Vertriebe passten ihre Strombezugsmengen am Markt nach Bekanntgabe durch den BDEW an bestimmten, im Voraus festgelegten Stichtagen an die aktualisierte EEG-Quote an. Aus diesen Transaktionen entstünde ein finanzielles Risiko. Für 2007 wurde eine EEG-Quote von 13,7 % prognostiziert. Diese wurde im September 2007 auf 16,3 % korrigiert. Die oben genannten Verluste seien aus dem dadurch begründeten Zwangsverkauf entstanden.

Bei prinzipieller Nachvollziehbarkeit der Argumentation bleibt dennoch zu untersuchen, ob das finanzielle Risiko durch den finanziellen Verlust in einem bestimmten Jahr adäquat abgebildet ist. Hierzu ist ein Vergleich über mehrere Jahre erforderlich. Da diese Zahlen nicht vorliegen, wird mit Plausibilitäten gearbeitet.

Der zugrunde liegende Geschäftsvorgang besteht in Folgendem: Die Unternehmen kaufen auf Termin und verkaufen dann zu einem späteren Zeitpunkt die überschüssigen Kontrakte wieder, wenn die EEG-Quote ansteigen sollte. Da das EEG-Band als Grundlastband konzipiert ist, wird nachfolgend unterstellt, dass entsprechend dem Portfolio der Händler auch Grundlastbänder reduziert werden. Je nach Prognoseentwicklung kann dies für das gesamte Folgejahr, quartals- oder monatsweise, ggf. aber auch auf dem Spotmarkt erfolgen. Dies mag zum einen von der Handels-

⁴³ Die Formulierung des VKU impliziert, dass die gesamten Strommengen bis zur Mitte des Vorjahres eingekauft würden. („Die Beschaffungen für ein Lieferjahr sind in der Regel bis zur Jahresmitte des Vorjahres abgeschlossen.“, vgl. VKU 2009.)

strategie des Händlers abhängen, zum anderen aber auch von den Prognosedifferenzen. Sofern der Verkaufspreis höher ist als der Einkaufspreis des Vorjahres, machen die Unternehmen aus der Transaktion einen Gewinn, ansonsten einen Verlust. Für 2005 und 2006 finden sich dazu Daten für einen unterstellten Verkauf von Überschussmengen am Spotmarkt in (Wenzel/Diekmann 2006, Tabelle 5 und 6). Demnach war der mittlere Terminpreis im Jahr 2004 für einen Bezug im Jahr 2005 33,5 €/MWh. Verkauft werden konnte die Menge auf dem Spotmarkt im Jahr 2005 für 46 €/MWh. Demnach war ein Gewinn von 12,5 €/MWh möglich. Für das Jahr 2006 ergäbe sich ein Gewinn von 13,9 €/MWh. Eine Korrektur der erwarteten EEG-Quote nach oben hätte in jenen Jahren also zu deutlichen Gewinnen der Vertriebe geführt.

Tabelle 4-16: Durchschnittlicher Gewinn aus der Kombination Termin/Verkauf auf Spotmarkt (in €/MWh)

	Lieferung 2005	Lieferung 2006
Mittlerer Terminpreis (1 Jahr)	33,5	41,1
Mittlerer Spotpreis	46,0	55,0
Mittlerer Gewinn (Spotpreis-Terminpreis)	12,5	13,9

Quelle: Wenzel/Diekmann 2006, Tabelle 5; Daten für Phelix Base Future

Für das Jahr 2007 liegen keine entsprechenden Zahlen vor. Allerdings liefert der Spotmarkt ein Indiz, dass es sich insofern um ein besonderes Jahr handelte, als der Spotmarktpreis sank (vgl. Wenzel 2009, Abbildung 1). Für 2008 stellt sich die Situation wiederum analog zum in Tabelle 4-16 gezeigten Verlauf dar (Wenzel, 2009, Tabelle 1).

Demnach war 2007 von 2005-2008 das einzige Jahr, in dem eine Revision der EEG-Quote nach oben zu einem Verlust für den Vertrieb führte. Eine Revision der Quote nach unten hingegen hätte in 2007 (bei gleichen Einkaufsbedingungen auf dem Terminmarkt im Vorjahr) zu einem Gewinn geführt. Wäre in 2007 eine Absenkung der EEG-Quote eingetreten, hätten die Unternehmen aufgrund der EEG-Regelung mehr Strom auf dem zu diesem Zeitpunkt günstigeren Spotmarkt gekauft anstatt ihn im Voraus teuer auf den Terminmärkten zu kaufen.

Ob das vom VKU betrachtete Risiko der Anpassung zu einem Gewinn oder Verlust führt, hängt also zum einen davon ab, ob der Terminpreis unter oder über dem Verkaufspreis liegt und zum anderen ob die Anpassung der EEG-Quote nach oben oder unten erfolgt (s. Tabelle 4-17). Demnach können diese zwei Variablen zu einer Abschätzung führen, inwieweit sich das Anpassungsrisiko zugunsten der Vertriebsunternehmen auswirkte oder gegen sie. 2007 war wahrscheinlich ein Jahr, in dem die Anpassung gegen den Vertrieb arbeitete.

Die Bewertung der Anpassungskosten (des Anpassungsrisikos) im Rahmen der Ermittlung der EEG-Transaktionskosten ist folglich schwierig. Die Zahlen des VKU liefern nur für ein – womöglich ungünstiges – Jahr eine Aussage.

Eine Abschätzung der Gewinne und Verluste über mehrere Jahre hinweg setzt eine genaue Kenntnis der Einkaufsstrategien der Vertriebe voraus, welche jedoch aktuell nicht im notwendigen Umfang vorhanden sind. Deshalb wird vorgeschlagen, auf eine Bewertung des Risikos im Rahmen der Transaktionskostenabschätzung zu verzichten. Da mit dem Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) zu Beginn des Jahres 2010 die EEG-Banderstellung und Weitergabe derselben an die Stromlieferanten entfällt, wird dieser Posten generell im Rahmen einer zukünftigen ex-ante-Prognose der Transaktionskosten des EEG entfallen.

Tabelle 4-17: Wirkung des Anpassungsrisikos

	Terminpreis < Spotpreis	Terminpreis > Spotpreis
Anpassung der EEG-Quote nach unten (Zukauf an EEX notwendig)	Verlust	Gewinn
Anpassung der EEG-Quote nach oben (Verkauf an EEX notwendig)	Gewinn	Verlust

4.4.2.4 Transaktionskosten weiterer beteiligter Behörden und Institutionen

Drei weitere Institutionen sind im weiteren Sinn mit der Umsetzung des EEG betraut:

- das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung,
- die Bundesnetzagentur (v.a. bei der Erhebung statistischer Daten zum EEG und bei der ab 2010 erforderlichen jährlichen Anpassung der PV-Degressionssätze, sowie bei der Überwachung des Wälzungsmechanismus des EEG),
- die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) im Rahmen der am 24. August 2009 in Kraft getretenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (Bio-St-NachV): Diese Verordnung muss bei flüssiger Biomasse, die ab 1. Januar 2010 zur Stromerzeugung eingesetzt wird, beachtet werden. Damit spielt die Tätigkeit der BLE im Rahmen der hiesigen Ex-Post-Betrachtung keine Rolle.

Obwohl die Personalkosten seitens des BAFA für den Personalaufwand im Zusammenhang mit der besonderen Ausgleichsregelung des EEG nach Auskunft von Mitarbeitern des BAFA in fast direkt für die hiesigen Forschungszwecke nutzbarer Form

vorliegen, wird die direkte Übermittlung an und Nutzung dieser Daten durch das Projektkonsortium nicht gewünscht, so dass bis zur Berichterstellung hierzu keine Aussagen gemacht werden können. Auch Zahlen aus der Bundesnetzagentur, welche z. B. gemäß § 61 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG die Überwachung des bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus zwischen den Verteilernetzbetreibern, den Übertragungsnetzbetreibern und den Stromlieferanten übernimmt, wurden zwar angefragt, doch auch diese wurden dem Projektkonsortium nicht zur Verfügung gestellt. Da auch die Anzahl der jeweiligen Mitarbeiter dieser Institutionen, die im weiteren Sinn an der Umsetzung des EEG beteiligt sind, nicht bekannt ist, kann keine Einschätzung erfolgen. Die Daten aller drei Institutionen wären jedoch wichtig, um die Transaktionskosten des EEG genau ermitteln zu können. Dabei wäre es aus Gründen der Transparenz nicht nur wünschenswert, diese Daten der wissenschaftlichen Nutzung zur Verfügung zu stellen. Solche Daten könnten bei eventuell auftretenden Vollzugsdefiziten sogar behilflich sein, um Abhilfe zu schaffen und damit die Glaubwürdigkeit der beauftragten Stellen, aber auch des EEG an sich zu erhöhen.

Einen Sonderfall bildet die sog. EEG-Clearingstelle. Diese wird durch einen Sondertitel des MAP getragen. Sie hat die Funktion einer Schiedsstelle inne mit dem Ziel, langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern zu vermeiden und zu einer für beide Seiten gütlichen Einigung zu finden. Die Personalkosten der Schiedsstelle wären in der Kosten-Nutzen-Rechnung in Ansatz zu bringen. Da es jedoch nicht möglich erscheint, die andererseits eingesparten Kosten langwieriger Prozesse zu ermitteln bzw. auch nur näherungsweise abzuschätzen, wurde in Übereinkunft mit dem Auftraggeber entschieden, die Kosten der Clearingstelle nicht speziell zu analysieren. In Zusammenhang mit der Betrachtung der Fördermittel des MAP ist diese Summe jedoch erfasst.

4.4.2.5 Zusammenfassung: Transaktionskosten des EEG

Folgende wesentliche Komponenten und ihre Einordnung als Transaktionskosten wurden im Einzelnen betrachtet: Die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromlieferanten. Diese liegen aufgrund bereits durchgeführter Erhebungen des Statistischen Bundesamtes bei maximal 30 Mio. €, wobei diese Summe teilweise auch Tätigkeiten, die aus anderen Gesetzen resultieren, umfassen könnte. Weiterhin wurde die Frage betrachtet, inwieweit die Anpassungskosten für die Stromlieferanten als Transaktionskosten gelten können und inwieweit sichergestellt werden kann, dass mögliche Gewinne oder Verluste eindeutig auf die Anpassungen an die EEG-Quote zurückzuführen sind und nicht auf im Stromgeschäft mögliche (spekulative) Handelsgeschäfte.

4.4.3 Transaktionskosten für erneuerbare Wärme

Für die Erhebung der Kosten der erneuerbaren Wärme war bis zum Inkrafttreten des EEWärmeG zu Beginn des Jahres 2009 eine Betrachtung der den Anlagenbetreibern entstehenden Kosten nicht relevant, da es sich in diesem Fall um Zuschüsse in Form von Tilgungszuschüssen und günstigen Zinsen an die Anlagenbesitzer handelt und diese Nutznießer der Zuschüsse bzw. der Erträge ihrer Anlagen sind. Den Anlagenbetreibern entstehen gegebenenfalls Kosten durch die Antragstellung der Förderung, die zu den Transaktionskosten gezählt werden könnten. Diese sollen hier jedoch nicht betrachtet werden, da die Antragstellung zumeist durch die beauftragten Installateure erfolgt, die diese Leistung in die dem Kunden berechneten Kosten einpreisen und diese somit in das generelle Investitionskalkül der Anlagenbetreiber eingehen.

Die Kosten, welchen den Gebäudebesitzern aufgrund der Informationspflicht nach § 10 EEWärmeG obliegen, können zum derzeitigen Moment nicht abgeschätzt werden, da die gesetzliche Grundlage erst seit Januar 2009 in Kraft ist und nur für Neubauten gilt. Diese werden zumeist aber erst im kommenden Jahr fertig gestellt.

Im Sinne der oben genannten Unterteilung der Transaktionskosten soll somit hier im Wesentlichen der personelle Aufwand der mit der „Um- bzw. Durchsetzung/ Überwachung“ betrauten Behörden oder anderer beauftragter Institutionen des Marktanreizprogramms Erneuerbare Energien untersucht werden. Nicht als Transaktionskosten gewertet werden sollen jedoch die Kosten, die in den Bundes- und Landesministerien bei der Umsetzung verschiedenster weiterer Förderprogramme anfallen. Da viele dieser Programme sehr unterschiedliche Förderzielsetzungen haben, wäre die genaue (finanzielle) Zuordnung zu den Erneuerbaren Energien häufig sehr schwierig, da die Programme häufig generell Klimaschutzmaßnahmen oder die Steigerung der Energieeffizienz fördern. Teilweise existieren sogar gegenläufige Förderprogramme, die z. B. gezielt den Austausch fossiler Heizkessel fördern.⁴⁴

Zu den Institutionen, welche den Ausbau der erneuerbaren Wärme begleiten, gehören das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die KfW-Bankengruppe. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) verwaltet die Maßnahmen und Fördergelder zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Rahmen des Marktanreizprogramms des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Als nicht behördliche Institution ist zudem die KfW-Bankgruppe zu berücksichtigen, welche über das Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien (MAP) für eine zinsgünstige Kreditvergabe zum Ausbau der Erneuerbaren Energien Sorge trägt

⁴⁴ Vgl. Zukunftsenergieprogramm Technik (ZEP-Tech) des Saarlandes vom 01.07.2009.

und Tilgungszuschüsse vergibt. Hier wie auch bei den nicht übermittelten Daten in Bezug auf das EEG liegen die gewünschten Informationen zwar vor, aber eine Ausweisung scheitert an der Datenübermittlung an das Projektkonsortium.

4.4.4 Fazit

In diesem Kapitel wurden mehrere Komponenten der Transaktionskosten der Erneuerbaren Energien untersucht bzw., soweit das bestehende Datenmaterial es gegenwärtig schon zulässt, eine erste Abschätzung des finanziellen Volumens einzelner dieser Kostenkomponenten unternommen. Folgende Komponenten und ihre Einordnung als Transaktionskosten wurden im Einzelnen betrachtet:

- die Kosten der Umsetzung des EEG-Wälzungsmechanismus
 - die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromlieferanten,
 - die Frage danach, inwieweit die Anpassungskosten für die Stromlieferanten als Transaktionskosten gelten können und inwieweit sichergestellt werden kann, dass mögliche Gewinne oder Verluste eindeutig auf die Anpassungen an die EEG-Quote zurückzuführen sind und nicht auf im Stromgeschäft mögliche (spekulative) Handelsgeschäfte. Diese Kosten sind zum einen als Systemkosten des EEG-bedingten Ausbaus zu betrachten, zum anderen aber auch als Belastungen für Unternehmen zu sehen und damit unter der Wirkungskategorie Verteilungsaspekte einzuordnen.
 - die Frage nach der Zuordnung der Personalkosten der staatlichen bzw. mit hoheitlichen Aufgaben betreuten Institutionen, die im Rahmen der Umsetzung des EEG und der Förderung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Wärme entstehen, als Transaktionskosten.

Dabei erweist sich vor allem die Datenlage als Hemmnis für eine genaue Ermittlung der Transaktionskosten der Erneuerbaren Energien in dieser Projektphase. Während die Kosten des Personalaufwands der Unternehmen der Energiewirtschaft, die mit dem Wälzungsmechanismus betraut sind, auf der Basis von Dokumenten des Statistischen Bundesamtes zumindest für ein Jahr recht gut abgeschätzt werden können, konnten die Personalkosten der (staatlichen) Institutionen, die mit der Überwachung des EEG beauftragt sind, aufgrund nicht übermittelter Daten zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht ermittelt werden. Vielfach müsste aber auch weitere, intensivere Forschungsarbeit betrieben werden, um die Transaktionskosten des EEG genauer ermitteln zu können:

- Bei den Personalkosten der Unternehmen der Energiewirtschaft ist durchaus mit Synergien aufgrund der Überschneidung mit anderen Funktionen dieser Unternehmen als Netzbetreiber oder Bilanzkreisverantwortliche bzw. -koordinatoren zu rech-

nen. Eine kombinierte Betrachtung mehrerer EEG-Paragrafen mit den entsprechenden Paragrafen des EnWG und der von ihm ausgehenden Verordnungen erschiene hier angemessen.

- Auch die Ermittlung der Anpassungskosten, die den Stromlieferanten durch die Einbeziehung der EEG-Quote in ihr Lieferportfolio entstehen, wäre nur unter Betrachtung der Zeitreihen mehrerer Jahre und unter Kenntnis der Handelsusancen und Spezifika verschiedener Unternehmenstypen möglich.

4.4.5 Literatur

BDEW (2008): Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) – Jahresabrechnungen für 2006/2007, BDEW online verfügbar unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresabrechnungen

BMU (2009): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Nachhaltige Wärmekonzepte Erfolgreiche Praxisbeispiele für Kommunen, Stadtwerke, Wohnungsbaugesellschaften und andere Akteure – zur Nachahmung empfohlen“; Broschüre herausgegeben durch das BMU im April 2009.

BNetzA (2008): Monitoringbericht 2008 gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).

Böhnisch (2007): Böhnisch, H./ Kelm, T.: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar bis Dezember 2006; Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Juli 2007.

Izes (2009): Klann, U/ Horst, J.: „Analyse politisch relevanter Instrumente“ in Nast et al. 2009 „Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes“; Untersuchung im Auftrag des BMU; Juni 2009.

KfW (2009): Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW-Bankgruppe): „KfW-Programm Erneuerbare Energien (Premium)“ - Förderstatistiken; Stand Juni 2009.

Langniß et al. (2006): Langniß, O. „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005“; Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Oktober 2006.

-
- Nast et al. (2009): Nast, M. et al.: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008“; Endbericht Stand 09. April 2009.
- Nast et al. (2009a): Nast, M. et al.: „Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes“, Ausarbeitung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Februar 2009.
- Nitsch (2008): Nitsch, J.: „Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien Leitstudie 2008“; herausgegeben durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Oktober 2008.
- Richter/ Furubotn (1996): Richter, Rudolf/ Furubotn, Eirik: Neue Institutionenökonomik. J:C:B. Mohr, Tübingen.
- Statistisches Bundesamt (2006): Statistisches Bundesamt : Programm Bürokratieabbau und bessere Rechtsetzung. Einführung des Standardkosten-Modells – Methodenhandbuch der Bundesregierung, Wiesbaden 2006.
- Stawag (2008): Hyrenbach, W.: „Fernwärme und Erneuerbare Energien als nachhaltige Geschäftsfelder“, Vortrag während der HOLISTIC - Energielösungen für Städte und Gemeinden im 07. November 2008.
- Transpower (2009): Transpower Stromübertragungs GmbH; abrufbar im Internet unter: http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Datenaustausch/Abwicklung/Uebersicht/Energiedatenuebermittlung_an_die_transpower_stromuebertragung_s_GmbH.pdf; Download am 23.07.2009, wobei die neu gebildete „transpower stromübertragungs gmbh“ die bereits für die E:ON Netz geltenden Prozeduren übernommen hat.
- Transpower (2009): Transpower Stromübertragungs GmbH; abrufbar im Internet unter: http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Datenaustausch/Abwicklung/Uebersicht/Energiedatenuebermittlung_an_die_transpower_stromuebertragung_s_GmbH.pdf; Download am 23.07.2009, wobei die neu gebildete „transpower stromübertragungs gmbh“ die bereits für die E:ON Netz geltenden Prozeduren übernommen hat.
- VKU (2009): Wübbels, Michael/ Weigt, Jürgen: „Stromvertriebe vom EEG entlasten. VKU-Appell: Reform des Wälzungsmechanismus duldet keinen Aufschub“ in: ZfK, März 2009, S. 5.

Wenzel (2009): Wenzel, Bernd: Beschaffungsmehrkosten der Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008. (Differenzkosten nach § 15 EEG) Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Teltow, März 2009, S. 11.

Wenzel/Diekmann (2006): Wenzel, Bernd/Diekmann, Jochen: Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Vergleichende Darstellung bekannter Ansätze und Erarbeitung von Alternativen auf Basis von Börsendaten zur Berechnung von EEG-Differenzkosten. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, September 2006.

ZSW (2009): Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg: „Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Inland in 2008 - Gutachten im Auftrag der KfW“; Stuttgart, Juni 2009.

5 Vermiedene Umweltschäden durch verringerte Emissionen

5.1 Zielsetzung, theoretischer Hintergrund und Vorgehensweise

5.1.1 Zielsetzung, theoretischer Hintergrund und Rahmenbedingungen

Unter Kosten- und Nutzenaspekten des Einsatzes Erneuerbarer Energien stellen die vermiedenen Umweltschäden der Energieversorgung eine wesentliche Nutzenkomponente dar. Im Vordergrund dieser Betrachtung steht die durch Reduzierung von Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen bedingte Verminderung von Umweltbelastungen, deren Auswirkungen quantifiziert und zur Bilanzierung der gesamten Kosten- und Nutzenwirkungen in monetärer Form ausgedrückt werden. Zur Quantifizierung und Monetarisierung der Umweltschäden⁴⁵ kann auf verschiedene Studien zurückgegriffen werden, deren Ansätze nachfolgend kurz umrissen und diskutiert werden. Aufbauend auf den bisherigen Ansätzen und vorhandenen Daten werden vermiedene Umweltschäden im Strom- und Wärmebereich ermittelt, nach der hier entwickelten Gesamtbilanzierung von Kosten-Nutzenwirkung der Erneuerbaren Energien eingeordnet und weitere Verbesserungsvorschläge für die zukünftige Ermittlung der Umwelteffekte bzw. der externen Kosten unterbreitet. Zur umfassenden Ermittlung der vermiedenen externen Kosten ist auf die Gesamtdarstellung der Kosten-Nutzenwirkungen sowie auf die Wechselwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien mit anderen Förderinstrumenten einzugehen.

Der Anteil der Umweltschäden, den Akteure nicht in ihr ökonomisches Entscheidungskalkül einbeziehen, wird als externe Umweltkosten bezeichnet. In der ökonomischen Theorie sind externe Kosten negative externe Effekte, die durch ökonomisches Handeln eines Wirtschaftssubjekts hervorgerufene negative Auswirkungen auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten eines anderen Wirtschaftssubjekts darstellen, ohne dass diese dem Verursacher angelastet – internalisiert – werden. Dies bedeutet, dass negative externe Effekte nur solche Auswirkungen umfassen, die nicht über den Markt geregelt bzw. internalisiert werden. Im Zusammenhang mit der Energieerzeugung fallen negative externe Effekte insbesondere durch Klimawandel, Luftverschmutzung und

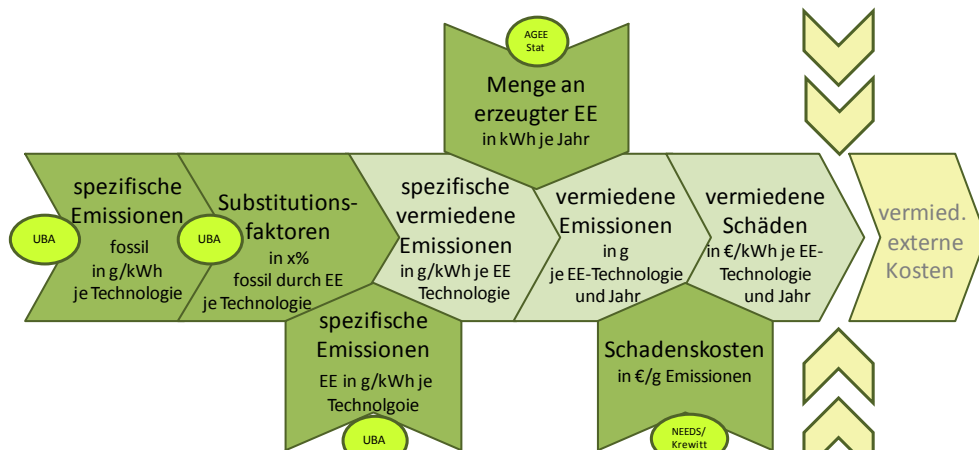
⁴⁵ Umweltschäden oder -effekte sind hier zu verstehen als Summe der Schäden, die durch die Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen entstehen. Für weitere Erläuterungen des Begriffs siehe die Methodenkonvention des UBA (2007).

Landnutzung an, welche überwiegend durch die Emission von Treibhausgasen, versauernden Substanzen und Staubpartikeln hervorgerufen werden. Verschiedene wirtschafts-, energie- und umweltpolitische Instrumente zielen auf die Internalisierung externer Effekte im Energiebereich, wobei auch Förderinstrumente angewandt werden, die umweltfreundliche Aktivitäten belohnen.

In den letzten Jahren wurden auf politischer Ebene national und EU-weit Zielsetzungen hinsichtlich der Verminderung von Treibhausgasemissionen (insbesondere CO₂) formuliert und entsprechende politische Instrumente eingesetzt. Insbesondere der 2005 begonnene Handel mit Emissionsberechtigungen stellt ein politisches Instrument dar, das externe Kosten der CO₂-Emissionen internalisieren soll. Für die Ermittlung der externen Kosten, die durch Erneuerbare Energien vermieden werden, sind deshalb grundsätzlich auch mögliche Wechselwirkungen zwischen dem geförderten Ausbau Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel zu betrachten.

5.1.2 Vorgehensweise

In diesem Kapitel werden Ansätze zur Berechnung der Umweltschäden, die durch den Einsatz Erneuerbarer Energien vermieden werden, näher beleuchtet und Vorschläge für die Weiterentwicklung der Ermittlung bzw. Ableitung vermiedener externer Kosten aus den vermiedenen Umweltschäden dargelegt. Für eine umfassende Bewertung der Kosten- und Nutzenwirkungen müssen darüber hinaus die Interaktionen mit weiteren Instrumenten des Klimaschutzes berücksichtigt werden. Des Weiteren sind mögliche (Teil-) Internalisierungen von Umweltschäden zu beachten. Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der vermiedenen Umweltschäden ist in Abbildung 5-1 illustriert. Die Auswahl und Darstellung der Studien sowie die Berechnung der Umweltschäden orientieren sich an den zentralen Eingangsgrößen zur Ermittlung der Umweltschäden, d. h. an a) den gesamten Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung, b) den Substitutionsfaktoren Erneuerbarer Energien, c) den Schadenskosten für Treibhausgase und d) den Schadenskosten für Luftschadstoffe.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 5-1: Darstellung der vermiedenen Emissionen und Umweltschäden

Analog zu den Arbeitsschritten Diskussion der Literatur und Ableitung von Schätzwerten, Ermittlung der vermiedenen Umweltschäden sowie Vorschläge für die Vorgehensweise zur Ableitung der vermiedenen externen Kosten gliedert sich dieses Kapitel wie folgt:

- Kapitel 5.2: Darstellung verschiedener Ansätze oder Teilstudien (in Abbildung 5-1 als hellgrüne Kreise abgebildet), die sich mit wichtigen Eingangs-/Berechnungsgrößen zur Ermittlung der vermiedenen Umweltschäden beschäftigen. Ziel ist, die Arbeiten auf Verwendbarkeit ihrer Ergebnisse mit Blick auf Quantifizierung der Umweltschäden zu prüfen.
- Kapitel 5.3: Ermittlung der Umweltschäden, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien jährlich vermieden werden. Die Betrachtung beschränkt sich nicht auf den jährlichen Zubau Erneuerbarer Energien und nicht nur auf den EEG- oder MAP-geförderten Ausbau Erneuerbarer Energien, sondern umfasst den bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt (2007 bzw. 2008) erreichten Bestand von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien und die Wirkung der im entsprechenden Betrachtungsjahr erzielten Substitution fossiler Energieträger. Die Berechnung der vermiedenen Schadenskosten beruht im Wesentlichen auf vier Eingangsgrößen (in Abbildung 5-1 dunkelgrün markierte Felder). Diese umfassen:
 1. die Emissionen der mit fossilen und erneuerbaren Energieträgern Strom und Wärme erzeugenden Anlagen. Hierbei werden direkte Emissionen, die durch Erzeugung von Strom und Wärme anfallen sowie indirekte Emissionen, die bei Bau und Rückbau der Anlagen entstehen, berücksichtigt. Eine Vielzahl an Studien befasst sich intensiv mit den Emissionen verschiedener Energieerzeugungstechnologien.

2. die Substitutionsfaktoren, die angeben, in welchem Umfang auf Erneuerbare Energien basierende Technologien konventionelle Strom- bzw. Wärmeerzeugungstechnologien ersetzen. Hierzu liegen viele separate Arbeiten (Frondel 2008, Klobasa et al. 2009 etc.) vor, auf die Bezug genommen werden kann.
 3. den Ausbau bzw. die Strom- und Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien. Hierfür stellt die AGEE-Stat die Daten zur Verfügung.
 4. die Schadenskosten, die angeben, in welcher Höhe durch die Emission einer Tonne Schadstoff Schäden auftreten. Vorliegende Studien wie der „Stern Review“ (2006), ExternE (1995), Krewitt et al. (2006), EU-NEEDS (2004-2009) etc. zeigen eine große Bandbreite von Schätzungen zu Schadenskosten auf.
- Kapitel 5.4: Diskussion und Vorschläge für die Ableitung vermiedener externer Kosten aus den vermiedenen Umweltschäden (in Abbildung 5-1 durch vertikal ausgerichtete, gelb/beige Pfeile dargestellt). Diese sollen mögliche Wechselwirkungen mit anderen politischen Maßnahmen wie z.B. des Emissionshandels aufzeigen sowie die Vorgehensweise für eine Gesamtschau der Effekte darstellen.

5.2 Diskussion ausgewählter Arbeiten zu Umweltwirkungen und externen Kosten

Nachfolgend werden kurz die Ansätze und Ergebnisse ausgewählter Arbeiten, die sich mit relevanten Bestimmungsgrößen oder Fragen zur Erfassung der Umweltschäden befassen und deren Ergebnisse Grundlage für bisherige Abschätzungen der vermiedenen Umweltschäden darstellen, umrissen. Der Schwerpunkt liegt hier insbesondere auf den Emissionen der Wärme- und Stromerzeugungstechnologien, auf den Substitutionsfaktoren und vermiedenen Emissionen sowie auf den Schadenskostenansätzen von Luftschadstoffen und Treibhausgasen.

Eine unmittelbare Vergleichbarkeit der Arbeiten ist nicht gegeben, da sie sich auf unterschiedliche Analysegegenstände, Zeithorizonte, Wirkungskategorien, Schadstoffe, Modelle etc. beziehen. Dennoch sind ihre Ergebnisse oder Ansätze für die Berechnung der vermiedenen Umweltschäden von Interesse, da sie Eingangsgröße für die Ermittlung von Umwelteffekten darstellen können. Z.B. beziehen sich die Veröffentlichungen des BMU⁴⁶ zu vermiedenen externen Kosten im Wesentlichen auf die Zusammenstellungen des UBA (Emissionsbilanz) und auf den von Krewitt und Schlomann (2006) vorgeschlagenen Schadenskostenansatz. Ausgewählt sind zwei aktuelle Berichte zu externen Effekten im Energiebereich, die sich mit den zentralen Bestimmungsgrößen

⁴⁶ BMU: Nutzen durch Erneuerbare Energien im Jahr 2008, vermiedene fossile Energieimporte und externe Kosten, Juni 2009, B. Wenzel, IfnE.

der Umwelteffekte auseinandersetzen, sowie eine Meta-Studie, die basierend auf Ergebnissen vorhandener Studien die vermiedenen externen Kosten der Stromerzeugung ausweist:

- Die Meta-Analyse "Externe Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern" von W. Krewitt und B. Schlomann (2006): Zusammenstellung der Ergebnisse diverser Arbeiten zu vermiedenen Emissionen und Schadenskosten.
- NEEDS New Energy Externality Developments for Sustainability, Integrated Project, DG Research EC, 6th Framework Programme (2004-2009): Weiterentwicklung vorhandener Methoden zur Abschätzung der Schadenskosten und Emissionen im Strombereich.
- Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Umweltbundesamt (UBA) 2009: Weiterentwicklung der Emissionsbilanzen, methodische Entwicklung, Eruiierung der Datenbasis zur Abschätzung vermiedener Emissionen.

5.2.1 Meta-Studie zu externen Kosten der Stromversorgung – Krewitt et al.

Von Krewitt und Schlomann (2006) werden Arbeiten zur Quantifizierung externer Kosten, die bis 2006 vorlagen, einer kritischen Bewertung unterzogen und Handlungsempfehlungen für konkrete Angaben über externe Kosten in der Stromerzeugung von erneuerbaren im Vergleich zu fossilen Energieträgern erarbeitet⁴⁷. Hierbei werden nur die Schadenswirkungen, die durch den Treibhauseffekt und durch Luftschadstoffe auf Gesundheit, Materialien, Agrarprodukte, Ökosystem, und Biodiversität entstehen, in einem Literaturreview dargestellt. Im Hinblick auf die Ermittlung von Umweltschäden sind nachfolgende Untersuchungsgrößen dieser Meta-Studie relevant.

Schadenskosten

Die in Tabelle 5-1 aufgeführten Schadenskosten⁴⁸ reflektieren die in dieser Studie angelegten Schätzwerte für die jeweiligen Emissionen und Schadenskategorien. Die Angaben beruhen auf Arbeiten von Downing et al. (2005), ExternE (EU) (1995) und EcoSenseLE (2006). Mit dem ausgewählten Schadenskostenansatz für Klimaschäden

⁴⁷ Kernenergie wird hier nicht betrachtet.

⁴⁸ Basierend auf European Commission (1995): ExternE – Externalities of Energy, Vol. 1-6, EC Luxemburg EUR16520 -5; European Commission (1999): ExternE – Externalities of Energy, Vol. 7-10, EC Luxemburg EUR 19083, 18836, 18887, 18528; EcoSenseLE – a simplified online version of the ExoSense model (2006); Downing et al. (2005).

von 70 €/t CO₂ weisen Krewitt et al. (2006) für das Jahr 2005 vermiedene externe Kosten in Höhe von 2,8 Mrd. € aus, die überwiegend durch vermiedene Klimaschäden entstehen. Dabei stellt der ausgewählte Kostensatz von 70 €/t CO₂ einen zentralen Schätzwert dar, der auf Berechnungen einer älteren Version des „integrated assessment models“ FUND beruht. Diesem Wert liegt ein als „best guess“ bezeichneter Parametersatz mit einer Zeitpräferenzrate von 1 % und einem „equity weighting“ zugrunde. Ein unterer Schätzwert von 14 €/t CO₂ (lt. Krewitt et al. (2006) aus Downing et al. (2005)) sowie ein hoher Schätzwert von 284 €/t CO₂ (lt. Krewitt et al. (2006) aus Downing et al. (2005)), basierend auf einer Zeitpräferenzrate von 0 % und sonst gleichen Modellparameter stellen die Bandbreite in dieser Meta-Studie dar, in der sich die möglichen Schadenskosten bewegen. Die Summe der vermiedenen Schäden durch Luftschadstoffe beträgt im Vergleich dazu nur einen Bruchteil der Gesamtschadenskosten, obwohl die Kostenansätze je Tonne Luftschadstoff wesentlich höher liegen als diese für eine Tonne CO₂.

Emissionen der Erzeugungstechnologien

Die Lebenswegemissionen sind in dieser Analyse für verschiedene Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern zusammengestellt. Diese Angaben beruhen auf Arbeiten von Nitsch et al. (2004) und Marheineke (2002).

Substitutionsfaktoren

Die Arbeit von Krewitt et al. (2006) greift hier Substitutionsfaktoren aus einer älteren Arbeit von Klobasa und Ragwitz (2005) und Daten zu Erneuerbaren Energien der AGEE-Stat auf.

Eignung für die Ermittlung der Umweltschäden

Da die Studie etwas älter ist, stehen inzwischen für die Substitutions- und Emissionsfaktoren meist aktuellere Werte bereit. Für den vorgeschlagenen Schadenskostenansatz von CO₂ liegen verschiedene neuere modellbasierte Schätzwerte vor, die sich allerdings in einer großen Bandbreite um diesen Schadenskostenansatz verteilen. Daher wird vorgeschlagen, den Wert von 70 € pro Tonne CO₂ auch weiterhin zu betrachten, zumal dieser Wert die Grundlage der bisherigen Kostenberechnungen bildete.

Tabelle 5-1: Quantifizierbare spezifische Schadenskosten verschiedener Luftschadstoffe in €je Tonne und Lebenswegemissionen für verschiedene Stromerzeugungstechnologien

in €je Tonne	CO ₂	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	NMVOG
Klimawandel (min.-max.)	70 (14-284)				
Luftschadstoffe:					
Gesundheit		3.060	3.120	12.000	230
Ernteverluste		- 10	130		640
Materialschäden		230	70		
Ökosystem	keine Angaben				
in mg je kWh	CO ₂	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	NMVOG
PV polykristallin (2000)	99.000	288	340	119	20
PV (2030)	54.000	182	214	65	13
Laufwasser 300 kW	13.000	28	49	31	11
Wind 1,5 MW on-shore	10.000	40	31	42	26
Braunkohle Dampf, 40%	1.054.000	402	830	94	kA
Steinkohle Dampf, 43%	838.000	351	696	40	kA
Erdgas GuD, 58%	386.000	125	351	21	kA

Quelle: Krewitt, Schlomann 2006, basierend auf ExternE, EcoSensLE 2006; Nitsch et al. 2004; Marheineke 2002; Downing et al. 2005

5.2.2 New Energy Externalities Developments for Sustainability – EU-Projekt NEEDS

NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) - ein Projekt im 6. Rahmenprogramm der Generaldirektion für Forschung der Europäischen Kommission - hat die Ermittlung/Erfassung der vollständigen Kosten- und Nutzenwirkungen von Maßnahmen zur Förderung nachhaltiger gegenwärtiger und zukünftiger Energiesysteme zur Stromerzeugung sowie die Kosten- und Nutzenwirkungen der Systeme selbst zum Ziel. In diesem Zusammenhang wird die Methodologie zur Ermittlung und Quantifizierung von externen Effekten verfeinert und weiterentwickelt. Das Projekt besteht aus drei Stufen – methodische Weiterentwicklung, Modellierung und Verbreitung der Forschungsergebnisse –, die nach Themen unterteilt sind. Methodisch baut dieses Projekt auf Arbeiten zu ExternE (2005) auf. Basierend auf einem Wirkungskettenansatz werden in NEEDS die Wirkungen verschiedener Gase, die bei der Stromerzeugung emittiert werden, auf verschiedene Rezeptoren betrachtet. Hierbei sind drei Wirkungswege zu unterscheiden. Diese umfassen Wirkungen der Treibhausgase, Luftschadstoffe und Landnutzung.

Nachfolgend werden die im NEEDS-Projekt erzielten Ergebnisse zu Emissionen und Schadenskosten von Treibhausgasen, Luftschadstoffen und Landnutzung skizziert.

Emissionen

Zur Ermittlung der Emissionen werden insbesondere neue Technologien zur Stromerzeugung ("emerging electricity generation") im Detail untersucht und die spezifischen Emissionen pro kWh in Abhängigkeit von technologischen Entwicklungen dargestellt. Da hierbei nicht von derzeit in Deutschland eingesetzten Kraftwerkstechnologien ausgegangen wird, sondern von zukünftigen Technologien, und somit eine gewisse Technologieentwicklung antizipiert wird wie zum Beispiel eine Verbesserung des Wirkungsgrads, sind die Emissionsfaktoren nur begrenzt auf heutige Technologien übertragbar. In Tabelle 5-2 ist exemplarisch eine Zusammenstellung der spezifischen Emissionen für ausgewählte Technologien der Stromerzeugung aus EU NEEDS aufgeführt. Im Vergleich zu den in Krewitt et al. (2006) zugrunde gelegten Emissionsfaktoren sind, wie zu erwarten, deutliche Abweichungen vor allem bei Braun- und Steinkohlekraftwerken zu erkennen.

Tabelle 5-2: Lebenszyklusemissionen in mg pro kWh nach EU NEEDS für eingesetzte Stromerzeugungstechnologien

Emission (mg/kWh)	CH ₄	CO ₂	N ₂ O	NM VOC	NO ₂	SO ₂
Biomasse (Dampf)	20	18.000	82	222	1.760	531
Braunkohle (Dampf, 900 MW)	25	921.000	2	24	738	169
Erdgas (Kombi, 400 MW)	994	398.000	7	101	309	147
Photovoltaik (monokristallin)	99	55.200	4	71	136	233
Solarthermie (CSP)	43	17.200	43	17	73	45
Steinkohle (Dampf, 600 MW)	2.360	776.000	34	59	807	618
Windenergie (off-shore)	17	7.640	-	4	22	23

Quelle: NEEDS RS1a, Deliverable 6.1: „External costs from electricity generation for RS1a reference technologies“

Kostenansätze für Treibhausgase, Luftschadstoffe und Landnutzung

Im Rahmen von NEEDS werden zur Berechnung der externen Kosten mit dem „integrated assessment models (IAM)“ FUND (Climate Framework for Uncertainty, Negotiation and Distribution) Schadenskosten und Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen ausgewiesen, die zur Erfassung von Umweltschäden der jeweiligen Energieerzeugungstechnologie herangezogen werden können. Hierbei werden die Wirkungen der Treibhausgase CO₂, CH₄, N₂O, SF₆ auf die Klimaänderung und somit auf mögliche Schadenskategorien wie Ernteausfälle durch Hitze oder Kälte, Krankheiten, Überflutungen, Störungen des Ökosystems etc. betrachtet. Eine fundierte Beurteilung des Modells kann aufgrund der begrenzt vorliegenden Informationen sowie aufgrund der Komplexität der Modellierung jedoch nicht geleistet werden.

- **Treibhausgase: Schadenskostenansatz**

Der Ansatz zur Ermittlung der Grenzschadenskosten beruht auf dem Gedanken, dass der weltweite Schaden, der durch die heutige Emission einer (weiteren) Tonne CO₂ in Zukunft entsteht, zu heutigen Kosten zu erfassen ist. Hierzu werden alle Schäden (Ertragseinbußen, Landverlust, Gesundheit, Wasserressourcen, Schäden am Ökosystem, etc.) einer zusätzlichen Tonne CO₂ ab dem Folgejahr der Emission bis 2300 geschätzt, monetär bewertet und diskontiert. Je nach Diskontierungsfaktor kann der berücksichtigte Zeithorizont starken Einfluss auf die Höhe der ausgewiesenen Schadenskosten haben. Neben den Modellparametern ist für die Höhe der zukünftigen Schäden das dem Modell zugrunde liegende Klima- bzw. Emissionsszenario (CO₂-Konzentration in der Luft)⁴⁹ ausschlaggebend.

Ein Parameter, der die Höhe der geschätzten Grenzschadenskosten stark beeinflusst, ist die Diskontierungsrate bzw. das Diskontierungsverfahren. In FUND kommen zwei Verfahren zum Einsatz: ein neoklassisches Verfahren, das als Diskontsatz jeweils drei verschiedene Zeitpräferenzraten (0 %, 1 % und 3 %), eine Risikoaversion von eins (logarithmische Nutzenfunktion) und das Wachstum des Pro-Kopf-Konsums zugrunde legt, und eine hyperbolische Diskontierung nach Weitzman mit einer fallenden Zeitpräferenzrate (von 3 % auf 1 %) über 25 Jahre. Die Zeitpräferenzrate spiegelt hierbei die Präferenz für heutigen Konsum gegenüber einem zukünftigen Konsum wider.

Darüber hinaus stellt die Gewichtung⁵⁰ der Schadenswirkungen einen weiteren Parameter dar. Diese Gewichtung ("equity weighting") soll den unterschiedlichen Wert eines Euro für eine reiche und eine arme Volkswirtschaft berücksichtigen. Während eine Gewichtung eher die Sicht eines globalen Entscheidungsträgers widerspiegelt, entspricht ein Schadenskostenansatz ohne Gewichtung eher der Sicht eines regionalen Players. Bei Gewichtung mit dem weltweiten Durchschnittseinkommen müssten alle monetären Werte (Kosten) der EU entsprechend umgerechnet werden, da die Schadenskosten für die EU mit einem Faktor <1 gewichtet

49 Das Klimaszenario in FUNDS (EU NEEDS) beruht auf dem EMF14 Standardszenario, das lt. Friedrich (2009) relative hohe Emissionen aufweist und nicht einem pareto-optimalen Szenario mit Internalisierung der Kosten entspricht.

50 Der Gewichtungsfaktor ist das Verhältnis des weltweiten Durchschnittseinkommens zum jeweiligen regionalen Durchschnittseinkommen.

wären. Daher wird alternativ⁵¹ ein "equity weighting" mit dem westeuropäischen durchschnittlichen Pro-Kopf-Einkommen vorgenommen, das deutlich über dem weltweiten Pro-Kopf-Einkommen liegt. Dadurch bekommen die Schadenswirkungen in Ländern mit niedrigerem Pro-Kopf-Einkommen zwar eine sehr starke Gewichtung und führen zu relativ hohen Schadenskostenschätzungen, doch sind diese dann mit anderen Kosten der EU, die im Zuge der CO₂-Emissionsminderungen anfallen, vergleichbar.

Die Unsicherheiten bei der Schätzung der Schadenskosten beginnen mit der Projektion der volkswirtschaftlichen Entwicklung (BIP, Wachstum, Preise, ...). Im FUND-Modell findet diese Unsicherheit durch die Hinterlegung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung für die wichtigsten Parameterwerte (z.B. Pro-Kopf-Wachstum des Konsums) Eingang. Die Schadenskostenschätzungen werden in mehreren (1.000) Modellläufen für jeweils unterschiedliche Annahmekombinationen berechnet. Der daraus errechnete Mittelwert stellt letztendlich den Schätzwert für die Schadenskosten dar. Da hierbei Extremwerte mit einer geringen Wahrscheinlichkeit auftreten, werden die äußeren 1 %, 5 % oder 10 % der Randwerte abgeschnitten. Zusätzlich wird der Median von 1000 Modellläufen ausgewiesen. Im Gegensatz zum probabilistischen Verfahren wird bei einem „best guess“-Verfahren nur ein Wert für einen Parameter nach bestem Wissen (z.B. basierend auf Expertenmeinung) festgelegt; die Schätzung der Schadenskosten ergibt sich dann aus einem einzigen Modelllauf. Zu unterscheiden ist auch danach, ob die Schadenskosten auf das Jahr der Emission oder auf 2005 diskontiert werden. Insgesamt werden in FUND allein durch die hier aufgeführten Parameter 3x3x5x2 (Diskontierungsverfahren/Zeitpräferenzrate, Gewichtung, Mittelwert/Median, Diskontierungsjahr) mögliche Schätzwerte für die Schadenskosten von THG-Emissionen ausgewiesen.

- **Treibhausgase: Vermeidungskostenansatz**

Alternativ zu den Grenzschaadenskosten werden die Grenzvermeidungskosten für ein vorgegebenes Emissionsziel zur Schätzung von Umweltschäden ausgewiesen. Die Grenzvermeidungskosten werden ebenfalls mit dem FUND-Modell berechnet. Sie zeigen auf, was die Emissionsvermeidung einer Tonne Treibhausgase unter Zugrundelegung eines Emissionsziels kostet. Für die Berechnung der relevanten Grenzvermeidungskosten muss ein Standard für die Emissionshöhe vorgegeben

⁵¹ Im Rahmen des EU-Projekts NEEDS wurde für Vergleiche innerhalb der EU, zum Vergleich mit eventuellen nationalen Kosten und zur Verminderung der Rechengänge das westeuropäische durchschnittliche Pro-Kopf-Einkommen als einheitliches „equity weight“ verwendet.

werden, der aus politischen Zielen (2-Grad-Ziel, 20 %-Reduktionsziel) bzw. aus einem vermeidungsstrategischen Szenario abzuleiten ist. Grundgedanke dieses Ansatzes ist, dass eine effiziente Allokation der Ressourcen vorliegt, wenn die Grenzvermeidungskosten gleich den Grenzschadenskosten sind. Unter dieser Bedingung könnten die Grenzvermeidungskosten als „Wert“ für die Grenzschadenskosten herangezogen werden.⁵²

Die Ergebnisse für die Kostenansätze werden einer Zusammenfassung des EU-Projekts NEEDS (Enhancements in energy externalities: RS 1a, LCA of new energy technologies: External Costs from emerging electricity generation technologies) entnommen. In Tabelle 5-3 sind diese Schadens- und Vermeidungskosten mit 1 % Zeitpräferenzrate, neoklassischer Diskontierung sowie mit und ohne westeuropäische Pro-Kopf-Einkommens-Gewichtung (equity weighted) dargestellt. Die Schadenskosten werden für CO₂ und im Unterschied zu den Kostenschätzungen in Krewitt et al. (2006) auch für CH₄ und N₂O ausgewiesen. Abweichungen von früheren Schätzungen sind durch modellspezifische Parameter bedingt. So ist z. B. der „value of statistical life“ im Vergleich zu Arbeiten in ExternE relativ hoch angesetzt. Ebenso reflektiert das gewählte Emissionsszenario eher den oberen Bereich der zukünftigen Emissionen. Unvorhersehbare Schäden sind im Modell nicht enthalten.⁵³ Alle anderen bisher genutzten Modelle weisen jedoch ebenfalls Schwächen auf und ein umfassendes integriertes Bewertungsmodell (IA-Modell), das FUND insgesamt überlegen ist, existiert bisher nicht.⁵⁴

52 Friedrich (2009).

53 Friedrich (2009).

54 Friedrich (2009).

Tabelle 5-3: Marginale Schadens- und Vermeidungskosten von Treibhausgasen, Durchschnittswerte (1 % getrimmt), diskontiert auf 2005, ohne Gewichtung und mit normalisierter Gewichtung nach westeuropäischen Pro-Kopf-Einkommen

in € je Tonne	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Grenzschaadenskosten, 1 % Zeitpräferenzrate, equity-weighted			
2005	98	3.562	129.680
Grenzschaadenskosten, 1 % Zeitpräferenzrate, not equity-weighted			
2005	7	310	12.014
Grenzvermeidungskosten, 1 % Zeitpräferenzrate, 20%-Reduktions- und 2°Grad-Ziel 2020			
2010	24		

zu Preisen von 2000

Quelle: NEEDS RS1a, Deliverable 6.1, auf Basis von RS1b, Deliverable 5.4 und Friedrich 2008. Geringfügige Abweichungen in den Preisen entstehen durch Rundungen bei der Umrechnung von C auf CO₂ bzw. von US\$ auf €.

- **Luftschadstoffe: Schadenskostenansatz**

Die Schadenskosten für die Luftverschmutzung werden mit Hilfe mehrerer Modelle bzw. Ansätze berechnet und abschließend als durchschnittliche externe Kosten der Luftverschmutzung für die gesamte EU27 und nicht für die einzelnen Länder dargestellt. Die durch unterschiedliche Emissionshöhen und lokale/regionale Gegebenheiten divergierenden Emissionswirkungen werden zwar in den Einzelstudien dargestellt, sie sind jedoch aufgrund der Komplexität in der Gesamtbetrachtung nur als Durchschnittswert aufgeführt. Die Schäden der Luftverschmutzung umfassen Beeinträchtigungen von Gesundheit und Artenvielfalt, Minderungen landwirtschaftlicher Erträge und Schäden an Material/Bausubstanzen (Tabelle 5-4). Hierbei werden die Wirkungen der Luftschadstoffe CO₂, SO₂, NO_x, PM₁₀ betrachtet. Ein Vergleich der bei Krewitt et al. (2006) aufgeführten Kostenansätze mit den Werten aus NEEDS in Tabelle 5-4 zeigt, dass die geschätzten Schadenskostenansätze von Luftschadstoffen im Bereich Gesundheit in NEEDS teils eine Verdoppelung gegenüber Krewitt et al. (2006) aufweisen.

- **Landnutzung**

Schäden, welche durch Veränderungen in der Landnutzung, d. h. durch Umwandlung von eher extensiv genutzter Fläche in landwirtschaftlich intensiv genutzte Fläche zum Biomasseanbau entstehen und sich hierbei negativ auf die Biodiversität auswirken, werden in EU NEEDS in Abhängigkeit von der Ursprungsnutzung in Euro pro Fläche ausgewiesen. Diese Schadenskosten belaufen sich zwischen

0,17 €/m² und 1,52 €/m² Land und beruhen auf den Kosten, die zur Wiederherstellung der ursprünglichen Funktionalität des Landes bzw. der Biodiversität erforderlich sind.⁵⁵ In der hier angestrebten Ermittlung der Umwelteffekte gehen nur emissionsbedingte Umweltwirkungen in die Berechnung der vermiedenen Umweltschäden ein, nicht die Landnutzungskosten. Hierzu müssten auch Daten zur Landumwandlung durch den EE-Ausbau und zur vorigen Nutzungsform zur Verfügung stehen.

Tabelle 5-4: Marginale Schadenskosten von Luftschadstoffen für 2010

in €/je Tonne	NH ₃	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	NMVOC
Luftschadstoffe:					
Gesundheit	9.485	6.348	5.722	1.327	941
Ernteverluste	- 183	- 39	328		189
Materialschäden		259	71		
Biodiversität	3.409	184	942		- 70
zu Preisen von 2000					

Quelle: NEEDS RS1a, Deliverable 6.1b: External costs from electricity generation for RS1a reference technologies

Eignung der Ergebnisse zur Abschätzung vermiedener Umweltschäden

Nicht alle Ergebnisse der im 6. Rahmenprogramm durchgeführten Studien zur Ermittlung der externen Kosten gegenwärtiger und zukünftiger Technologien sind für die Beantwortung der Fragestellung der gegenwärtigen Nutzenwirkung des bisherigen EE-Ausbaus geeignet. Dies trifft insbesondere für Emissionsfaktoren und die ausgewiesenen externen Umweltkosten zu. Zum einen werden im Rahmen von NEEDS Emissionen zukünftiger Technologien abgeschätzt, welche nicht den technologischen Stand und die Einsatzbreite der gegenwärtigen EE-Anlagen widerspiegeln. Zum anderen werden die Umweltschäden – nicht aber die durch bestimmte Technologien vermiedenen Schäden – ausgewiesen. Hierbei finden Wirkungen auf Umwelt wie Klimaveränderung und Gesundheitsschäden Eingang in die Berechnung, jedoch Risiken der Kernkraft und CO₂-Lagerung nicht. Effekte auf Ressourcenverfügbarkeit, Versorgungssicherheit und Beschäftigung bleiben ebenfalls unberücksichtigt.

⁵⁵ NEEDS RS1a, Deliverable 6.1b: External costs from electricity generation for RS1a reference technologies.

Die Schadenskostenschätzungen unterliegen gewissen Annahmen bzgl. Risiken, Preisentwicklung, zukünftiger Präferenzen, Emissionszielen und -szenarien etc., so dass die Validität der vorliegenden Schätzungen kontrovers diskutiert wird und ein großer Spielraum für Bewertungen und Interpretationen verbleibt. Allerdings wird mit FUND ein relativ umfassender Ansatz zur Kostenabschätzung von Treibhausgasen modelliert, dem bisher keine überzeugende Modellalternative gegenüber steht. Daher werden die Grenzkosten aus diesem Modell als Basis für die Ermittlung der vermiedenen Klimaschäden in Kapitel 5.3 diskutiert.

Die ausgewiesenen Schadenskosten der Luftschadstoffe beruhen auf einer Vielzahl aktueller und detaillierter Studien. Die in diesem Rahmen geleisteten Arbeiten und Abschätzungen zu den Schadenskosten der Luftschadstoffe werden als geeignete Inputgrößen für die Berechnung der Umweltschäden in dieser Arbeit angesehen und in Kapitel 5.3 entsprechend aufgegriffen.

5.2.3 Emissionsbilanz des UBA

Die Studie des Umweltbundesamtes (UBA 2009) hat zum Ziel, die bisher vorliegenden Emissionsbilanzen zu erneuerbaren Energieträgern zu aktualisieren und weiterzuentwickeln. Im Rahmen dessen werden methodische Änderungen vorgenommen, aktuelle Literatur und Datenbanken herangezogen und sowohl die direkten als auch die durch Bereitstellung der verschiedenen Energieträger hervorgerufenen Emissionen berücksichtigt. Sie dokumentiert die methodische Vorgehensweise sowie die Emissionsbilanz für das Jahr 2007. Der Bericht führt auch weiteren Forschungsbedarf auf, z.B. Entwicklung von Methoden zur Bilanzierung direkter und indirekter Landnutzungsänderungen, Verbesserung der Datenlage im Bereich der Emissionsfaktoren durchschnittlicher Anlagen sowie im Bereich des landwirtschaftlichen Biomasseanbaus, die vielfach noch als unzureichend angesehen wird. Des Weiteren ist vorgesehen, die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger regelmäßig fortzuschreiben. Zentrales Ergebnis der Berechnungen sind die durch den Einsatz Erneuerbarer Energien bedingten vermiedenen Emissionen.

Die hierfür betrachteten Wirkungskategorien umfassen die Einwirkung über Luftschadstoffe und Klimaveränderung: Treibhausgase CO₂, CH₄ und N₂O, versauernde Substanzen SO₂, NO_x und Vorläuferstoffe für Ozon und Staub (PM). Auswirkungen der durch verstärkten Biomasseanbau hervorgerufenen Landnutzungsänderungen auf die Emissionsbilanz sind aufgrund kaum handhabbarer Ansätze nicht betrachtet.

Die UBA-Studie befasst sich mit den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe, wobei im Rahmen dieses Projekts nur der Strom- und Wärmebereich von Interesse sind. Die vermiedenen Emissionen errechnen sich aus Daten der AGEE-Stat zur Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien, aus den spezifischen Emissionsfaktoren inklusive der Emissionen aus den Bereitstellungsketten für fossile und erneuerbare Energieträger nach Energiebereitstellungstechniken und aus den Substitutionsfaktoren, die angeben in welcher Relation fossile Energieträger durch erneuerbare ersetzt werden.

Emissionen

Für die Analyse im Strombereich wird überwiegend auf Ökobilanz-Datenbanken von Ecoinvent (2008) und Öko-Institut (GEMIS 2008) zurückgegriffen. Die Emissionen der Vorketten werden hierbei einbezogen, indem die Differenz zwischen den Gesamtemissionen und den Direktmissionen (aus GEMIS) zu den vom UBA recherchierten direkten Emissionswerten (meist aus „Zentrales System Emissionen“ (ZSE) des UBA) addiert wird.

Tabelle 5-5: Emissionsfaktoren (EF) für 2007 im Strombereich

2007 mg/kWh	Emissionsfaktoren EE, Strom						
	SO ₂	NO _x	Staub	NMVOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Wasserkraft	5	13	41	2	3.402	50	0
Windenergie	34	26	36	6	10.834	32	0
Photovoltaik	211	156	82	84	64.222	182	3
Festbrennstoffe	179	2.514	38	139	9.827	35	34
	Emissionsfaktoren fossil, Strom						
Braunkohle	870	760	30	10	1.082.000	30	30
Steinkohle	630	640	40	30	900.000	3.840	40
Erdgas	20	730	10	30	500.000	1.320	10
Öl	1.120	840	80	210	746.000	240	10

Quelle: Emissionsbilanz nach UBA 2009

Für die Emissionsfaktoren im Wärmebereich bezieht sich das UBA auf unterschiedliche Datenquellen. Zum einen werden Werte aus GEMIS (2008) und Ecoinvent (2008) für die Emissionen der Vorketten herangezogen, zum anderen wird für die direkten Emissionen auf ZSE (2008), GEMIS (2008), und Struschka et al. (2008) zurückgegriffen. Zur Berechnung der gesamten Emissionen werden hierbei, sofern die gesamten Emissionen nicht direkt aus GEMIS entnommen werden, die Vorkettendaten aus GEMIS (teils aus Ecoinvent 2008) entnommen und mit den direkten Emissionswerten, basierend auf ZSE (2008) und Struschka et al. (2008), addiert. Als schwierig stellt sich die Verfügbarkeit repräsentativer Daten zu einzelnen Technologien heraus, so dass im Einzelnen auf modellierte Werte zurückgegriffen werden muss. Die Emissionsfaktoren sind teils nach Haushalten und Industrie differenziert dargestellt.

Substitutionsfaktoren

Das UBA verwendet so genannte individuelle Substitutionsfaktoren, da je nach EE-Technologie zu unterschiedlichen Graden andere konventionelle Stromerzeugungsverfahren ersetzt werden. Die Substitutionsfaktoren für Strom beruhen auf einer neueren Studie von Klobasa et al. (2009), bei der anhand eines Simulationsmodells die Nachfrage an der Leipziger Strombörse EEX nachgebildet und die Substitutionsfaktoren entsprechend abgeleitet werden (Tabelle 5-6).

Für den Bereich Wärme ist die Ermittlung der Substitutionsfaktoren aufgrund der großen Vielfalt an Energieträgern und Technologien wesentlich aufwändiger. Aus diesem Grunde erfolgen einige Vereinfachungen und Annahmen. Für repräsentative Daten zur Substitutionsleistung verschiedener Wärmeerzeugungsanlagen greift das UBA z. B. überwiegend auf Ergebnisse einer Erhebung zum Energieverbrauch der privaten Haushalte (Frondel et al. 2008) zurück. Ferner werden weitere Schätzungen aus der Literatur sowie durchschnittliche Energieträgermische der Haushalte und Industrie herangezogen. Eine reale Darstellung der Substitutionsleistungen im Wärmebereich erfordert aufgrund der hohen Anzahl an verschiedenen Technologien zur Wärmeerzeugung eine detaillierte Ermittlung von Substitutionsbeziehungen, die gewissen Einschränkungen wie z. B. einer statischen Betrachtung, fehlender Spezifizierung der Warmwasseraufbereitung durch Kollektoren, keine Berücksichtigung von Zusatzgeräten etc. unterliegt. Im Ergebnis zeigen sich jedoch deutliche Unterschiede zu dem lange Zeit angenommenen Substitutionsverhältnis in „Erneuerbare Energien in Zahlen“.

Tabelle 5-6: Substitutionsfaktoren (SF) für 2007 im Strombereich

SF (%)	Braun- kohle	Erdgas	Öl	Stein- kohle
Biogasanlagen und BHKWs auf Pflanzenölbasis	1	32	1	66
feste Biomasse bzw. biogener Abfall	2	25		73
Photovoltaik		50		50
Wasserkraft und Geothermie	6	25		69
Windenergie	2	24	2	72

Quelle: Fraunhofer ISI (Klobasa et al. 2009)

Eignung der Ergebnisse für die Abschätzung der Umweltschäden im Rahmen dieser Studie

In der Emissionsbilanz des UBA sind die vermiedenen direkten und gesamten Emissionen (inklusive Vorketten) nach Wirkungskategorie, Luftschadstoff und Technologie dargestellt. Im Vergleich zu den für 2007 ausgewiesenen Werten in "Erneuerbare

Energien in Zahlen" des BMU (2008) liegen die vermiedenen Emissionen nach dieser Berechnung im Strombereich unter und im Wärmebereich über den bisherigen Werten. Im Strombereich trägt insbesondere die Anpassung der Substitutionsfaktoren eher zu einer Anpassung der vermiedenen Emissionen – vor allem bei CO₂ und Versauerung – nach unten bei, während im Wärmebereich durch Anpassung der Substitutions- und Emissionsfaktoren ein Anstieg der vermiedenen Emissionen (Treibhausgase und Versauerung) zu beobachten ist. Die durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien vermiedenen Emissionen im Strom- und Wärmebereich belaufen sich auf ca. 100 Mio. Tonnen CO₂ Äquivalente (2007).

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass für die Ermittlung der Umweltschäden die recherchierten, aus den aktuell verfügbaren Studien beruhenden Emissions- und Substitutionsfaktoren herangezogen werden können. Umfassendere Arbeiten bzw. Emissionswerte liegen nicht vor.

5.2.4 Gegenüberstellung der betrachteten Arbeiten

Die hier vorgestellten Arbeiten unterscheiden sich in ihren Schwerpunkten, doch liefern ihre Ergebnisse einen wesentlichen Beitrag zu einzelnen Komponenten/Bestimmungsgrößen, die zur Ermittlung der vermiedenen Umweltschäden nötig sind. Die wesentlichen Schwerpunkte bzw. Unterschiede sind in Tabelle 5-7 aufgeführt.

Für das weitere Vorgehen werden aus den vorgestellten Arbeiten folgende Größen für die Ermittlung der Umwelteffekte aufgegriffen:

- Direkte und indirekte Emissionen der Erzeugungstechnologien aus der Emissionsbilanz des UBA. Diese beruhen auf unterschiedliche Datenquellen.
- Substitutionsfaktoren, die ebenfalls in der Emissionsbilanz des UBA aufgeführt sind. Sie sind technologie- und schadstoffspezifisch ermittelt und beruhen auf unterschiedlichen Datengrundlagen.
- Marginale Schadens- oder Vermeidungskosten von Treibhausgasen, die zum einen auf einer von Krewitt et al. (2006) durchgeführten Auswertung mehrerer Studien beruhen, zum anderen auf Schätzwerten aus dem IA Modell FUND.
- Schadenskosten für Luftschadstoffe aus EU-NEEDS.
- Erzeugte Mengen an Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energieträgern (Werte aus Arbeiten der AGEE Stat).

Tabelle 5-7: Schwerpunkte ausgewählter Arbeiten zu Umweltschäden

	Externe Kosten der Stromerzeugung aus EE, DLR & ISI, 2006	EU NEEDS, External costs from emerging electricity generation technologies, 2009	Emissionsbilanz EE, UBA 2009	EE in Zahlen, Stand Juni 2008
<i>Zeithorizont</i>	2005	2005, 2020, 2050	2007	2007
<i>Analyse</i>	vermiedene externe Kosten: Luft	externe Kosten: Luft, Landnutzung	vermiedene Emissionen: Luft	vermiedene Emissionen und Kosten: Luft
<i>Schadenskategorien bzw. Wirkungswege</i>	1. Klimawandel, 2. Luftschadstoffe: Gesundheitsschäden, Ernteverluste, Materialschäden	1. Klimawandel 2. Luftschadstoffe: Gesundheitsschäden, Verlust der Artenvielfalt, Ernteverlust, Materialschäden, 3. Landnutzung	<i>keine Untergliederung in Kategorien</i>	
<i>Schadstoffe</i>	THG, versauernde Substanzen, Vorläufer-Ozon	THG, versauernde und radioaktive Substanzen, Vorläufer-Ozon	THG, versauernde Substanzen, Vorläufer-Ozon	THG, versauernde Substanzen, Vorläufer-Ozon
<i>Kostenart</i>	Schadenskosten	Schadenskosten, "land restoring cost", Vermeidungskosten	<i>kein eigener Kostenansatz</i>	<i>kein eigener Kostenansatz</i>
<i>Umfang der Erfassung</i>	direkte und indirekte Emissionen	direkte und indirekte Emissionen	direkte und indirekte Emissionen	direkte Emissionen (Strom), indirekte Emissionen
<i>EE-Bereich</i>	Strom	Strom	Strom, Wärme, Kraftstoff	Strom, Wärme, Kraftstoff
<i>Grundlage für Substitutionsfaktoren</i>	CO2-Minderung im Stromsektor, Klobasa & Ragwitz, 2005	<i>kein Ansatz</i>	CO2-Minderung im Stromsektor, Klobasa et al, 2009; Energieverbrauch priv. HH, Frondel et al, 2005	CO2-Minderung im Stromsektor, Klobasa & Ragwitz, 2005
<i>Grundlage für Emissionsfaktoren /bilanzen</i>	Ökologologisch optimaler Ausbau, Nitsch et al 2004; LCA fossiler, nuklearer und EE Stromerzeugungstechniken, Marheineke 2002	EU NEEDS, technische Daten und LCI für "emerging" Technologien	DB Schweizer Zentrum für Ökoinventare, Ecoinvent 2008; Globales Emissionsmodell Integrierter Systeme (GEMIS), Öko-Institut 2008; Zentrales System Emissionen (ZSE), UBA-DB 2008	Umwelteffekte der Strom- und Wärmebereitstellung sowie der Kraftstoffnutzung, IZES & Öko-Institut, 2004

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer ISI

5.3 Umwelteffekte der Strom- und Wärmeerzeugung

Zur Ermittlung der vermiedenen externen Kosten wird auf folgende Eingangsgrößen zurückgegriffen (vgl. Abbildung 5-1, dunkelgrüne Felder):

- Die Menge an Erneuerbarer Energien je Technologie: Diese steht über AGEE-Stat für Haushalte, Verarbeitendes Gewerbe und Energiewirtschaft zur Verfügung, nicht jedoch für GHD. Daher ist der gesamte Einsatz Erneuerbarer Energien im Wärmebereich eher unterschätzt.
- Die Emissionsfaktoren für die Nutzung fossiler wie erneuerbarer Energieträger: Diese werden der Studie des UBA (Emissionsbilanz 2009) entnommen und unterscheiden im Wärmebereich teils zwischen industrieller und häuslicher Erzeugung/Nutzung. Unsicherheiten ergeben sich durch teils fehlende repräsentative Emissionsfaktoren für einzelne Technologien, wobei das UBA die Emissionsfaktoren gründlich aufbereitet und darstellt. Die Emissionsfaktoren aus NEEDS beziehen sich überwiegend auf zukünftige Technologien und finden im Rahmen dieser Studie keine Verwendung.
- Die Substitutionsfaktoren: Sie stammen ebenfalls aus der Studie des UBA (Emissionsbilanz 2009), das sich hierbei überwiegend auf Studien von Klobasa et al. (2009) für den Strombereich und auf Frondel et al. (2008) für den Wärmebereich bezieht.
- Kosten der Treibhausgase: Die nachfolgende Diskussion bezieht sich zum einen auf das EU-Forschungsprojekt NEEDS, das diese ausführlich untersucht und in einer großen Bandbreite dargestellt. Zum anderen wird auch auf den zentralen Wert von Krewitt et al. (2006) zurückgegriffen. Neben dem Grenzschadenskostenansatz wird auch der Grenzvermeidungskostenansatz diskutiert.
- Kosten der Luftschadstoffe: Die Ansätze und Annahmen der Schadenskosten für Luftschadstoffe werden aus der EU-Studie NEEDS, „External costs from emerging electricity generation technologies“, Deliverable n° 6.1, RS1a, übernommen und im Rahmen dieser Kurzstudie aufgrund ihrer Vielzahl, Komplexität und Spezifität nicht weiter diskutiert. Detaillierte Informationen und weitere Studien hierzu können von der Website (<http://www.needs-project.org>) des EU NEEDS Projekts bezogen werden.

5.3.1 Kostenansätze für Treibhausgasemissionen

Je nach Grenzschadens-/Vermeidungskostenansatz, Parameterwahl und weiterer Modellannahmen existiert eine Vielzahl an Werten. Die Aufgabe besteht nun darin, einen geeigneten Kostenansatz sowie eine Parameterauswahl zu treffen, diese entsprechend zu begründen und im Ergebnis Grenzkosten aufzuweisen, die möglichst nahe die Realität widerspiegeln. In der Literatur gibt es eine Vielzahl von Ansätzen, Modellrechnungen und Ergebnissen, die hier im Einzelnen nicht diskutiert werden können. Deshalb

bezieht sich diese Analyse zunächst auf die im Rahmen von EU NEEDS durchgeführten umfangreichen Arbeiten zu Wirkungen der THG. Eine fundierte Beurteilung des im EU NEEDS Projekt genutzten „integrated assessment models (IAM)“ FUND zur Berechnung der Kostenansätze wird hier jedoch nicht erbracht.⁵⁶ Anschließend wird der Schätzwert aus EU NEEDS dem aus Krewitt et al. (2006) gegenübergestellt.

In der Diskussion um einen geeigneten Kostenansatz für THG werden hier zwei Vorgehensweisen verfolgt: Grenzschadenskosten und Grenzvermeidungskosten, die nachfolgend in Hinblick auf die Parameterwahl kurz skizziert werden.

Grenzschadenskostenansatz von Treibhausgasen

Zur Illustration der Bedeutung der Parameterauswahl sei beispielhaft die Kostenbandbreite aus FUNDS für CO₂ aufgezeigt: Bei Variation aller im Kapitel zuvor aufgezeigter Parameter erstrecken sich die Kosten über eine Bandbreite von -2 € bis 443 €, wobei der niedrigere Wert bei einer Zeitpräferenzrate von 3 % westeuropäischem „equity weighting“ und Median errechnet wird, während sich der höhere Wert bei einer Zeitpräferenzrate von 0 %, ohne „equity weighting“ und mit einer Diskontierung auf 2005 ergibt. Diese Werte sind in EU NEEDS nicht nur für CO₂, sondern auch für CH₄, N₂O und SF₆ in der gesamten Bandbreite berechnet und ausgewiesen.⁵⁷

Aufgrund der Vielzahl der Parameterkombinationen und ihres Einflusses auf die Schadenshöhe, ist die Parameterauswahl von großer Relevanz für die Ermittlung der vermiedenen externen Kosten. In Orientierung an die Methodenkonvention (UBA 2007) wird bezüglich der Auswahl vorgeschlagen:

- *eine Zeitpräferenzrate von 1 %*: Diese Rate reflektiert eine gewisse, aber nicht zu hohe Präferenz für den gegenwärtigen Konsum (Gegenwartspräferenz) gegenüber dem zukünftigen Konsum⁵⁸. Problematisch ist, dass die Zeitpräferenzrate innerhalb einer Generation und zwischen den Generationen nicht gleich ist. Müsste die heutige Generation die Schadenswirkungen der gegenwärtigen Emissionen tragen, würde die Zeitpräferenzrate vermutlich deutlich niedriger ausfallen als bei einer Schadensbelastung einer uns unbekanntem zukünftigen Generation. Im Stern Review wird dieser ungleichen „Zurechnung“ der Schadenswirkungen aus moralischen Gründen durch eine relativ niedrige Zeitpräferenzrate entgegengewirkt. Dadurch

⁵⁶ Vgl. Kritik an FUND von Friedrich (2008).

⁵⁷ Berechnungen mit weiteren Modellen (DICE, PAGE) weisen ebenso auf eine große Bandbreite der Grenzschadenskosten hin.

⁵⁸ Gleichzeitig wird für die (relative) Risikoaversion (Grenznutzenelastizität) der Wert 1 angenommen, d.h. eine logarithmische Nutzenfunktion.

werden intertemporale Schäden nicht zu stark einer zukünftigen Generation angelastet.

- *einen Durchschnittswert mit zweiseitiger Kappung von je 0,5 %*: Um der Unsicherheit bei der Festlegung der Parametergrößen Rechnung zu tragen, werden für Modellläufe mit Wahrscheinlichkeiten hinterlegte Parameter ausgewählt und Extremwerte abgeschnitten. Zur Berücksichtigung gewisser unvorhersehbarer extremer Risiken, wird vorgeschlagen, nur insgesamt 1 % der Extremwerte zu kappen.
- *Diskontierung auf Emissionsjahr 2005*: zur Einhaltung einer gewissen Konsistenz mit anderen Effekten und zur Vereinfachung der Berechnungen.
- *Equity weighting mit westeuropäischen Pro-Kopf-Einkommen*: Eine Gewichtung mit dem Pro-Kopf-Einkommen (PKE) trägt den Grenznutzen der unterschiedlichen PKE Rechnung und kommt der Sicht eines globalen Entscheidungsträgers gleich, der entsprechend des entgangenen (Grenz-) Nutzens die Schäden bewertet. Die Gewichtung erfolgt aus Gründen der Vergleichbarkeit von europäischen EE-Ausbaukosten und globalem Nutzen mit dem westeuropäischen PKE (und nicht mit dem weltweiten durchschnittlichen PKE).

Diese Gewichtung wird vor allem von Friedrich (2008) kritisiert, da letztendlich Klimaschäden, die in Entwicklungsländern auftreten mit anderen Preisen bewertet werden als sonstige ungewichtete Risiken wie bspw. Gesundheitsschäden. Zudem würde dies bedeuten, dass gleiche Schäden je nach Schadensauslöser (Klimawandel, Armut) mit unterschiedlicher Zahlungsbereitschaft bewertet werden. Darüber hinaus erlauben übermäßig hohe Schadenskosten teure Vermeidungsmaßnahmen, die zu Wohlfahrtsverlusten führen. Allerdings ist es fraglich, ob unter den gegebenen Umständen (Informationsasymmetrien, öffentliches Gut, Transaktionskosten, Intergenerationentransfer etc.) sich auf dem Markt eine pareto-optimale Lösung bzw. effiziente Allokation einstellen kann. Zu bedenken ist, dass durch die geringe Kaufkraft der Haushalte in Entwicklungsländern die Schadenskosten einen niedrigeren Wert ausweisen als bei Zugrundelegung der Kaufkraft von EU-Haushalten, obwohl die Bedürfnisse (nicht mit Kaufkraft unterlegt) nach Gesundheit, Vermeidung von Überflutung, etc. der Menschen doch weltweit im Grunde gleich sind. Hier stehen moralische Aspekte, wie auch die Argumentation im Stern Report zeigt, ökonomischem Denken gegenüber.

Entsprechend dieser vorgeschlagenen Parameterauswahl belaufen sich die in FUND ermittelten Schadenskosten für CO₂ auf rund 98 € pro Tonne CO₂. Allerdings wird bei manchen Eingangsgrößen des Modells noch Verbesserungspotential gesehen, so dass sich eventuell leicht revidierte Schätzwerte ergeben könnten, die sich dem Schätzwert im Stern Review von 2006 annähern, in dem von einem Schadenskostensatz von 85 €/t CO₂ ausgegangen wird. Krewitt et al. (2006) kommen in ihrer Diskussion um die Ableitung eines Schattenpreises für CO₂-Emissionen auf einen zentralen Schätzwert von 70 €/t CO₂, der auf ähnlichen Parametern (Zeitpräferenzrate, Equity weighting) wie der NEEDS-Wert basiert. Obwohl der Schätzwert aus dem IA-Modell

FUND auf einer plausiblen Parameterkombination beruht und die Größe des Schätzwertes auch im Rahmen der von Krewitt et al. (2006) aufgeführten Bandbreite liegt, sollen die Grenzschadenskosten von 98 €/t CO₂ für eine konservative Schätzung vorerst nicht für die Bewertung der vermiedenen Emissionen zugrundegelegt werden. Angestrebt wird ein nachvollziehbarer beständiger Schadenskostensatz, der eine Vergleichbarkeit über mehrere Jahre hin ermöglicht und nicht aufgrund modelltechnischer Unklarheiten fortlaufend – wenn auch relativ marginalen – Änderungen unterliegt. Für die weitere Betrachtung wird daher der Grenzschadenskosten von 98 €/t CO₂ zwar als ableitbare Größe angesehen, aber dennoch zunächst der Schadenkostensatzes von 70 €/t CO₂ für die monetäre Ausweisung der Umweltschäden beibehalten.

Grenzvermeidungskosten von Klimaschäden

Aufgrund der großen Unsicherheiten von Schadenskostenschätzungen zur Bewertung des Klimawandels erheben sich Stimmen, die Grenzvermeidungskosten als Alternative oder „second best“ zum Schadenskostenansatz zu diskutieren. Auch dieser Ansatz ist – unabhängig von der konzeptionellen Problematik – aber in der Praxis ebenfalls mit großen Unsicherheiten behaftet. Zu beachten ist insbesondere, dass die Höhe der Vermeidungskosten stark von der Zielsetzung (CO₂-Reduktion, max. Temperaturanstieg) und den Maßnahmen zur Erreichung des Ziels abhängt.

In einer Studie zu Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (CASES) werden von Kuik et al. (2007) 62 verschiedene Modellergebnisse zu THG-Vermeidungskosten in einer Meta-Analyse untersucht. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Vermeidungskosten als idealisierte globale Grenzvermeidungskosten angesehen werden können, wenn eine völlig rationale, effiziente und global ausgerichtete Politik unterstellt wird, bei der sich als Resultat gleiche Grenzvermeidungskosten für alle Emissionsquellen und Zeitpunkte herausstellten. Unter weniger „idealen Bedingungen“ wären die Grenzvermeidungskosten beträchtlich höher. Des Weiteren ergibt die Meta-Analyse, dass sich die unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten in den untersuchten Modellen insbesondere durch verschiedene Ziele der Emissionen bzw. der THG-Konzentration in der Atmosphäre, Referenzszenarien für weltweite Emissionen und unterschiedliches intertemporales Optimierungsverhalten erklären lassen. Auf Basis des Ziels einer Temperaturerhöhung von max. 2° C, weist die Analyse marginale Vermeidungskosten in einer Bandbreite von 74 € bis 227 € pro Tonne CO₂ für 2025 aus.

Im Rahmen von EU NEEDS (Technical Paper 5.4/5.5, RS 1b und Deliverable 6.1, RS1a, 2009) sind mit FUND Grenzvermeidungskosten für zwei Emissionsziele berechnet: Senkung der Emissionen in der EU um 20 % bis 2020 (gegenüber 1990) und maximale Temperaturerhöhung von 2° C. Die Modellergebnisse weisen für 2010 Grenz-

vermeidungskosten in Höhe von je 24 €/t CO₂⁵⁹ aus, für 2025 Grenzvermeidungskosten von 31 € bzw. 51 €/t CO₂. Für das Jahre 2005 wurden keine Grenzkosten berechnet. Hierfür könnten die durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreise herangezogen werden, sofern die Emissionsbegrenzung (Cap) in Hinblick auf die EU-Zielsetzung richtig gesetzt wurde und somit die Preise die Grenzvermeidungskosten von CO₂-Emissionen reflektieren.

Für eine monetäre Bewertung der vermiedenen Emissionen mit den Grenzvermeidungskosten muss unterstellt werden, dass durch eine effiziente, global ausgerichtete und rationale Politik Ressourcen effizient allokiert werden. Hierbei wird die gegenwärtige EU-Politik mit ihren Zielvorgaben zugrunde gelegt. Daraus wären folgende Vermeidungskosten anzusetzen:

- für 2010 und 2025 die Grenzvermeidungskosten von 24 € bzw. 31 €/t CO₂ (FUND), die auf dem politisch⁶⁰ vereinbarten Emissionsziel der EU, Senkung der Emissionen um 20 % bis 2020, beruhen.
- für 2007 und 2008 die durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreise. In 2007 (2008) lag der Zertifikatspreis bei 0,7 €/t CO₂ (17,5 €) (Pointcarbon⁶¹). Allerdings waren die Preise 2007 ungewöhnlich niedrig, da die Emissionsobergrenze für die erste Handelsperiode (2005-2007) im Hinblick auf die EU-Zielsetzung zu hoch war und zugleich ein Banking in die Kyoto-Periode (2008–2012) nicht möglich war.

Der hier diskutierte Wert stellt einen Mindestwert dar, der auf dem Vermeidungskostenansatz beruht und von der Annahme einer effizienten Politik und eines funktionierenden Marktes ausgeht. Dies kann im Fall des (partiellen) europäischen Emissionshandelssystems nicht uneingeschränkt bejaht werden. Des Weiteren führt dieser Ansatz unter der Annahme, dass die heutigen Emissionen weit über dem (nicht bekannten) Optimum liegen, zu Schätzungen von externen Kosten, die sowohl wesentlich niedriger sind als die aktuell ausgewiesenen Grenzschadenskosten als auch für längere Zeit geringer sind als die Grenzvermeidungskosten bei Erreichung des längerfristigen Emissionsziels. Insofern sollten Schätzungen externer Kosten auf Basis von Grenzvermeidungskosten in der Regel nur als Untergrenze interpretiert werden. Nach Krewitt et al. (2006) liegen die Kosten des Klimawandels mit großer Wahrscheinlichkeit über diesem Wert. Daher werden auf Vermeidungskosten basierende Ansätze zur Schätzung der vermiedenen Umweltschäden im Folgenden nicht verwendet.

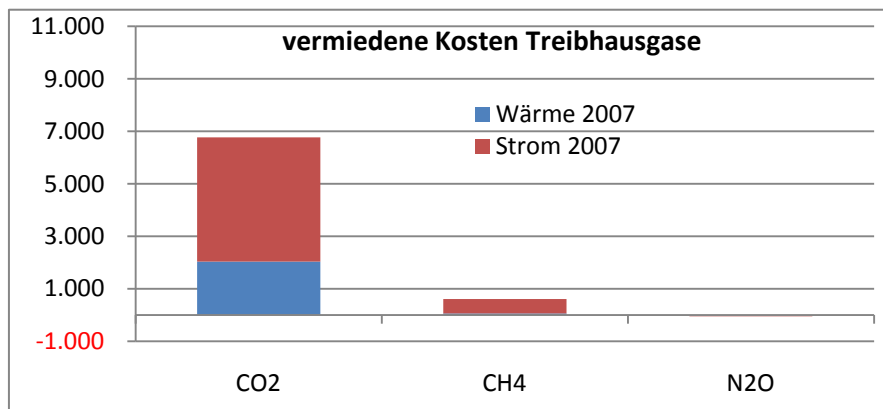
⁵⁹ 2-Grad-Ziel und 20 %-Reduktionsziel für 2020.

⁶⁰ Diese Zielsetzung muss nicht zwangsweise dem umweltpolitisch notwendigen Ziel entsprechen.

⁶¹ Pointcarbon, historic data (<http://www.pointcarbon.com>), download July 2009.

5.3.2 Berechnung vermiedener Umweltschäden

Für einen direkten Vergleich von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien werden die vermiedenen Umweltschäden basierend auf den von Krewitt et al. (2006) ausgewiesenen CO₂-Kosten von 70 €/t CO₂ verwendet. Die Kostensätze für die anderen THG werden entsprechend dem „global warming potential“ aus FUND angepasst. Für die anderen Luftschadstoffe werden die Schadenskostenansätze wie aufgeführt aus dem EU-Projekt NEEDS verwendet. Die Emissions- und Substitutionsfaktoren entstammen der Emissionsbilanzierung des UBA. Die Berechnung der vermiedenen Umweltschäden erfolgt in Analogie zu der vom UBA verwendeten Methode zur Berechnung der vermiedenen Emissionen.



Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI; Daten aus Emissionsbilanz UBA 2009 und NEEDS

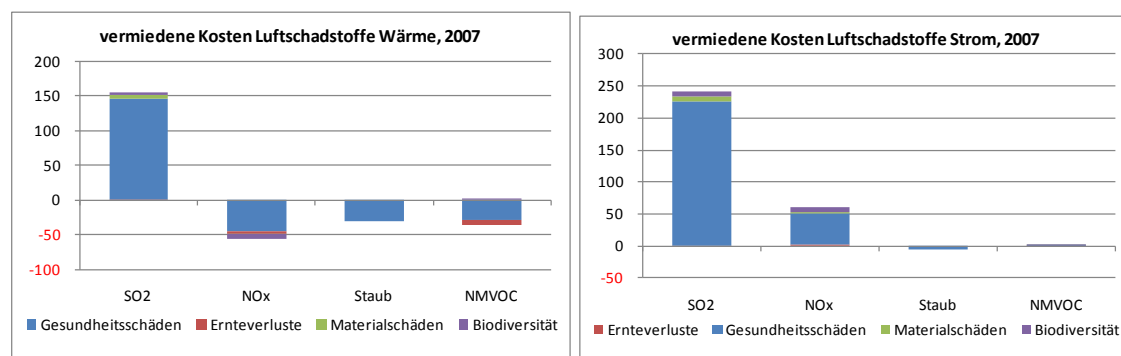
Abbildung 5-2: Vermiedene Umweltschäden nach Treibhausgasen, in Mio. €, 2007

In Abbildung 5-2 sind die positiven Umwelteffekte abgebildet, die auf durch Erneuerbare Energien vermiedene THG-Emissionen zurückzuführen sind. Die CO₂-Emissionen dominieren deutlich die gesamten positiven Umwelteffekte, die sich für 2007 bei 7,7 Mrd. € bewegen. Die durch Luftschadstoffe bedingten vermiedenen Umweltschäden belaufen sich hierbei auf ca. 400 Mio. € (Abbildung 5-3). Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieträger im Wärme und Strombereich führt zwar zu einer erhöhten Belastung (negative Werte) mit Staub, Vorläuferstoffen für bodennahes Ozon und weiteren organischen Verbindungen, die zu einer Erhöhung der Umweltschäden beitragen, sich jedoch aufgrund ihrer Größe in der Gesamtbelastung nicht auswirken. Eine detaillierte Aufschlüsselung der externen Effekte nach Technologien und Wirkungsketten ist in Tabelle 5-8 dargestellt.

Tabelle 5-8: Vermiedene Umweltschäden nach Technologien und Wirkungsketten, in Mio. €, 2007

Wärme, in Millionen €						
2007	Klimawandel	Gesundheitsschäden	Ernteverluste	Materialschäden	Biodiversität	Summe
Feste Biomasse-EFA-Brennholz	898	6,5	-5,7	2,3	4,0	905
Feste Biomasse-ZH-Brennholz	358	15,8	-0,8	1,1	-0,5	373
Feste Biom. Industrie (v.a. Holz)	336	4,6	-2,1	1,1	-3,5	336
Feste Biomasse-H(K)W	136	-14,3	-1,1	-0,1	-2,8	118
Flüssige Biomasse (Industrie)	84	3,5	-0,1	0,2	0,5	89
Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Biogas-Mix (BHKW)	37	3,1	-0,1	0,2	-0,2	40
Klärgas (BHKW)	30	2,1	0,0	0,1	0,0	32
Deponiegas (BHKW)	7	0,5	0,0	0,0	0,0	7
Biogener Anteil Abfall-H(K)W	117	9,5	0,2	0,3	0,8	127
Solarthermie	58	4,2	0,2	0,1	0,5	63
Oberflächen-Geothermie (WP)	14	1,1	0,1	0,0	0,1	16
Tiefen-Geothermie	0	0,1	0,0	0,0	0,0	0
Summe	2076	36,4	-9,4	5,2	-1,0	2107
Strom, in Millionen €						
2007	Klimawandel	Gesundheitsschäden	Ernteverluste	Materialschäden	Biodiversität	Summe
Wasserkraft	1422	146	4,3	3,7	15,0	1591
Windenergie	2631	264	7,9	6,6	27,3	2937
Photovoltaik	162	11	0,5	0,2	1,6	175
Geothermie	0	0	0,0	0,0	0,0	0
Festbrennstoffe	554	-77	-5,6	-0,5	-14,7	456
Flüssige Biomasse	48	-49	-2,7	-0,6	-7,7	-11
Biogas	80	-42	-2,9	-0,2	-7,7	27
Klärgas	57	-4	-0,4	0,0	-1,0	51
Deponiegas	58	-4	-0,4	0,0	-1,0	53
Biog. Anteil Abfall	250	26	0,8	0,6	2,7	279
Summe	5263	270	1,5	9,8	14,6	5559
Wärme+Strom	7.339	306	-7,9	15,1	13,5	7.666

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI; Daten aus Emissionsbilanz UBA 2009 und NEEDS

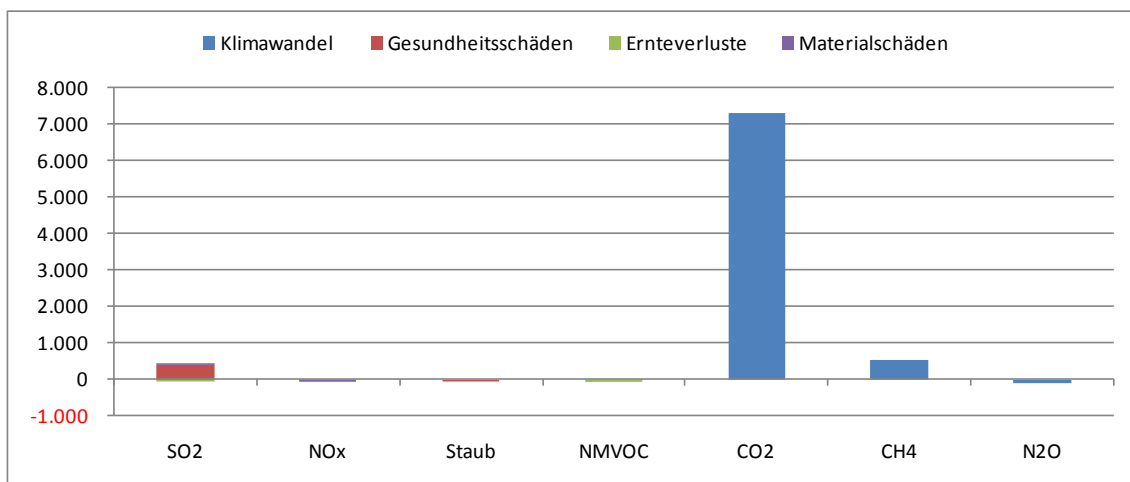


Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI; Daten aus Emissionsbilanz UBA 2009 und NEEDS

Abbildung 5-3: Vermiedene Umweltschäden durch Luftschadstoffe, in Mio. €, 2007

Würde der in EU-NEEDS ausgewiesene Schätzwert von 98 €/t CO₂ zur Berechnung herangezogen werden, beliefen sich die vermiedenen Umweltschäden 2007 auf ca. 10,6 Mrd. € (11,1 Mrd. € 2008).

Berechnungen für 2008 können aufgrund fehlender Substitutionsfaktoren nur vorläufig durchgeführt werden. Eine Abschätzung basierend auf Substitutionsfaktoren für 2006 und einem Schadenskostenansatz von 70 €/t CO₂ führt zu vermiedenen Umweltschäden in Höhe von knapp 8 Mrd. € auf. In Abbildung 5-4 sind die vorläufigen, insgesamt positiven Umwelteffekte für das Jahr 2008 mit einem CO₂-Schadenssatz von 70 €/t CO₂ nach Schadstoffen und Wirkungswegen abgebildet.



Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI; Daten aus Emissionsbilanz UBA 2009 und NEEDS

Abbildung 5-4: Vermiedene Umweltschäden im Strom- und Wärmebereich nach Schadstoffen und Wirkungsketten, in Mio. €, 2008

Insgesamt wird deutlich sichtbar, dass die Vermeidung von Umweltschäden bei der Kosten-Nutzen-Betrachtung eine relevante Nutzenkomponente darstellt und den anfallenden Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energieträger gegenüberzustellen ist. Hinzu kommen andere Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien wie Ressourcenschonung und erhöhte Versorgungssicherheit.

5.4 Vermiedene Umweltschäden im Kontext zu anderen Wirkungen und Maßnahmen

Im Hinblick auf eine Gesamtbilanzierung der Kosten- und Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien ist zu prüfen, ob bzw. inwieweit diese vermiedenen Umweltschäden allein der Förderung Erneuerbarer Energien oder auch weiteren Maßnahmen wie dem Emissionshandel zuzurechnen sind. Außerdem ist bei einer Gesamt-

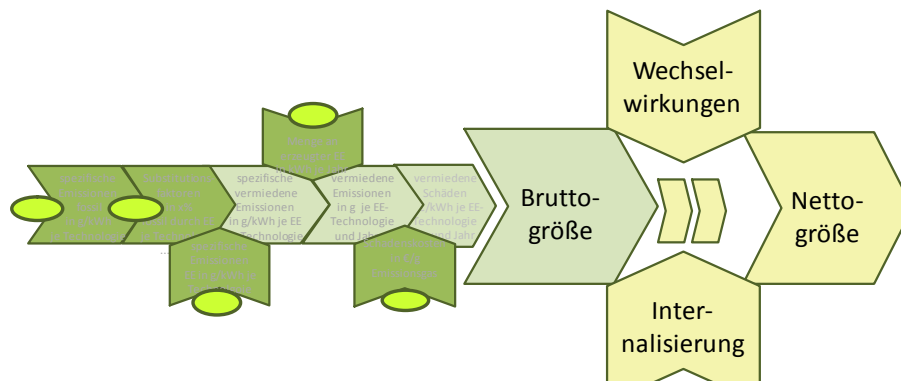
bilanzierung darauf zu achten, dass bereits internalisierte externe Effekte nicht doppelt gezählt werden, nämlich zum einen bei vermiedenen Umweltschäden und zum anderen bei der Ermittlung von Differenzkosten Erneuerbarer Energien im Vergleich zu Preisen fossiler Energieträger unter Einbeziehung von CO₂-Zertifikatspreisen oder CO₂-Abgaben. Deshalb sollen im Folgenden die Beziehungen zu den anderen Kosten- und Nutzenwirkungen des EE-Ausbaus und speziell die Wechselwirkungen zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel näher betrachtet werden.

Die vermiedenen Umweltschäden sind in diesem Kapitel zunächst als eine „Brutto-“ Nutzenwirkung ermittelt worden. Die vermiedenen externen Kosten bzw. positiven externen Umwelteffekte können hingegen niedriger sein, wenn an anderer Stelle der Gesamtbilanzierung bereits eine zumindest teilweise Internalisierung externer Umwelteffekte eingerechnet wird. Maßgeblich für die Höhe vermiedener externer Kosten ist letztlich die Differenz zwischen vermiedenen Umweltschäden und bereits internalisierten externen Kosten. Des Weiteren können Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes auftreten, so dass die erfassten Umweltwirkungen nicht zu hundert Prozent dem EE-Ausbau zugerechnet werden können. Idealerweise stünde am Ende eine „Nettogröße“, in der diese beiden Aspekte berücksichtigt sind. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 5-5 skizziert.

Es gilt daher zum einen zu überprüfen, in welchen Analysebereichen Internalisierungen von Umweltschäden bereits (teil-) erfasst werden bzw. welche umweltpolitischen Maßnahmen hierzu beitragen. Hierzu müssen die Analysebereiche daraufhin beleuchtet werden, inwieweit emissionsbedingte Umwelteffekte in irgendeiner Form Eingang in die Quantifizierung der Effekte gefunden haben. Eine Internalisierung der Umweltschäden ist z. B. bei der Berechnung von Differenzkosten unter Berücksichtigung von CO₂-Emissionszertifikatspreisen möglich.⁶²

Zum anderen müssen umweltpolitische Maßnahmen betrachtet werden, die in Wechselwirkung zur Förderung Erneuerbarer Energien stehen. Dieses betrifft insbesondere die Wechselwirkungen zwischen dem Emissionshandel und dem EEG hinsichtlich der Frage, inwieweit die erzielte Verminderung der Emissionen auf die politischen Instrumente zurechenbar ist.

⁶² Ähnliche Überlegungen sind auch bei der Diskussion der Stromsteuer auf Strom aus erneuerbaren Energien von Bedeutung, vgl. Kapitel 6.3.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 5-5: Schema zur Ermittlung der dem Ausbau Erneuerbarer Energien zurechenbaren vermiedenen externen Kosten

5.4.1 Berücksichtigung der Zielsetzung des EEG bei der Emissionszuteilung

Da nicht nur durch die Förderung Erneuerbarer Energien, sondern auch durch weitere Maßnahmen wie Emissionszertifikathandel Emissionen vermieden werden, umreißt dieser Abschnitt kurz die möglichen Wechselwirkungen zwischen der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien z. B. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem EU-Emissionshandelssystem (ETS).

Alle EE-Anlagen im Strombereich stehen durch die Produktion von Strom indirekt in Wechselwirkungen mit dem ETS, weil sie Strom aus fossilen Energien ersetzen und damit indirekt die Emissionen der Anlagen im Emissionshandelsbereich vermindern.⁶³ Damit einher geht eine Verminderung der Nachfrage nach CO₂-Emissionszertifikaten.⁶⁴ Bei unverändertem Angebot an Zertifikaten (*ceteris paribus*) kann eine verminderte Nachfrage nach Emissionszertifikaten zu einer Preissenkung der Zertifikate und damit zu einer Verlagerung von Emissionen auf andere Emittenten im Emissionshandelsbereich innerhalb oder außerhalb Deutschlands führen. Im Extrem würde die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unter diesen Annahmen

⁶³ Dies gilt in kleinerem Umfang auch für den Wärmebereich, sofern Fernwärme aus fossilen Energien substituiert wird und die Fernwärme aus Anlagen stammt, die dem Emissionshandelssystem unterliegen.

⁶⁴ In welchem Ausmaß die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten zurückgeht, hängt davon ab, welche der fossilen Brennstoffe und konventionellen Technologien durch die Erneuerbaren Energien substituiert werden.

im Emissionshandelsbereich lediglich einen Preiseffekt, aber keinen Mengeneffekt auslösen.

Aufgrund dieser Wechselwirkung zwischen EEG und Emissionshandel wird von einigen Kritikern⁶⁵ das EEG in Frage gestellt, weil es im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel keine zusätzliche Emissionsverminderung bewirke. Es stellt sich somit die Frage, in welchem Umfang die durch Erneuerbare Energien vermiedenen Emissionen durch erhöhte Emissionen im Emissionshandelsbereich in Folge von Preissenkungen kompensiert (oder „absorbiert“) werden. Hierbei sind zunächst zwei extreme Fälle zu betrachten, die sich durch die Abstimmung der Instrumente voneinander unterscheiden:

- Vollständige Berücksichtigung des zu erwartenden Ausbaus der Stromerzeugung bei der Cap-Festlegung für den Emissionshandelsbereich.
- Nicht-Berücksichtigung des zu erwartenden Ausbaus der Stromerzeugung bei der Cap-Festlegung für den Emissionshandelsbereich.

Wenn der Ausbau der Stromerzeugung bei der Cap-Festsetzung vollständig antizipiert wird, dann wird das Angebot an Zertifikaten im gleichen Maße verknappt, wie sich die Nachfrage nach Zertifikaten als Folge der Emissionsminderung durch Strom aus Erneuerbaren Energien vermindert. Bei einem solchen perfekt abgestimmten Einsatz der unterschiedlichen Instrumente würde ein CO₂-Preiseffekt des EEG vollständig vermieden. Der Emissionshandel würde dann die Emissionsminderung, die durch Strom aus Erneuerbaren Energien erreicht wird, nicht konterkarieren.⁶⁶

Wenn hingegen der zu erwartende Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht bei der Cap-Festlegung berücksichtigt wird, dann bewirkt die Emissionsminderung durch Erneuerbare Energien in einem geschlossenen Emissionshandelsbereich letztlich CO₂-Preissenkungen statt CO₂-Mengensenkungen. In diesem Fall wäre das Zusammenspiel zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem

⁶⁵ HWWI 2009, RWI 2009, Spiegel: Sinn Ifo-Inst. 2008, Cicero 12/2008, Kronberger Kreis 2009.

⁶⁶ Die durch Strom aus Erneuerbaren Energien erreichte Emissionsminderung kann dann dem gelungenen Zusammenspiel von EEG und Emissionshandel zugerechnet werden. Eine Zurechnung der Wirkung allein auf ein Instrument – EEG oder Emissionshandel – hängt von der Vergleichssituation ab und wäre insofern willkürlich. Bei der Beurteilung von Maßnahmenbündeln sind solche Zurechnungen ohnehin nicht von Belang.

Emissionshandel erheblich gestört.⁶⁷ In einem offenen Emissionshandelssystem, in dem aufgrund flexibler Mechanismen wie Clean Development Mechanism (CDM) eine Anrechnung von Gutschriften möglich ist, wären solche Preiseffekte zwar geringer, der CO₂-Mengensenkung stünde dann bei unverändertem Cap aber eine Verdrängung von CDM-Projekten gegenüber, so dass auch in diesem Fall das Zusammenspiel zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel erheblich gestört wäre (Diekmann, Horn 2008).

Hinsichtlich der bisherigen Cap-Festlegungen sind die Handelsperioden zu unterscheiden. Für die 2008 begonnene zweite Handelsperiode kann argumentiert werden, dass insbesondere nach der Reduzierung der Emissionsberechtigungen seitens der EU-Kommission die Zielsetzung des EEG mit berücksichtigt wurde (Kemfert, Diekmann 2009). In der ersten Periode 2005 bis 2007 war der Emissionshandel hingegen - weitgehend unabhängig von der Interaktion mit der Förderung Erneuerbarer Energien - aufgrund zu großzügiger Zuteilungsmengen der Mitgliedstaaten nur sehr beschränkt wirksam; 2007 war der Zertifikatsmarkt nahezu völlig eingebrochen und konnte auf dem Spotmarkt (auch wegen der fehlenden Banking-Möglichkeit) kein Knappheitssignal für CO₂ mehr generieren.

Für die dritte Handelsperiode ab 2013 gelten hingegen neue Regeln, nach denen ein EU-weites Cap gilt, das unter Berücksichtigung des Ziels für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa festgelegt worden ist. Die Gefahr unerwünschter Interaktionseffekte ist dadurch wesentlich verringert worden.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass die Förderung Erneuerbarer Energien und der Emissionshandel nicht im Widerspruch zueinander stehen. Ein gutes Zusammenspiel zwischen den Instrumenten setzt aber voraus, dass der geförderte Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien möglichst gut bei der Festlegung der Emissionsobergrenze für den Emissionshandelsbereich antizipiert wird (vgl. Diekmann, Horn 2008; Walz 2005; Kemfert, Diekmann 2009).

⁶⁷ Diese Überlegungen gelten nicht nur für die Förderung Erneuerbarer Energien, sondern für sämtliche Maßnahmen der Energie- und Umweltpolitik, die indirekte Emissionsminderungen im Emissionshandelsbereich bewirken. Die Ursache möglicher Probleme liegt darin, dass im Emissionshandelsbereich Mengenvorgaben gemacht werden.

5.4.2 Umwelteffekte in der Zusammenschau – Internalisierung in anderen Analysebereichen

Durch die Einführung des Emissionshandelssystem (ETS) sind bestimmte Anlagenbetreiber der Energiewirtschaft und der Industrie verpflichtet, für ihre Emissionen eine entsprechende Anzahl an Emissionsberechtigungen abzugeben. Dadurch bekommen CO₂-Emissionen einen Preis, und die externen Kosten von Klimaschäden werden somit zumindest teilweise internalisiert.

In der Differenzkostenberechnung im Strombereich finden die Kosten für die Zertifikatspreise Eingang in die Kostenkalkulation. Im Wärmebereich sind bei Wärme aus Fernwärmenetzen die Kosten für Zertifikatspreise ebenfalls mit eingerechnet. Bei einer Gesamtbilanzierung der negativen (Kosten) und positiven (Umwelt-) Effekte des EE-Ausbaus dürfen jedoch die Klima-Schäden durch fossile Energien nicht zweimal berücksichtigt werden – als Kosten bei den Erzeugungskosten und als vermiedene Schadenskosten. Aus diesem Grund sind in den vorliegenden Berechnungen zu vermiedenen Umweltschäden die Zertifikatspreise bei der Strom- und Wärmeerzeugung – sofern sie dort eine Rolle bei der Preisbildung spielen – zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass in den Bereichen, in denen eine Teilinternalisierung der Umweltschäden über die Zertifikatspreise stattfindet, die angesetzten Schadenskosten um den Zertifikatspreis vermindert werden müssen. Dies gilt für den Strombereich sowie für die Fernwärme⁶⁸.

5.5 Fazit/Beurteilung des bisherigen Ansatzes

Die vermiedenen Umweltschäden stellen die bedeutendste Nutzenkategorie des Ausbaus Erneuerbarer Energien dar.

Zur Berechnung der vermiedenen Umweltschäden durch Erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich wird auf die Kostenansätze für Luftschadstoffe aus NEEDS, auf den Grenzschaadenskostenansatz von 70 €/CO₂ aus Krewitt et al. (2006)⁶⁹ und auf die in der Emissionsbilanz des UBA (2009) zusammengestellten Emissions- und Substitutionsfaktoren zurückgegriffen.

⁶⁸ sofern Fernwärme aus fossilen Energien substituiert wird und die Fernwärme aus Anlagen stammt, die dem Emissionshandelssystem unterliegen.

⁶⁹ Ableitung der anderen THG-Schadenskosten mit Hilfe von Treibhausgaspotenzialen („global warming potential“).

Mit insgesamt 7,7 Mrd. € (2007) bzw. 8,0 Mrd. € (2008) weisen sie ein großes Nutzenpotential auf, wobei die vermiedenen THG-Emissionen einen dominierenden positiven Beitrag liefern, während Luftschadstoffe ein teils negatives Vorzeichen ausweisen, jedoch in der Summe positiv sind. Die hier berechneten vermiedenen Umweltschäden weichen aufgrund der umfangreichen Berücksichtigung verschiedener THG und der Schadenskostenansätze für Luftschadstoffe aus NEEDS von den bisher berechneten vermiedenen Umweltschäden für Deutschland ab.⁷⁰

Die geschätzten Kostenansätze für Treibhausgasemissionen sind aufgrund der Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen und Modellierungsansätzen mit Unsicherheiten behaftet. Im Rahmen dieser Studie beschränkt sich die Analyse auf die Betrachtung zweier Kostenansätze – Schadenskosten oder Vermeidungskosten - sowie auf die Auswahl möglichst plausibler und realistischer Modellparameter. Für den direkten Vergleich von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien soll vorläufig der bisherige Schadenskostensatz von 70 €/t CO₂ beibehalten werden, bis weitere Arbeiten zur Klärung der offenen methodischen Unsicherheiten und breiten Validierung der Modellergebnisse (FUND) erfolgt sind und von einem beständigen Schätzwert ausgegangen werden kann. Hinsichtlich einer Gesamtbilanzierung der Kosten- und Nutzenwirkungen sind folgende Aspekte zu beachten:

- Vermiedene Umweltschäden können bei der Bilanzierung von Kosten und Nutzen nur dann vollständig als Nutzen Erneuerbarer Energien verbucht werden, wenn bei der Berechnung der Differenzkosten keine CO₂-Zertifikatskosten eingerechnet sind (die als Internalisierung von externen Kosten zu betrachten sind). Soweit sie dort jedoch eingerechnet sind, müssen sie von den vermiedenen Umweltschäden abgezogen werden.
- Die Förderung von EE-Strom durch das EEG ist im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel uneingeschränkt wirksam, wenn der künftige Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Festlegung der Cap-Höhe richtig antizipiert wird. Bei einer unvollständigen Antizipation der EEG-Wirkungen kann hingegen ein Teil der Emissionsverminderung im Emissionshandelsbereich verloren gehen. Deswegen ist auch künftig (auf nationaler und europäischer Ebene) ein integrativer Ansatz in der Klimaschutzpolitik erforderlich.

⁷⁰ Z. B. BMU (2009).

5.6 Literatur/Referenzen

- Anthoff, D.; Tol, R.S.J.; Yohe, G.W., 2009: Risk aversion, time preference, and the social cost of carbon, in *Environmental Research Letters*, 4, 024002(2009), www.stacks.iop.org/ERL/4/024002, download July 2009.
- BMU 2008a: Erneuerbare Energien in Zahlen, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stand Juni 2008.
- BMU 2008b: Erneuerbare Energien in Zahlen, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stand Dezember 2008.
- BMU 2009: Nutzen durch Erneuerbare Energien im Jahr 2008: Vermiedene fossile Energieimporte und externe Kosten, bearbeitet von B. Wenzel, IfnE, Juni 2009.
- BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juni 2009.
- BMU-EE-Erfahrungsbericht 2007: BMU, BMELV, BMWi, Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energie-Gesetz, Nov. 2007.
- Cicero 12/2008, Die Energie-Lüge, Ch. B. Blankart, Ch. Böhringer, T. Breyer, W. Buchholz, T. Requate, Ch. M. Schmidt, C. Ch. v. Weizsäcker, J. Weinmann.
- Coase, R. H. 1969: The Problem of Social Cost, in: *Journal of Law and Economics*. Vol. 3 (1960), S. 1–44 (www.sfu.ca/~allen/CoaseJLE1960.pdf).
- Diekmann, J.; Horn, M., 2008: Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes, Studie im Rahmen der BMU Forschungsvorhabens „Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht“, Februar 2008.
- DIW, DLR, ZSW, IZES, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Forschungsvorhaben des BMU, Februar 2008.
- Downing, E.T.; Anthoff, D.; Butterfield, R.; Ceronsky, M.; Grubb, M., Guo, J. Hepburn, C., Hope, C. Hunt, A., Li, A., Markandya, A., Moss, S., Nyong, A., Tol, R., Watkiss, P., 2005: Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty. Final project report, Stockholm Environment Institute, Oxford, Nov. 2005.
- Econinvent 2008: Datenbank des Schweizer Zentrums für Ökoinventare v2.0, St. Gallen.

- EcoSenseLE – a simplified online version of the EcoSense model, 2006, http://ecoweb.ier.uni-stuttgart.de/ecosense_web/ecosensele_web/frame.php, available in May 2009.
- ECX 2009: European Climate Exchange, Prices for ICE ECX EUA and CER Future contracts, <http://www.ecx.eu/Market-data-snapshot>, download June 2009.
- ExternE 1995: European Commission 1995: ExternE Externalities of Energy, Vol 1-6, 1995, EC Luxemburg EUR 16520 -5.
- ExternE 1999: European Commission 1999: ExternE – Externalities of Energy, Vol. 7-10, EC Luxemburg EUR 19083, 18836, 18887, 18528.
- Friedrich, R. 2008: Note on the choice of values of marginal external cost of greenhouse gas emissions. EU NEEDS Working Paper, July 15, 2008.
- Friedrich, R. 2009: Anmerkungen zur Berechnung externer Kosten in der Studie: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“, Workshop zu Kosten-Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Berlin, 12. Und 13. Nov. 2009.
- Frondel, M., Grösche, P., Tauchmann H., Vance, C., 2008: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2005. Forschungsprojekt N 15-06 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2008.
- GEMIS, Öko-Institut 2008: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Version 4.5 Beta.
- González del Rio, P. 2007: The interaction between emissions trading and renewable electricity support schemes. An overview of the literature, in Mitig Adapt Strat Glob Change (2007) 12, pp 1363-1390.
- HWWI, Die Deutschen Ausbauziele für Erneuerbare Energien – eine Effizienzanalyse, Paper 1-27 des WHHI-Kompetenzbereichs Wirtschaftliche Trends, Hamburgisches WeltWirtschafts Institut, August 2009.
- Jungbluth, N., 2007: Econinvent Report No 17, Life Cycle Inventories of Bioenergy – Data v2.0, Dez. 2007.
- Kemfert, C.; Diekmann, J., 2009: Förderung Erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides, in DIW Berlin Wochenbericht Nr. 11/2009, 76. Jahrgang, pp 169-174, 11/03/2009.

-
- Klobasa, M.; Ragwitz, M. 2005: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz Erneuerbarer Energien. Bericht für AGEE-Stat, im Auftrag des ZSW, Fraunhofer ISI, Januar 2005.
- Klobasa, M.; Sensfuß F.; Ragwitz, M. 2009: Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz Erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007. Bericht für AGEE-Stat im Auftrag des ZSW, Fraunhofer ISI, Februar 2009.
- Krewitt, W. 2008: Die heimlichen (,externen,) Kosten der Stromerzeugung – Umweltschäden in Euro und Cent, Studium Generale, Universität Freiburg, 11. Juni 2008.
- Krewitt, W.; Schlomann, B., 2006: "Externe Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern" April 2006, im Auftrag des BMU.
- Kronberger Kreis, Studie Nr. 49 - Für einen wirksamen Klimaschutz, Herausgeber: Stiftung Marktwirtschaft, download 12/2009:
<http://www.stiftung-marktwirtschaft.de/wirtschaft/publikationen/kronberger-kreis-studien/detailansicht/bid/70/nr/nr-49-fuer-einen-wirksamen-klimaschutz.html>, Berlin 2009.
- Kuik, O.; Brander, L.; Nikitina, N.; Navrud, S.; Magnussen, K.; Fall, H., 2007: Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (CASES), Deliverable D 3.2.: Report on the monetary valuation of energy related impacts on land use changes, acidification, eutrophication, visual intrusion and climate change, (<http://www.needs-project.org/>), July 2007.
- Marheineke, T. 2002: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und erneuerbarer Stromerzeugungstechniken, Forschungsbericht Band 87, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung, Universität Stuttgart, 2002.

NEEDS New Energy Externality Developments for Sustainability (04/09), Integrated Project, DG Research EC, 6th Framework Programme, Mai 2004 bis 2009, http://www.needs-project.org/index.php?option=com_content&task=view&id=42&Itemid=66; download im Juni 2009:

1. *Enhancements in energy externalities*: RS 1a LCA of new energy technologies: External costs from emerging electricity generation technologies; RS 1b New and improved methods to estimate the external costs of energy conversion: Report on marginal external damage cost inventory of greenhouse gas emissions; Report on marginal external costs inventory of greenhouse gas emissions/Report on the analysis on average and marginal avoidance costs of greenhouse gas emissions; RS 1c Externalities associated to the extraction and transport of energy; RS 1d Extension of the geographical coverage of the current knowledge of energy externalities.
2. *Report on marginal external costs inventory of greenhouse gas emissions/Report on the analysis on average and marginal avoidance costs of greenhouse gas emissions*, 2006, Technical Paper 5.4/5.5, RS 1b, September 2006
3. *Development of long term strategies*: RS 2a Modelling internalisation strategies, including scenario building; RS 2b Energy Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives;
4. *Input to policy making & dissemination*: RS 3a Transferability and generalisation; RS 3b Dissemination/communication

Nitsch J.; Krewitt, W.; Nast, M., Viebahn, P.; Gärtner, S., Pehnt, M. et al. 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004.

Pointcarbon 2009: historic data for EUA, <http://www.pointcarbon.com>, download Juli 2009.

RWI, Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, Endbericht des Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, September 2009.

Spiegel Online, 10.10.2008, Ifo-Chef Sinn wettert gegen Ökosteuer und Windkraft, Interview mit H.-W. Sinn, von G. Traufetter.

Stern, N. H. 2006: Stern Review: The Economics of Climate Change, Executive summary, pre-publication edition 2006: http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm, download July 2009.

- Struschka, M. et al. 2008: Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung, Endbericht Forschungsvorhaben des UBA, Stuttgart 2008.
- UBA (Umweltbundesamt) 2007: Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten, April 2007.
- UBA (Umweltbundesamt) 2009: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz Erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. Dessau-Roßlau, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45411/>, Oktober 2009.
- VDE, Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr – lassen sich die Vorgaben im Stromsektor erreichen? Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Juni 2009.
- Walz, R. 2005: Interaktion des EU-Emissionshandels mit dem Erneuerbaren Energien Gesetz, in Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005) 4, pp 261-270, 2005.
- WirtschaftsWoche 27.10.2008, „Antizyklisch investiert“, Interview mit O. Edenhofer.
- ZSE 2008: Zentrales System Emissionen, 2008, UBA-Datenbank zur Unterstützung der Emissionsberichterstattung, Submission 2008, Febr. 2008.

6 Preis- und Verteilungswirkungen

Bei einer Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien sind neben den damit einhergehenden Mittelallokationen auch die Verteilungsaspekte mit zu berücksichtigen. Zu diesen zählen steuerliche Verteilungseffekte, Preiseffekte am Strommarkt oder besondere Regelungen, die unterschiedliche Akteursgruppen begünstigen sowie öffentliche und private Fördermittel.

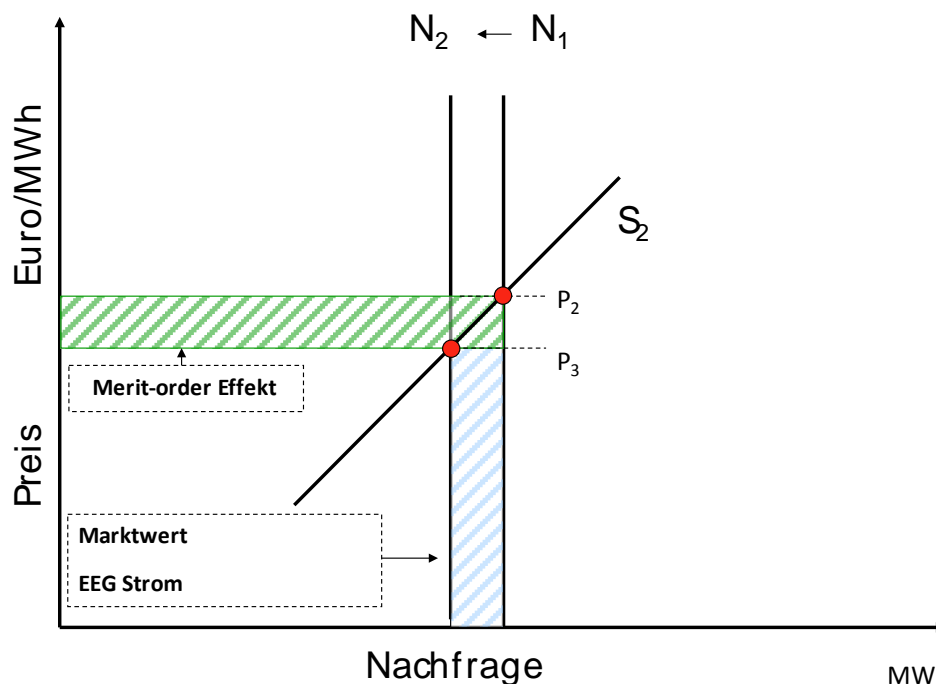
6.1 Merit-Order-Effekt

6.1.1 Grundlagen des Merit-Order-Effektes

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat Auswirkungen auf die Strompreise. Nach den Regelungen des EEG besteht für Strom aus EEG-Anlagen eine Abnahmeverpflichtung für die Netzbetreiber. Somit wird dieser Strom in jedem Fall priorisiert zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Vereinfachend kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei unveränderter Angebotskurve als Absenkung der Stromnachfrage an der Börse abgebildet werden.⁷¹ In Abbildung 6-1 wird die Angebotskurve (Merit-Order-Kurve⁷²) als Gerade dargestellt. So lange sie eine positive Steigung hat, führt die durch Erneuerbare Energien reduzierte Nachfrage nach konventionellem Strom zu geringeren Preisen. Da der hier skizzierte Effekt die Marktpreise entlang der Merit-Order-Kurve verschiebt, wird er im Folgenden wie in vorangegangenen Analysen als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Sensfuß, Ragwitz 2007; Sensfuß et al. 2008). Es handelt sich um einen Preis- und Verteilungseffekt, der die Einnahmen der Erzeuger reduziert und die Kosten für Stromlieferanten bzw. -verbraucher senkt. Dieser Effekt wird hier als einzelner Effekt betrachtet. Zusätzliche Kostenpositionen für die Endkunden wie die Kosten der EEG Umlage werden an dieser Stelle nicht betrachtet, sondern im Rahmen der Gesamtbilanzierung einbezogen. Die tatsächliche Verteilung des Effektes hängt jedoch u.a. zentral von der Wettbewerbssituation auf den Endkundenmärkten für Strom ab.

71 Der Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt auch unabhängig von der spezifischen Förderung durch das EEG einen Preiseffekt auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Aufgrund geringer Grenzkosten kommen z.B. Windkraftanlagen prioritär zum Einsatz. Die Effekte können als Verschiebung der Angebotskurve analysiert werden.

72 Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren (kurzfristigen) Grenzkosten.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 6-1: Merit-Order-Effekt der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Da Stromnachfrage und Stromangebot auf stündlicher Basis variieren, ist eine Abschätzung des Wertes des Merit-Order-Effektes deutlich komplexer als die Abschätzung des eigentlichen Marktwertes. Die Herausforderung bei der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ist, dass Marktpreise von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Zu diesen Faktoren gehören u. a. Kraftwerksausfälle, Stromnachfrage, Brennstoffpreise und die Preise für CO_2 -Zertifikate. Die Konsequenz ist, dass es mit einem statistischen Ansatz nur sehr schwer möglich ist, die Auswirkungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien von den anderen genannten Einflussfaktoren zu isolieren. Die Bestimmung des Merit-Order-Effektes setzt voraus, dass die Marktpreise für den Fall eines Stromsystems ohne Erneuerbare Energien dargestellt werden können. Da dieser Fall in den realen Marktdaten nicht abgebildet werden kann, wird ein Computermodell benötigt, um die Strompreise für den Fall eines Stromversorgungsystems ohne Erneuerbare Energien zu simulieren. Aus diesem Grund wird für die folgende Analyse die detaillierte agentenbasierte Strommarktsimulationsplattform PowerACE verwendet, die in der Lage ist, Marktpreise an der Strombörse zu simulieren.

6.1.2 Modellbeschreibung

Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure („Agenten“) des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber, die Regierung und Marktbetreiber. Einige Akteure, wie z. B. Energieversorger, werden aufgrund ihrer Komplexität mit verschiedenen Agenten modelliert, die wichtige Funktionen des Unternehmens wie z. B. Kraftwerkseinsatzplanung und Stromhandel abbilden. Die derzeitige Version des PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse, verschiedene Regelenergiemärkte und einen Markt für CO₂-Emissionsrechte. Da das zentrale Ziel dieses Berichts die Analyse der Auswirkungen von erneuerbarem Strom auf die Marktpreise der Strombörse ist, werden Veränderungen auf anderen Märkten in diesem Zusammenhang nicht betrachtet.⁷³ Einen Überblick über die wichtigsten Module und Agenten innerhalb des angewendeten Modells gibt Abbildung 6-2. Die Simulationsplattform kann in vier Module eingeteilt werden: Märkte, Stromnachfrage, Stromangebot aus konventionellen Energien und Stromangebot aus Erneuerbaren Energien.

Die realistische Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die zugrunde gelegten Daten. Aus diesem Grund ist die Bereitstellung realistischer Daten zum zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie Daten zum Kraftwerkspark in Deutschland ein zentraler Bestandteil der Modellentwicklung. Die grundlegenden Entscheidungen der Agenten basieren auf diesen fundamentalen Daten. Zur Bereitstellung eines adäquaten Datensatzes wird die PowerACE-Plattform über Soft-Links an verschiedene Datenbanken und Modelle gekoppelt. Das ISI-Lastmodell und das LEAP-Modell stellen wichtige Daten zum stundenscharfen Lastgang der Nachfrage und zur langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage bereit. Da die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Zentrum dieser Analyse steht, kommt der Bereitstellung adäquater Lastprofile der Einspeisung von Erneuerbaren Energien besondere Bedeutung zu. Das ISI-PV-Modell (Sensfuß 2003) und das ISI-Wind-Modell (Sensfuß et al. 2003; Klobasa, Ragwitz 2005) erzeugen Lastganglinien der Photovoltaik und der Windenergie auf Basis umfangreicher meteorologischer Daten und Annahmen über die regionale Verteilung der Anlagen. Das PERSEUS-Modell (Möst et al. 2005) wird benutzt, um die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks bereitzustellen. Weiterhin liefert dieses Modell Lastprofile für den deutschen Stromexport und -import. Weitere Informationen zu den Fördersätzen für die einzelnen Erneuerbaren Energien und zur

⁷³ Dabei wird auch der mögliche Einfluss des EEG auf die Höhe der CO₂-Zertifikatspreise und indirekt auf die Strompreise hier nicht berücksichtigt.

Prognose kauft und verkauft der Netzbetreiber Strommengen zu Erstellung des Monatsbandes (E.ON 2005). Diese Aufgabe wird in PowerACE vom Netzbetreiber-Händleragenten abgebildet. Um die Komplexität der ausgeführten Analyse zu verringern, wird der Prognosefehler für die Einspeisung Erneuerbarer Energien auf allen Zeitskalen auf Null gesetzt. Die Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern sind in Kapitel 4 dargestellt.

6.1.3 Modellkalibrierung

Die Bereitstellung adäquater Fundamentaldaten ist die zentrale Basis für die zu analysierenden Simulationsläufe. Hierbei stehen vor allem folgende Daten im Vordergrund:

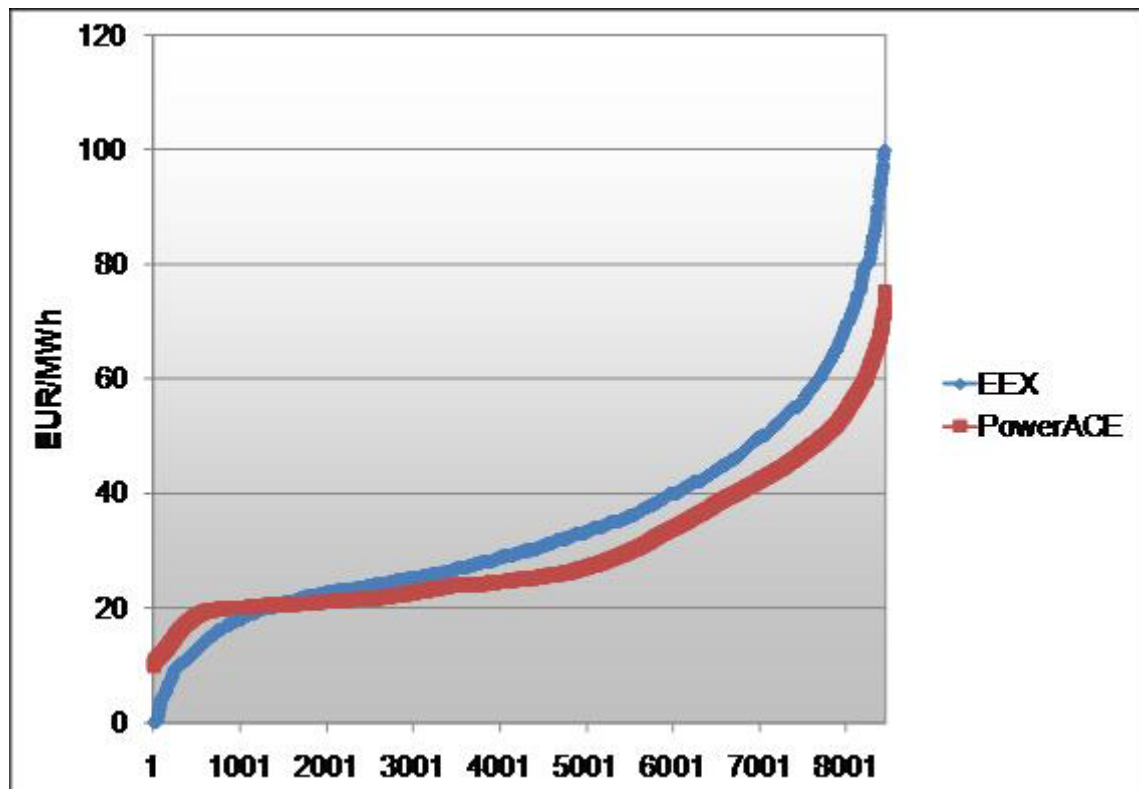
1. Der Kraftwerkspark,
2. eine stundenscharfe Lastkurve der Stromnachfrage,
3. eine stundenscharfe Lastkurve der EEG-Einspeisung.

Für die Simulation der Jahre 2007 und 2008 wird für die Daten der Nachfragelast das veröffentlichte Profil der UCTE verwendet. Die Einspeisung der Windenergie basiert auf den veröffentlichten Daten der Übertragungsnetzbetreiber. Im Bereich der weiteren Erneuerbaren Energien wird auf eigene Modellrechnungen zur Generierung eines Lastprofils zurückgegriffen. Für das Jahr 2008 liegen für die Exporte und Importe veröffentlichte Zeitreihen vor (ETSO). Für das Jahr 2007 muss hier auf standardisierte Profile zurückgegriffen werden.

6.1.3.1 Kalibrierung für das Jahr 2007

In einer Reihe von Kalibrierungssimulationen werden die Modellergebnisse mit den Marktpreisen der EEX für das Jahr 2007 verglichen, um die Verlässlichkeit des Modells zu bestimmen. In einer ersten Basisrechnung erfolgt die Gebotserstellung für Kraftwerke ausschließlich auf Basis variabler Kosten unter Berücksichtigung von An- und Abfahrkosten. Ein Vergleich der sortierten Marktpreise ist in Abbildung 6-3 dargestellt.

Zusätzlich zur rein grafischen Auswertung werden die Zeitreihen im Hinblick auf die wichtigsten statistischen Parameter verglichen. Aufgrund der besseren statistischen Auswertbarkeit werden im Rahmen des Vergleiches Stunden mit Marktpreisen oberhalb von 140 €/MWh nicht berücksichtigt.



Quelle: Eigene Berechnungen, EEX

Abbildung 6-3: Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, variable Kosten) mit Marktpreisen (EEX 2007), nach Stunden, €/MWh sortiert

Tabelle 6-1: Parameter zur Modellqualität (variable Kosten) für 2007

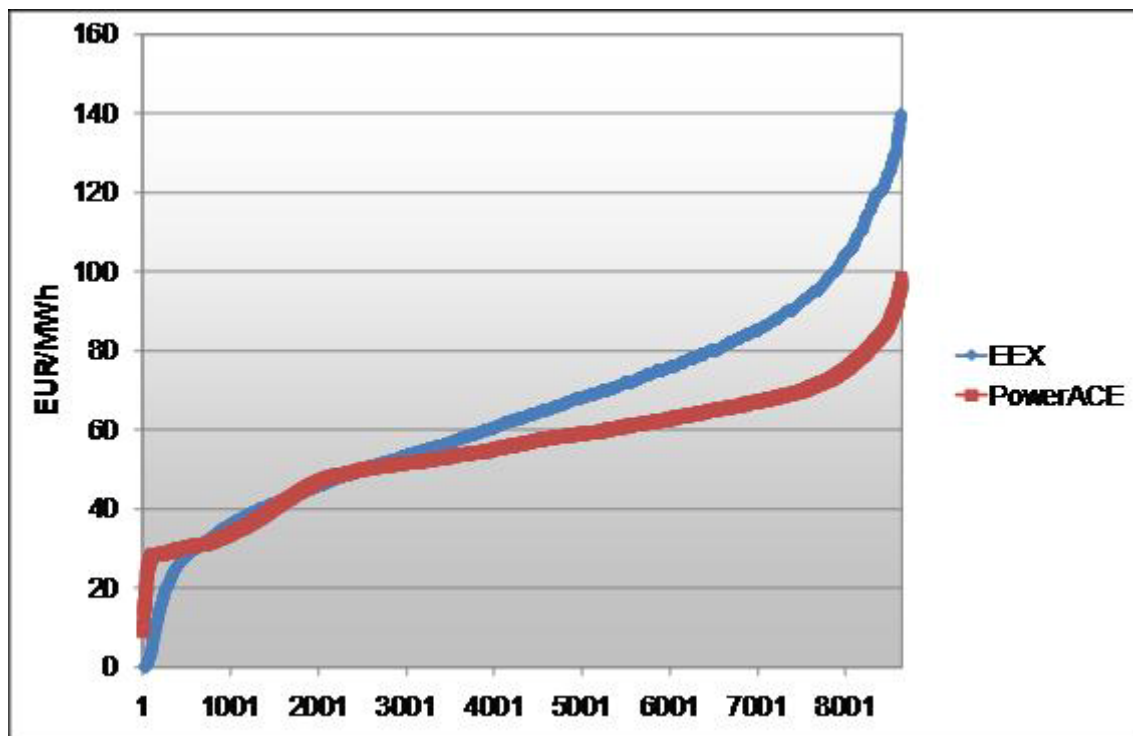
	EEX (Filter 140)	PowerACE (Filter 140)
Ø-Preis(€/MWh)	34,08	29,83
Min-Preis(€/MWh)	0	9,73
Max-Preis(€/MWh)	100	75,20
Standardabweichung (€/MWh)	17,42	12,05
Pearson-Korrelation	0,64	

Ein erster Vergleich zwischen den Zeitreihen der stündlichen Marktpreise auf der deutschen Strombörse für das Jahr 2007 und dem Mittelwert aus 50 PowerACE-Simulationläufen zeigt eine Pearson Korrelation von 0,64 und eine Unterschätzung des Marktpreises. Das simulierte Preisniveau liegt um 4,25 €/MWh bzw. 12,5 % unterhalb des Marktpreises. Auch die Standardabweichung als Maß für die Volatilität in der Simulation ist deutlich niedriger als in der Realität. Insgesamt zeigt der grafische Vergleich

jedoch, dass die Abbildung des Strommarktes auf Basis der variablen Kosten und Anfahrkosten eine relativ gute Annäherung an die realen Marktpreise bietet. Die etwas schlechtere Korrelation im Vergleich zum Jahr 2008 kann durch die schlechtere Datenbasis im Bereich der Exporte und Importe bedingt sein.

6.1.3.2 Kalibrierung für das Jahr 2008

In einer Reihe von Kalibrierungssimulationen werden die simulierten Marktergebnisse mit den Marktpreisen der EEX für das Jahr 2008 verglichen, um die Verlässlichkeit des Modells zu bestimmen. In einer ersten Basisrechnung erfolgt die Gebotserstellung für Kraftwerke ausschließlich auf Basis variabler Kosten unter Berücksichtigung von An- und Abfahrkosten. Die Ergebnisse des Vergleichs der realen EEX-Preise mit den Modellergebnissen finden sich in Abbildung 6-4. Aufgrund der besseren statistischen Auswertbarkeit werden im Rahmen des Vergleiches Stunden mit Marktpreisen oberhalb von 140 €/MWh nicht berücksichtigt.



Quelle: Eigene Berechnungen, EEX

Abbildung 6-4: Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, variable Kosten) mit Marktpreisen (EEX 2008), nach Stunden, €/MWh sortiert,

Ein erster Vergleich zwischen den Zeitreihen der stündlichen Marktpreise auf der deutschen Strombörse für das Jahr 2008 und dem Mittelwert aus 50 PowerACE-Simulationsläufen zeigt eine Pearson Korrelation von 0,68 und eine erhebliche Unter-

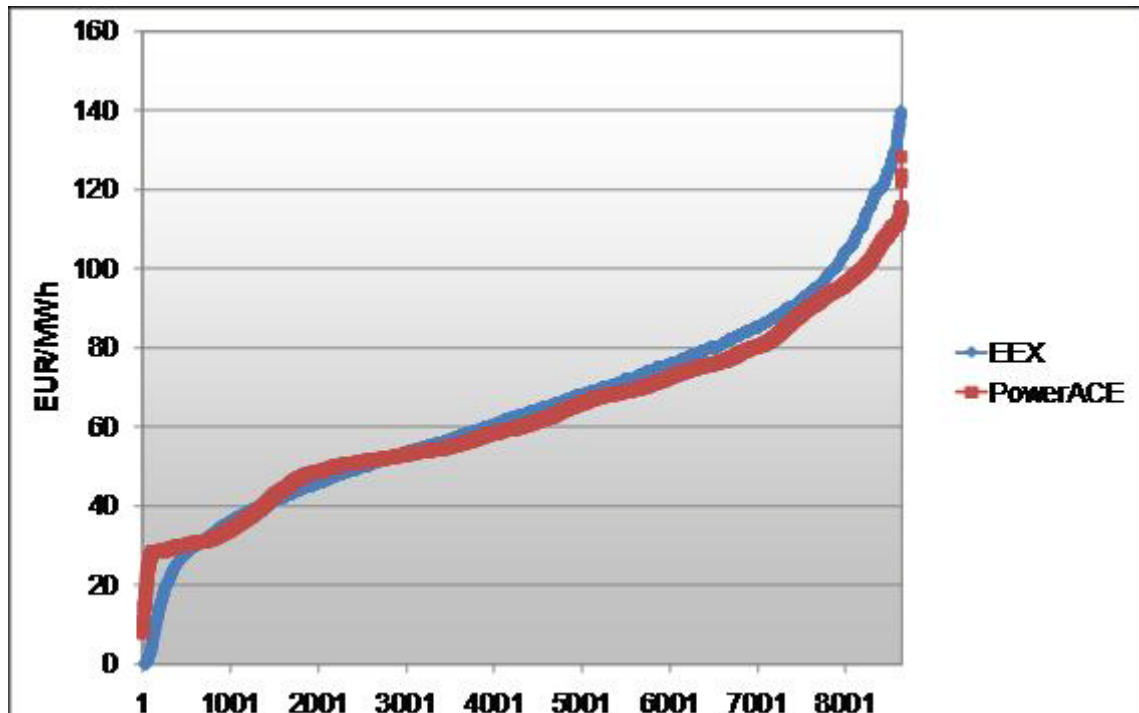
schätzung des Marktpreises. Das simulierte Preisniveau liegt um fast 9 €/MWh bzw. 13,9 % unterhalb des Marktpreises. Auch die Standardabweichung ist als Maß für die Volatilität in der Simulation deutlich niedriger als in der Realität. Insgesamt zeigt sich, dass die Preisbildung anhand variabler Kosten nur begrenzt geeignet ist, die Preisbildung auf dem Strommarkt im Jahr 2008 richtig zu erfassen.

Tabelle 6-2: Parameter zur Modellqualität (variable Kosten) für 2008

	EEX (Filter 140)	PowerACE (Filter 140)
Ø-Preis(€/MWh)	64,37	55,4
Min-Preis(€/MWh)	-101,52	8,78
Max-Preis(€/MWh)	139,97	98,46
Standardabweichung	25,61	14,51
Pearson-Korrelation	0,681	

In einem weiteren Ansatz wird aus diesem Grund eine veränderte Preisbildung für die Gebote entwickelt und analysiert. Übersteigt das Verhältnis von Nachfrage zu verfügbarer Leistung einen bestimmten Schwellenwert, werden die Gebote für die einzelnen Kraftwerke auf Vollkosten basiert. Somit werden sowohl fixe Betriebskosten als auch die Kapitalkosten⁷⁴ von jüngeren Kraftwerken auf die Gebotspreise umgelegt. Bei der Berechnung des Aufschlages auf die variablen Kosten werden die erwarteten jährlichen Deckungsbeiträge aus dem Kraftwerksbetrieb anhand einer Preisprognose auf Basis von variablen Kosten berücksichtigt und vom Aufschlag abgezogen. In der sortierten Preiskurve zeigt sich eine deutlich verbesserte Übereinstimmung mit den Preisen der EEX. Die Korrelation steigt auf einen Wert von 0.70. Das durchschnittliche Preisniveau liegt insgesamt in der Simulation 1,92 €/MWh bzw. 2,9 % unterhalb des realen Marktpreises. Durch die verwendeten Preisaufschläge steigt auch die Volatilität der simulierten Marktpreise deutlich an. Die Standardabweichung ist hier mit 20,90 €/MWh aber noch niedriger als auf der EEX 2008. Eine Übersicht zu den zentralen Kenndaten des Szenariovergleichs findet sich in Tabelle 6-3.

⁷⁴ Betriebswirtschaftliche Betrachtung: Zinssatz 14%, Laufzeit 20 bzw. 15 Jahre für Gasturbinen.



Quelle: Eigene Berechnungen, EEX

Abbildung 6-5: Vergleich der Modellergebnisse (PowerACE, z.T. inkl. Fixkosten) mit Marktpreisen (EEX 2008), nach Stunden, €/MWh sortiert,

Tabelle 6-3: Parameter zur Modellqualität (modifizierte Preisbildung) für 2008

	EEX (Filter 140)	PowerACE (Filter 140)
Ø-Preis(€/MWh)	64,37	62,45
Min-Preis(€/MWh)	-101,52	7,64
Max-Preis(€/MWh)	139,97	128,32
Standardabweichung	25,61	20,90
Pearson-Korrelation	0,704	

6.1.3.3 Bewertung der Kalibrierung

Die Korrelation zeigt, dass die zugrunde liegenden Datensätze der Stromnachfrage, der Erneuerbaren Energien und der Kraftwerksparks eine ausreichende Basis für die Analyse der Marktentwicklungen liefern. Da für die Analysen dieser Studie angenommen wird, dass der gesamte Strombedarf an der Börse gedeckt wird, kann es nicht Ziel des Modells sein, alle extremen Preisentwicklungen abzubilden. Aus diesem Grund wird auf die Integration erweiterter Bietstrategien oder lernender Agenten verzichtet,

die auch extreme Preisentwicklungen generieren können. Neben der Unterschätzung der Spitzenpreise können zwei weitere Phänomene beobachtet werden: Zum einen zeigt sich, dass in einigen wenigen Stunden der Preis unter den simulierten Erzeugungskosten aus PowerACE liegt. Eine mögliche Erklärung für diesen Effekt könnte sein, dass einige Marktteilnehmer die Marktentwicklung falsch eingeschätzt haben. Eine andere mögliche Ursache ist, dass einige Kraftwerksbetreiber aus strategischen oder technischen Gründen eine Abschaltung vermeiden wollten. Ein zweites Phänomen ist die Tatsache, dass vom Modell die Volatilität des Marktes am Wochenende unterschätzt wird. Dieser Aspekt bedarf einer weiteren Untersuchung zur Verbesserung des Modells. Mögliche Ursachen könnten in geringer Liquidität des Marktes am Wochenende oder in zusätzlichen Kraftwerksstilllegungen z. B. zu Wartungszwecken am Wochenende liegen. Dies würde zu einer Verknappung der Kapazitäten und damit auch zu volatileren Preisen führen.

Weitere Ursachen für die verbleibenden Unterschiede könnten aus dem Bereich von Prognosefehlern der einzelnen Marktteilnehmer und Sondereinflüssen wie z. B. Streiks im In- und Ausland kommen. Eine weitere Ursache könnte im Interpolationsalgorithmus der geschlossenen Auktion der EEX liegen, der zu Preisen unterhalb der Erzeugungskosten führen kann, wenn einige Kraftwerke wie z. B. Kernkraftwerke zur Vermeidung einer Abschaltung zum Preis von null bieten. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass in der Realität nicht der gesamte Strombedarf über die Börse gehandelt wird. Vielmehr findet ein Großteil des Handels im OTC und Futuremarkt statt, was zu zusätzlichen Einflüssen auf die Marktpreise führen kann. Insgesamt zeigt sich an der Unterschätzung der Marktpreise durch das PowerACE-Modell, dass die Marktteilnehmer zum Teil in der Lage sind, die Marktpreise über die Grenzkosten, die in einem perfekten Markt erwartet werden, zu heben. Trotz der diskutierten Unterschiede im Bereich der extremen Preisereignisse zeigt die deutliche Korrelation zwischen PowerACE-Ergebnissen und den realen Marktdaten, dass das Modell eine gut geeignete Grundlage zur Analyse des Strommarktes liefert.

6.1.4 Verfahren zur Bestimmung der alternativen Kraftwerksleistung

Ein zentraler Diskussionspunkt im Rahmen der wissenschaftlichen Analyse des Merit-Order-Effektes ist die Frage, inwiefern der Ausbau Erneuerbarer Energien eine Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks und damit eine Verschiebung der Merit-Order-Kurve bewirkt, die dem Merit-Order-Effekt entgegenwirkt. Die Analyse dieses Einflusses erfordert eine Bestimmung des alternativen Kraftwerksparks im fiktiven Vergleichsfall ohne Ausbau Erneuerbarer Energien. Im Rahmen dieser Diskussion haben Wissen et al. darauf hingewiesen, dass möglicherweise durch den Ausbau Erneuer-

erbarer Energien Kraftwerke früher stillgelegt werden bzw. einige Neubauten von Kraftwerken entfallen (Wissen, Nicolosi 2007). Die Autoren führen in ihrem Bericht die stillgelegte Kraftwerksleistung für die Jahre 2001-2005 an. In einer vorangegangenen Analyse wurden die Auswirkungen einer teilweise durch Erneuerbare Energien ausgelösten Kraftwerksstilllegung auf die Höhe des Merit-Order-Effektes analysiert. Ein zentrales Problem in diesem Zusammenhang ist die Tatsache, dass die Ursachen für die Stilllegung von Kraftwerken sehr vielseitig sein können und somit ein direkter Wirkungszusammenhang kaum nachzuweisen ist. Dieses Problem wird durch den im Laufe der Jahre weiter fortgesetzten Ausbau Erneuerbarer Energien und die z.T. altersbedingt steigende Zahl von Kraftwerksstilllegungen verschärft. Somit muss für die weitere Berechnung des Merit-Order-Effektes ein Verfahren gefunden werden, wie mit vertretbarem Aufwand der konventionelle Kraftwerkspark, wie er ohne Erneuerbare Energien gewesen wäre, bestimmt werden kann.

In Bezug auf den Neubau von Kraftwerken kann mit hoher Sicherheit angenommen werden, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien bis zum Jahre 2006 nicht den Ausbau konventioneller Kraftwerksleistung reduziert hat. Der Grund ist, dass der Zeitraum nach der Liberalisierung des Strommarktes ohnehin durch Überkapazitäten und daraus folgenden Stilllegungen gekennzeichnet war. Ein zweiter Aspekt ist die Tatsache, dass die Marktpreise auf dem Strommarkt bis zum Jahr 2004 keine finanziellen Anreize für einen Kraftwerksneubau gesetzt haben. Selbst unter Berücksichtigung der Preiswirkung der Erneuerbaren Energien ändert sich diese Einschätzung nicht. Erst in den Jahren ab 2005 hat sich am Markt ein Preisniveau gebildet, das auch Kraftwerksneubauten wirtschaftliche Perspektiven eröffnet. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Planung und Bau von Kraftwerken sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren erstrecken, kann angenommen werden, dass bis zum Jahr 2006 kein Kraftwerksneubau durch Erneuerbare Energien verdrängt wurde. Diese Einschätzung wird auch von verschiedenen Wissenschaftlern geteilt (Diekmann et al. 2007). Für den Zeitraum nach 2006 kann diese Annahme hingegen nicht mehr verlässlich getroffen werden. Aus diesem Grund wird hier ein Verfahren zur Bestimmung des alternativen Kraftwerksparkes für den fiktiven Vergleichsfall einer Stromversorgung ohne EEG Strom benötigt.

Als vereinfachtes Verfahren wird im Rahmen dieser Untersuchung folgende Lösung vorgeschlagen: Die zusätzlich benötigte installierte Leistung im Szenario ohne EEG-Strom wird bestimmt, indem man die Differenz der maximal benötigten konventionellen Kraftwerksleistung für das Szenario mit und ohne EEG-Strom berechnet. Da einzelne Maximalwerte zwischen den Jahren deutlich schwanken können, wird für die Bestimmung der Leistung der Mittelwert der 10 höchsten Werte der zu deckenden (Rest)Nachfrage eines Jahres herangezogen, um die jährlichen Schwankungen etwas abzumildern. Dieses Verfahren führt in den betrachteten Jahren zu einem höheren

Leistungswert als bei alleiniger Betrachtung der maximalen Restnachfrage. Dieser Leistungswert wird durch eine durchschnittliche Kraftwerksverfügbarkeit von 98 % geteilt, um die notwendige zusätzlich installierte konventionelle Kraftwerksleistung zu bestimmen. Sie beträgt für das Jahr 2007 ca. 5600 MW und für das Jahr 2008 ca. 7000 MW. Die Analysen zur Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch das EEG zeigen (Klobasa et al. 2009), dass ein Großteil der verdrängten Stromerzeugung auf Steinkohle basiert. Für das Jahr 2007 ergibt sich ein Anteil der verdrängten Stromerzeugung durch Steinkohlekraftwerke von 72 %. Als Näherung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass ca. 75 % der zusätzlich zu installierenden Kapazität auf Steinkohlekraftwerke entfällt. Jeweils 12,5 % entfallen auf GUD und Gasturbinen auf Erdgasbasis.

Tabelle 6-4: Zusätzlich installierte Leistung für das Szenario ohne EEG

	2007	2008
	MW	MW
Ermittelter Leistungsbedarf	5600	7000
Steinkohle	4200	5250
GUD (Gas)	700	875
GT (Gas)	700	875

Als Wirkungsgrad werden für die Steinkohlekraftwerke 46 %, GUD 58 % und für die Gasturbinen 40 % angesetzt. Durch die hohe Effizienz und die Annahme, dass die gesamte fehlende Leistung durch Neubauten gedeckt wird, fällt der Merit-Order Effekt deutlich niedriger aus als in einer gemischten Betrachtung von Neubauten und älteren Kraftwerken mit verlängerter Lebensdauer.

6.1.5 Berechnung des Merit-Order-Effektes

Für die Berechnung des Merit-Order-Effektes werden die Strompreise für die Jahre 2007 und 2008 jeweils mit und ohne EEG-Stromerzeugung simuliert. Die Wasserkraft wird bei den Berechnungen nicht gesondert berücksichtigt, da ihr Ausbau schon vor Einführung des EEG weit vorangeschritten war. Im Unterschied zu früheren Berechnungen werden für die Jahre 2007 und 2008 die im vorherigen Abschnitt beschriebenen zusätzlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Fall ohne EEG-Strom unterstellt. Diese Vorgehensweise führt zu einem niedrigeren Merit-Order-Effekt und kann vor dem Hintergrund der Diskussion über die Anreize und Zeiträume für den Bau von neuen Kraftwerken als konservative Schätzung des Merit-Order Effektes eingestuft werden (d. h. der Effekt dürfte damit eher unterschätzt werden). Die Ergebnisse sind in

Tabelle 6-5 dargestellt. Zum Vergleich ist dort auch das Ergebnis der Berechnungen für das Jahr 2006 ergänzt.

Tabelle 6-5: Entwicklung des Merit-Order-Effektes

	Simulierte EEG-Stromerzeugung TWh	Merit-Order-Effekt a) Mrd. €	Merit-Order-Effekt b) Mrd. €	Absenkung des Phelix Day Base ⁷⁵ a) €/MWh	Absenkung des Phelix Day Base b) €/MWh
2006	52,2	4,98	-	-	-
2007	62,5	3,71	-	5,82	-
2008	69,3	3,58	4,04	5,83	6,69

a) Preisbildung auf Basis von Grenzkosten

b) Modifizierte Preisbildung, z.T. auf Vollkostenbasis

Unter Berücksichtigung des unterstellten Kraftwerkszubaus im Szenario ohne EEG-Strom sinkt der Merit-Order-Effekt im Jahr 2007 auf 3,71 Mrd. €. Im Jahr 2008 sinkt der Effekt in der Rechnung auf Basis der variablen Kosten weiterhin leicht auf 3,58 Mrd. €. In der alternativen Rechnung mit Geboten z.T. auf Basis der Vollkosten steigt der Effekt auf ca. 4 Mrd. € an. Insgesamt bleibt der Effekt in allen berechneten Varianten auf einem hohen Niveau.

6.1.6 Kritische Diskussion und Literaturvergleich

Generell sind zwei Vorgehensweisen zur Bestimmung des Merit-Order-Effektes denkbar. Eine Möglichkeit ist die statistische Analyse von Zeitreihen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Börsenpreisen. Eine Studie, die sich speziell auf die Einspeisung der Windenergie konzentriert (Neubarth et al. 2006), wählt diesen Ansatz. Die Autoren können zeigen, dass Tage mit hoher Windenergieeinspeisung niedrigere durchschnittliche Strompreise auf dem Spotmarkt aufweisen. Für das Jahr 2006 kommt eine weitere Studie (Weigt 2009) zu einem ähnlichen Ergebnis. Bei einer reinen Betrachtung der Windenergie ergibt sich eine Preisreduktion von 6,3 €/MWh. Dieser Wert ist durchaus vergleichbar mit dem in früheren Untersuchungen ausgewiesenen Wert von 7,8 €/MWh für den gesamten EEG-Strom im Jahr 2006. (Sensfuß, Ragwitz 2007). Bode und Groscurth weisen in einem vereinfachten Strommarktmodell für eine Stromerzeugung von 36,7 TWh einen Preiseffekt von 2,4 €/MWh aus. Im internationalen

⁷⁵ Phelix Day Base ist der ungewichtete Mittelwert aller stündlichen Preise. Die Absenkung der durchschnittlichen Preise der Strombeschaffung ist höher, da hier die Peak-Stunden mehr Gewicht erhalten.

Raum weisen weitere Studien für Dänemark und Spanien Preiseffekte in einer ähnlichen Größenordnung aus (Morthorst 2007; Miera et al. 2008).

Im Rahmen eines weiteren Gutachtens werden verschiedene Aspekte zur Bestimmung des Merit-Order-Effektes kritisch diskutiert (Erdmann 2008). Erdmann beziffert in seinem Gutachten den Merit-order-Effekt auf lediglich 490 Millionen €. Dieses deutlich unterschiedliche Ergebnis basiert auf fundamental unterschiedlichen Annahmen. Hierzu gehören insbesondere drei zentrale Thesen, welche im Folgenden kurz diskutiert werden.

Die erste These ist, dass für die Bestimmung des Merit-Order Effektes nur das tatsächlich gehandelte Day-Ahead-Handelsvolumen an der EEX angesetzt werden dürfe. In diesem Zusammenhang wird unter anderem auf die niedrige Korrelation zwischen Day-Ahead-Markt und Future-Preisen hingewiesen, die insbesondere für die Beschaffung der Vertriebe relevant sind. Diese Argumentation ist jedoch nur wenig nachvollziehbar, da die niedrige Korrelation zwischen Day-Ahead- und Future-Preisen nicht entscheidend für die Höhe des Merit-Order-Effektes ist. Entscheidend ist nicht, ob der aktuelle Day-Ahead Preis auch den aktuellen Preis für das Year-ahead Future absenkt, sondern ob sich der Merit-Order-Effekt in der *mittleren* Preiserwartung für die Zukunft widerspiegelt. Angesichts der deutlichen Höhe des Merit-Order-Effektes würde eine Nichtbeachtung dieses Effektes bei der Preisbildung auf den Future-Märkten zu erheblichen Arbitragemöglichkeiten zwischen beiden Märkten führen. Insofern kann die These, dass die Future-Preise nicht vom Merit-Order-Effekt beeinflusst werden, als relativ unwahrscheinlich gelten. Im Rahmen des derzeitigen Wälzungssystems sei zudem darauf verwiesen, dass die EEG-Bandlieferung die Nachfrage auf den Futuremärkten reduziert. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Strombörse für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes des gesamten Kraftwerksparkes Signalwirkung hat. Eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, die sich nicht an den Erzeugungskosten orientiert, würde zu erheblichen Ineffizienzen führen. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint für die Bestimmung der Höhe des Verteilungseffektes letztlich doch der gesamte Stromverbrauch die adäquate Größe zu sein.

Eine zweite These besagt, dass der Merit-Order-Effekt dadurch reduziert wird, dass die notwendige Reservevorhaltung für Windenergie dem Spotmarkt Liquidität entzieht (Erdmann 2008). Diese These ist insofern kritisch zu hinterfragen, als in den letzten Jahren die Nachfrage nach Primär-, Sekundär- und Minutenreserve nicht angestiegen ist. Tatsächlich wird die Windenergie für die Ermittlung der Reserveleistung bisher nicht berücksichtigt, da die Fluktuation der Windenergie meist in längeren Zeiträumen auftritt als die Aktivierungszeiträume der drei genannten Systemdienstleistungen. Die vorgehaltenen Windreserven dienen letztlich nur als Liquiditätsreserve für den Intraday-

Markt. Aufgrund der längeren Anfahrzeiten kann auch davon ausgegangen werden, dass die Windreserve auch durch Spitzenlastkraftwerke erbracht werden kann, die meist nicht zur direkten Deckung der Nachfrage benötigt werden. Dieser Effekt ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

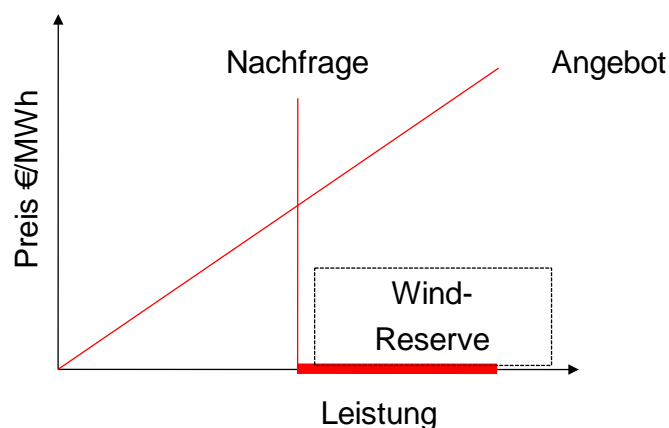


Abbildung 6-6: Bereitstellung der Windreserve durch häufig nicht benötigte Kraftwerke

Wie in Abbildung 6-6 dargestellt, würde die Windreserve nur in ganz seltenen Fällen zum Zeitpunkt der maximalen Systemlast der Strombörse Liquidität entziehen, d.h. wenn die Nachfragekurve sich in den als "Wind-Reserve" gekennzeichneten Bereich bewegt. Durch den angedachten Wegfall der Präqualifikation der Windreserve wird diesen Überlegungen zusätzlich Rechnung getragen. Insgesamt kann also der Liquiditätsentzug der Windenergie, der durch Reservevorhaltung entsteht, vernachlässigt werden.

Die dritte These betrifft die zeitliche Entwicklung der Höhe des Merit-Order-Effektes im Rahmen einer längerfristigen Betrachtung bis zu den Jahren 2020 und 2030 (Erdmann 2008). Die Bestimmung dieses langfristigen Effektes ist nicht der zentrale Inhalt dieses Berichtes. Letztlich ist jedoch die zentrale Frage in diesem Zusammenhang, wie die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparkes für ein Szenario ohne den Ausbau Erneuerbarer Energien ermittelt werden kann. Im Rahmen dieses Berichtes wird ein Verfahren vorgeschlagen, das zumindest mittelfristig einen gangbaren Weg darstellt. Eine weitere Möglichkeit zur methodischen Vorgehensweise wäre die Verwendung von Ausbauplanungsmodellen. In diesem Fall gilt jedoch auch, dass eine solche Rechnung mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Insgesamt lässt sich für die längerfristige Berechnung des Merit-Order-Effektes feststellen, dass mit längerer Zeitperspektive die Unsicherheit des Merit-Order-Effektes zunimmt und die Höhe des Effektes durch An-

passungsreaktionen im Kraftwerkspark abnimmt. So fallen die Berechnungen für das Jahr 2008 bereits etwas niedriger aus als die Berechnungen für das Jahr 2006, für das noch keine Anpassung des Kraftwerksparkes berücksichtigt werden musste.

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen dieses Gutachtens nicht berücksichtigt werden konnte, ist der Effekt der EEG-Stromerzeugung auf die Exporte und Importe von Strom. Im Falle eines Szenarios ohne EEG-Strom könnten sich andere Handelsprofile für den internationalen Stromaustausch ergeben, die für eine veränderte Verteilung des Effektes zwischen den europäischen Akteuren führen können. Es ist nicht auszuschließen, dass mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien die Stromlieferungen an das Ausland zunehmen oder die Strombezüge aus dem Ausland sinken und sich dadurch der Merit-Order-Effekt vermindert. Hierzu liegen allerdings noch keine belastbaren Untersuchungen vor.⁷⁶ Die Berücksichtigung dieses Aspektes ist letztlich nur mit einem hoch aufgelösten europäischen Modell möglich. An dieser Entwicklung wird intensiv gearbeitet und es kann erwartet werden, dass in den nächsten Jahren hier neue wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen werden können.

6.1.7 Fazit

Der Merit-Order-Effekt beschreibt einen Preis- und Verteilungseffekt, der durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien ausgelöst wird. Durch sinkende Großhandelspreise werden die Einnahmen der Stromerzeuger zu Gunsten der Stromlieferanten bzw. -verbraucher abgesenkt. Neben den eigenen Berechnungen mit dem PowerACE Modell bestätigen verschiedene Studien, dass der Effekt eine signifikante Größenordnung erreicht. Im Rahmen der Bearbeitung dieses Projektes wird ein Verfahren vorgeschlagen, wie die Entwicklung eines alternativen Kraftwerksparkes für den Fall einer Entwicklung ohne EEG-Strom berücksichtigt werden kann. Es zeigt sich, dass der Merit-Order-Effekt auch in diesem Fall im Jahr 2008 eine Größenordnung von 3,6 bis 4,0 Mrd. €⁷⁷ erreicht. Die Absenkung des ungewichteten Marktpreises liegt im Bereich von ca. 5.8 €/MWh-6.7 MWh. Ein weiteres interessantes Ergebnis ist, dass im Jahr 2008 die Höhe des Merit-Order-Effekts bei Bietverhalten der Kraftwerksbetreiber z.T. nach Vollkosten gegenüber der Rechnung mit Bietverhalten allein nach variablen Kosten um ca. 400 Millionen € höher ausfällt. Die Frage, wie hoch die einzelnen Endkunden von diesem Effekt profitieren, hängt letztlich von der Wettbewerbssituation auf diesem Markt ab.

⁷⁶ In diesem Zusammenhang wäre auch zu berücksichtigen, dass EE auch in anderen Ländern ausgebaut werden.

⁷⁷ Für diesen Wert wird angenommen, dass die Preisbildung für die gesamte Stromerzeugung auf Basis von variablen Kosten bzw. dem einem modifizierten Bietverfahren unter Integration der Vollkosten stattfindet.

Verbleibende Unsicherheiten im Rahmen der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ergeben sich im Wesentlichen aus dem bisher nicht abbildbaren Einfluss der zunehmenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf den internationalen Strom-austausch. Hierzu besteht – auch unabhängig von der Ermittlung des Merit-Order-Effektes – noch weiterer Forschungsbedarf.

6.2 Öffentliche und private Fördermittel

6.2.1 Einleitung

Die Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien wird vor allem durch das EEG mit Hilfe von Vergütungsregelungen so attraktiv gemacht, dass Anreize zu Investitionen in solche Anlagen ausgelöst werden. Zusätzlich wird der Ausbau Erneuerbarer Energien sowohl im Strom- als auch im Wärmebereich durch finanzielle Fördermittel von öffentlicher Seite (Bund, Länder, EU, Kommunen) und zum Teil auch von privater Seite (z.B. Stiftungen, Energieversorgungsunternehmen) unterstützt.⁷⁸ Große Bedeutung haben dabei Förderprogramme des Bundes wie das Marktanzreizprogramm und Kreditangebote der KfW. Darüber hinaus sind auch Ausgaben zur Forschungsförderung zu betrachten, die allerdings in der Regel nicht der gegenwärtigen Nutzung Erneuerbarer Energien zugerechnet werden können. Bei der Gesamtbilanzierung ist darauf zu achten, dass Doppelzählungen mit anderen Kostenkategorien vermieden werden.

Im Folgenden werden – soweit verfügbar - die aktuellen Daten zur Höhe und zur Struktur der Fördermittel von Bund, Ländern, EU, Kommunen und Privaten dargestellt. Anschließend wird kurz erläutert, wie Fördermittel im Rahmen einer Bilanzierung von Kosten- und Nutzenwirkungen einzuordnen sind. Die Ergebnisse werden im Fazit zusammengefasst.

6.2.2 Fördermittel des Bundes

Überblick

Mit Mitteln des Bundes werden sowohl Forschung und Entwicklung als auch die Marktentwicklung Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich durch mehrere Ressorts gefördert. Tabelle 6-6 gibt einen Überblick über diese Ausgaben 2006 bis 2008. Im Jahr 2008 ergeben sich danach Gesamtausgaben des Bundes in Höhe von 438 Mio. €. Nicht einbezogen sind dabei Steuerbegünstigungen für Biokraft- und Bioheiz-

⁷⁸ Zu aktuellen Förderprogrammen vgl. BMU/BINE (2008), BINE (2009) und BMWi (2009b).

stoffe (2007: 900 Mio. €) sowie Ausgaben des BMVBS für das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (2007: 38 Mio. €), da diese Posten im Wesentlichen verkehrsbezogen sind.

Die Angaben in der Tabelle beruhen auf einer Auswertung der Einzelpläne des Bundeshaushalts. Zur konsistenten Behandlung der Forschungsausgaben sind die Haushaltszahlen jedoch durchgängig durch die Angaben der Jahresberichte des BMU zur Forschungsförderung im Bereich Erneuerbare Energien ersetzt worden, die detailliertere Zuordnungen enthalten und auch die institutionelle Forschungsförderung umfassen. Bei den sonstigen Fördermitteln sind aktualisierte Angaben des BMU zu Ist-Zahlen berücksichtigt. Angaben zu den sonstigen Fördermitteln anderer Ressorts sind hinsichtlich des EE-Anteils teilweise geschätzt (Energieberatung, nachwachsende Rohstoffe).

Tabelle 6-6: Fördermittel des Bundes für Erneuerbare Energien (in Mio. €)

	2006	2007	2008
Forschungsmittel	128,1	131,1	161,2
Institutionelle Förderung BMBF/BMWi (HGF/FhG)	31,6	33,2	30,4
Projektförderung BMBF	4,3	5,0	14,0
Projektförderung BMWi (oberfl.nahe Geothermie)	1,6	0,5	0,0
Projektförderung BMELV (Biomasse)	10,2	12,1	19,4
Projektförderung BMU	80,4	80,3	97,4
Sonstige Fördermittel (Marktentwicklung)	201,5	184,7	277,0
BMU: Förderung von Einzelmaßnahmen EE	165,4	150,0	236,0
BMU: "100.000 Dächer-Solarstrom-Programm"	20,9	17,2	18,0
BMU/UBA: Sachverständige für EE	0,04	0,04	0,04
BMWi: Förderung der Beratung (EE-Anteil)	2,0	1,5	2,9
BMWi: Unterstützung des Exports	8,8	11,4	15,5
BMELV: Markteinführung nachwachs. Rohstoffe (Biomasse)	4,4	4,6	4,6
Insgesamt	329,6	315,8	438,2
Quellen: BMU: Jahresberichte zur Forschungsförderung im Bereich der EE; BMU: Umwelt 2/2009; BMF: Haushaltspläne des Bundes (Einzelpläne 2007-09); Berechnungen des DIW Berlin.			

Anmerkung: Ohne Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe (2007: 900 Mio.€) sowie Ausgaben des BMVBS für Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (2007: 38 Mio. €); ohne Beiträge des Bundes an den Dachfonds GEEREF.

Von den hier betrachteten gesamten Ausgaben entfällt mit 161,2 Mio. € (2008) gut ein Drittel auf die Förderung von Forschung und Entwicklung. Den größten Anteil hat dabei die Projektförderung des BMU, die sich 2008 auf 97,4 Mio. € erhöht hat. Hinzu kommen zum einen Projektfördermittel der Ministerien für Landwirtschaft (BMELV), Forschung (BMBF) und Wirtschaft (BMWi) und zum anderen Mittel der institutionellen Förderung (BMBF, BMWi).

Die sonstigen Fördermittel, die vor allem der Marktentwicklung Erneuerbarer Energien dienen, haben sich 2008 auf 277 Mio. € erhöht. Hiervon entfallen mit 236 Mio. € 85 %

auf die Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien durch das BMU. Dieser Haushaltstitel umfasst insbesondere das Marktanreizprogramm (MAP).⁷⁹

Neben der BMU-Förderung von Einzelmaßnahmen Erneuerbarer Energien gehören zu den sonstigen Fördermitteln auch Ausgaben von 18 Mio. € für das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm, mit dem der Ausbau der Photovoltaik 1999 bis 2003 gefördert wurde. Im Bereich des Umweltbundesamtes sind für Erneuerbare Energien speziell Sachverständigenausgaben von 0,04 Mio. € vorgesehen. Für die Exportförderung des BMWi standen 2008 15,5 Mio. € bereit. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Beratungsförderung des BMWi wird auf 2,9 Mio. € geschätzt. Außerdem werden Erneuerbare Energien im Rahmen der Markteinführung nachwachsender Rohstoffe durch das Landwirtschaftsministerium gefördert, diese EE-Ausgaben werden auf 4,6 Mio. € geschätzt.

Im Folgenden werden die Schwerpunkte der Bundesausgaben in den Bereichen Forschung und Marktentwicklung näher betrachtet und Darlehen der KfW berücksichtigt.

Forschung und Entwicklung

Die Entwicklung der gesamten Bundesausgaben für den Förderbereich Energieforschung und Energietechnologie wurde in der Vergangenheit stark durch nukleare Energieforschung, Kernfusionsforschung und die Beseitigung kerntechnischer Anlagen geprägt (Abbildung 6-7). Die realen Ausgaben für den gesamten Förderbereich haben sich von 1982 bis 2003 wesentlich vermindert und erst danach wieder kräftig erhöht. Sie betragen im Jahr 2007 (nominal) 795 Mio. € und sollen 2009 auf 997 Mio. € steigen.

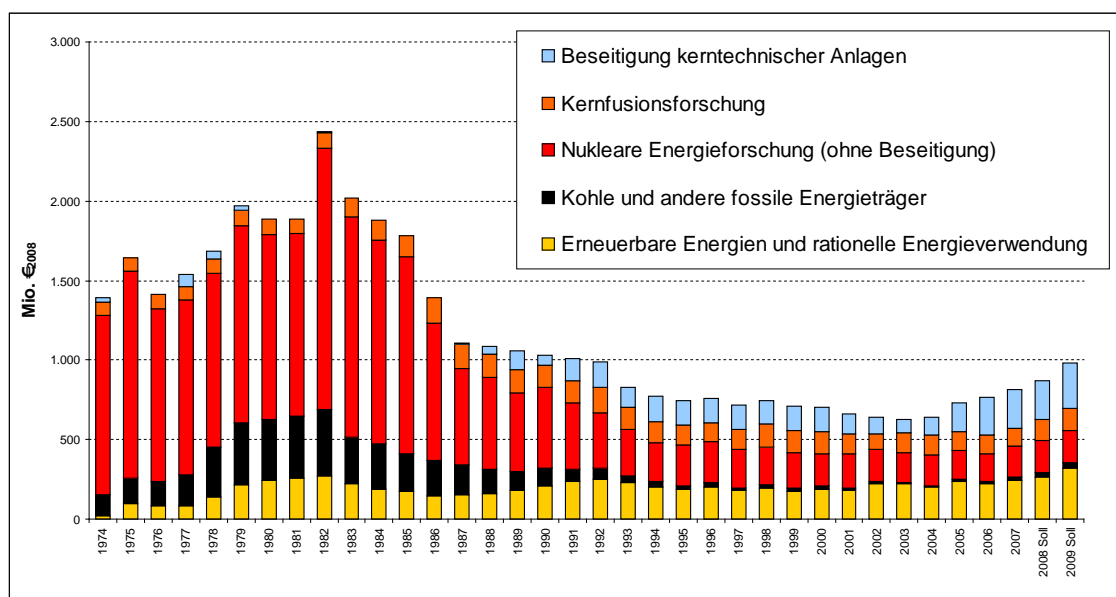
Im Jahr 2007 sind 67,2 % der Mittel in nukleare Energieforschung, Kernfusionsforschung und die Beseitigung kerntechnischer Anlagen geflossen.⁸⁰ Für Kohle und andere fossile Energieträger wurden 3,3 % der Mittel ausgegeben. Auf Erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung, die in der Forschungsstatistik des BMBF zusammen ausgewiesen werden, entfielen 29,6 %. Dieser Anteil wird sich 2009 deut-

⁷⁹ Dieses Programm ist Ende 1999 im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform, nach der auch Strom aus Erneuerbaren Energien besteuert wird, begonnen worden. Die Förderschwerpunkte wurden seitdem durch mehrere Förderrichtlinien angepasst.

⁸⁰ Die Ausgaben des BMBF für die Beseitigung kerntechnischer Anlagen (Versuchs- und Demonstrationsanlagen, die nicht weiter für Forschungszwecke benötigt werden) werden in der Forschungsstatistik nicht zu den FuE-Ausgaben i.e.S. gezählt. Zum Vergleich der Förderung der Atomenergie und Erneuerbarer Energien vgl. Diekmann, Horn (2007).

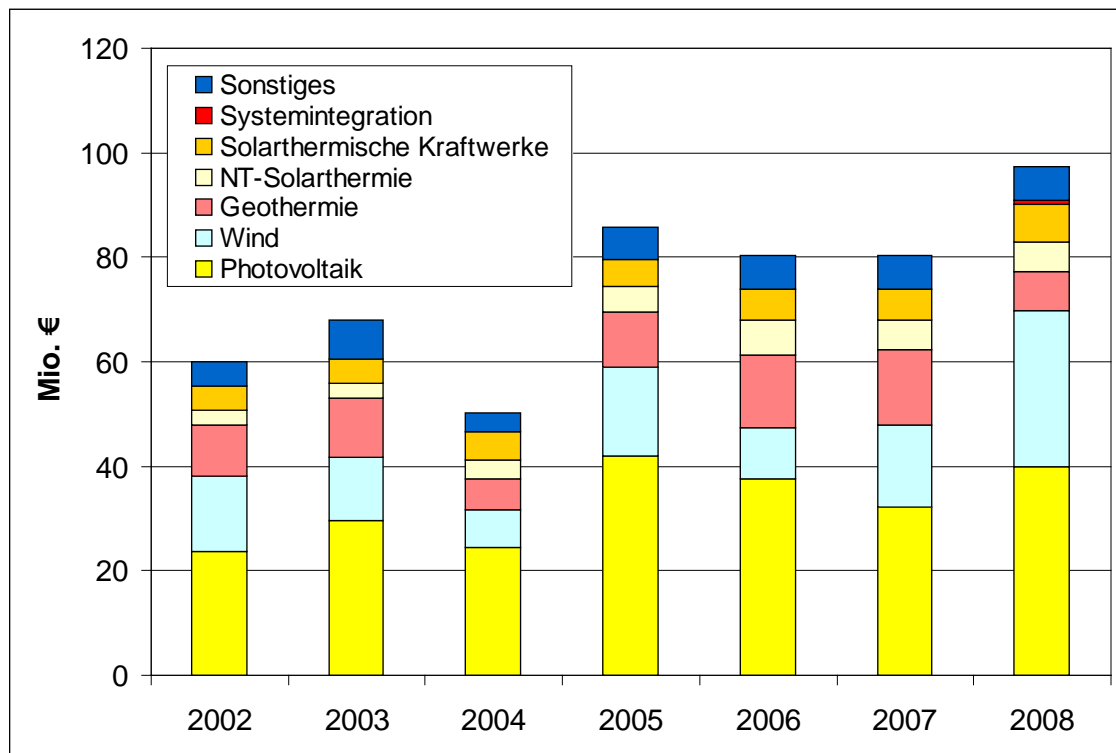
lich erhöhen. Erneuerbare Energien hatten im Jahr 2007 (mit 131,1 Mio. €) einen Anteil von 16,5 % an den gesamten Ausgaben des Förderbereichs.

Bei den Forschungsmitteln für Erneuerbare Energien handelt es sich überwiegend um Projektförderung des BMU. Diese Mittel haben sich 2008 gegenüber dem Vorjahr (80,3 Mio. €) um 21 % auf 97,4 Mio. € erhöht (Abbildung 6-8). Die größten Anteile entfallen hier auf Photovoltaik (40,0 %) und Windenergie (30,7 %). Daneben sind vor allem Geothermie, solarthermische Kraftwerke und Niedertemperatur-Solarthermie mit zusammen 20,8 % von Bedeutung.



Quellen: BMBF, Statistisches Bundesamt

Abbildung 6-7: Bundesausgaben für den Förderbereich Energieforschung und Energietechnologie 1974 bis 2009 (in Mio. €, real in Preisen von 2008)



Quelle: BMU: Innovation durch Forschung. Jahresberichte zur Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien

Abbildung 6-8: Forschungsmittel des BMU für Erneuerbare Energien 2002 bis 2008 - Mittelabfluss (in Mio. €)

Fördermittel zur Marktentwicklung

Die Fördermittel zur Marktentwicklung Erneuerbarer Energien bestehen zum größten Teil aus Mitteln für die Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien durch das BMU. Die hierfür zur Verfügung gestellten Mittel sind für das Jahr 2008 durch die Klimaschutzinitiative wesentlich auf 348,8 Mio. € aufgestockt worden (Tabelle 6-7). Davon sind 236 Mio. € abgeflossen.⁸¹ Für 2009 sind fast 400 Mio. € vorgesehen.

⁸¹ Nach aktuelleren Angaben der Bundesregierung (2009) sind 2008 hierfür insgesamt 237,1 Mio. € abgeflossen.

Tabelle 6-7: Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien durch das BMU 2006 bis 2009 (in Mio. €)

	2006	2007	2008	2009
Regulärer Ansatz	180,0	213,3	168,8	163,8
Klimaschutzinitiative			180,0	236,0
Mittelansatz gesamt	180,0	213,3	348,8	399,8
Mittelabfluss	165,4	150,0	236,0	*399,8

Quelle: BMU KI III 2, 02/2009 (Umwelt2/2009); *ft. BMU 02/2010

Aus diesem Haushaltstitel „Förderung von Einzelmaßnahmen“ werden im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) insbesondere Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit dem Schwerpunkt im Wärmemarkt sowie der Energiegewinnung aus Geothermie und Biomasse gefördert. Daneben dürfen Ausgaben für die Förderung von klimaschützenden Maßnahmen zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz und (im Jahr 2008 bis zu 18 Mio. €) für Studien über die Nutzung Erneuerbarer Energien, Sachverständige, Informationsmaterialien usw. geleistet werden.⁸²

Im MAP werden Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zum Teil durch Investitionszuschüsse (BAFA-Programmteil) und zum Teil durch zinsgünstige Darlehen sowie Tilgungszuschüsse (KfW-Programmteil) gefördert.

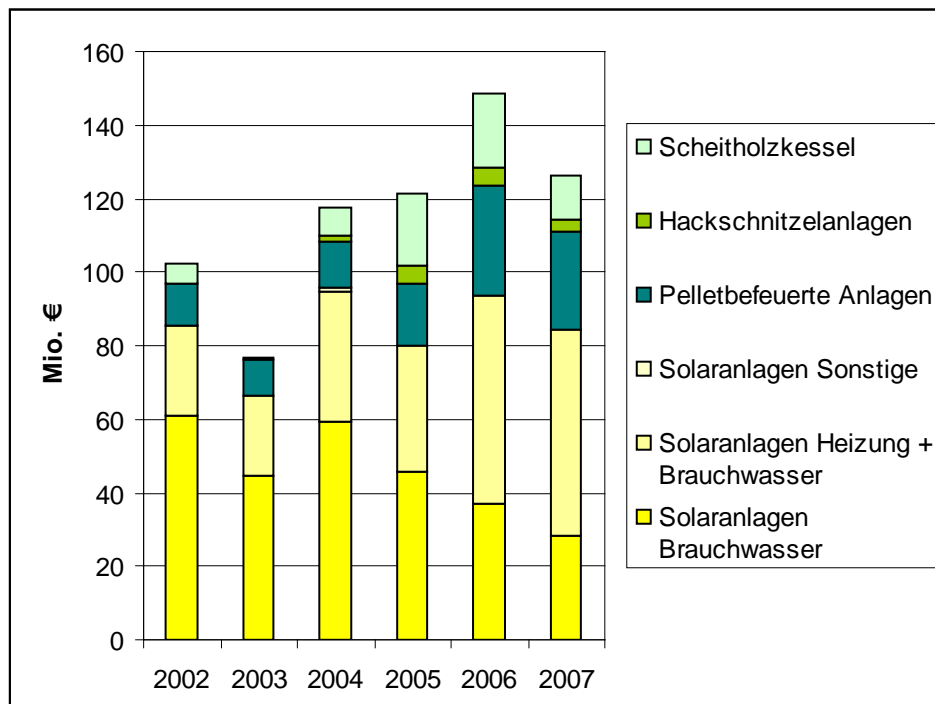
Das jährliche Fördervolumen des MAP lag in den vergangenen Jahren (abgesehen vom Jahr 2003) bis 2007 zwischen 100 und 150 Mio. € pro Jahr. Dabei dominierte die Förderung von Solaranlagen, wobei der Anteil der Förderung von Biomasseanlagen jedoch zugenommen hat (Abbildung 6-9).

Im Jahr 2008 sind im MAP für die Förderung einzelner Anlagen Mittel von insgesamt 216 Mio. € vergeben worden (Tabelle 6-8).⁸³ Davon entfällt ein großer Teil auf Investitionszuschüsse für Solaranlagen (53,4 %). Biomasseanlagen haben insgesamt einen Anteil von 22 %.

Die hierunter ebenfalls einbezogenen Tilgungszuschüsse im Programmteil der KfW betragen im Jahr 2008 11,4 Mio. €.

⁸² Aus dem Titel der BMU-Förderung von Einzelmaßnahmen können außerdem Ausgaben bis zu 5 Mio. € an die KfW für einen Fonds zur Finanzierung des Fündigkeitsrisikos geothermaler Tiefbohrungen zur Erschließung erneuerbarer Energiequellen in Deutschland geleistet werden. Darüber hinaus dürfen aus dem Titel Projektträgerkosten finanziert werden.

⁸³ Nach den vorläufigen Ergebnissen der Programmevaluation ergeben sich für 2008 MAP-Fördermittel von 221 Mio. €, vgl. DLR u.a. (2009).



Ohne Photovoltaik bzw. Wärme an Schulen und Visualisierungsmaßnahmen;
Angaben für pelletbefeuerte Anlagen 2002 und 2003 einschl. Hackschnitzelanlagen.

Quelle: Kelm, Musiol 2008

Abbildung 6-9: Fördermittel im Marktanzreizprogramm 2002 bis 2007 (in Mio. €)

Tabelle 6-8: Aufteilung der Fördermittel im Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien 2008 (in Mio. €)

	2008
Solaranlagen, Heizung + Brauchwasser	84,92
Solaranlagen, Brauchwasser	26,87
Solaranlagen, Innovationsförderung BAFA	3,39
Wärmepumpen	41,7
Scheitholzkessel	11,99
Pelletbefeuerte Anlagen	34,51
Hackschnitzelanlagen	0,86
Biomasse, Innovationsförderung BAFA	0,05
KfW, alle Anlagen	11,4
Gesamt	215,69
Quelle: BMU KI III 2, Febr. 2009	

Darlehen der KfW

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hat im Förderprogramm Erneuerbare Energien von 1999 bis 2008 Darlehen in einem Gesamtumfang von 951,2 Mio. € vergeben. In diesem Zeitraum haben sich Höhe und Struktur der Darlehen stark verändert (Abbildung 6-10).

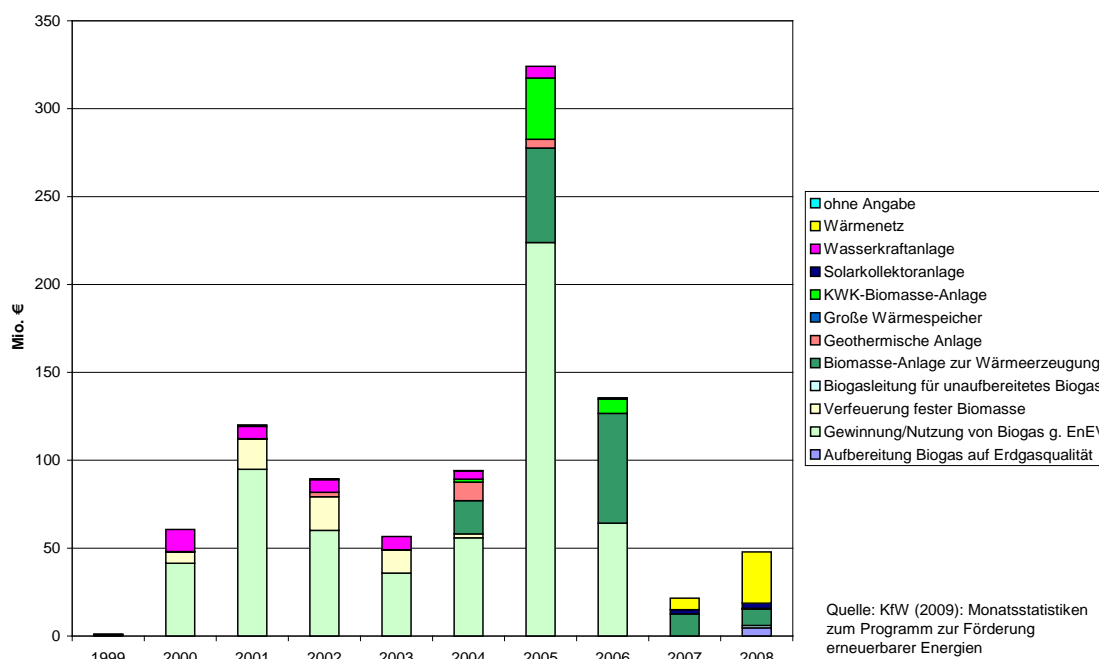


Abbildung 6-10: Darlehenszusagen der KfW im Förderprogramm Erneuerbare Energien (Premium, einschl. Vorgängerprogramm) nach Verwendungszwecken 1999 bis 2008 (in Mio. €)

Abgesehen vom Anfangsjahr 1999 wurden im Durchschnitt jährlich Darlehen von gut 100 Mio. € zugesagt. Der höchste Wert wurde im Jahr 2005 mit 324,1 Mio. € erreicht. Insgesamt entfiel der größte Teil der Darlehen (60,6 %) bisher auf Biogasanlagen. Im Jahr 2008 wurden Darlehen von 48 Mio. € zugesagt. Hieran hatten Wärmenetze (mit 60,9 %) den größten Anteil.

Außer dem Programmteil der KfW im Förderprogramm Erneuerbare Energien (MAP) werden von der KfW für Erneuerbare Energien Darlehen im Rahmen der Programme ERP-Umwelt und KfW-Umwelt vergeben. Hinzu kamen weitere Darlehen im speziellen

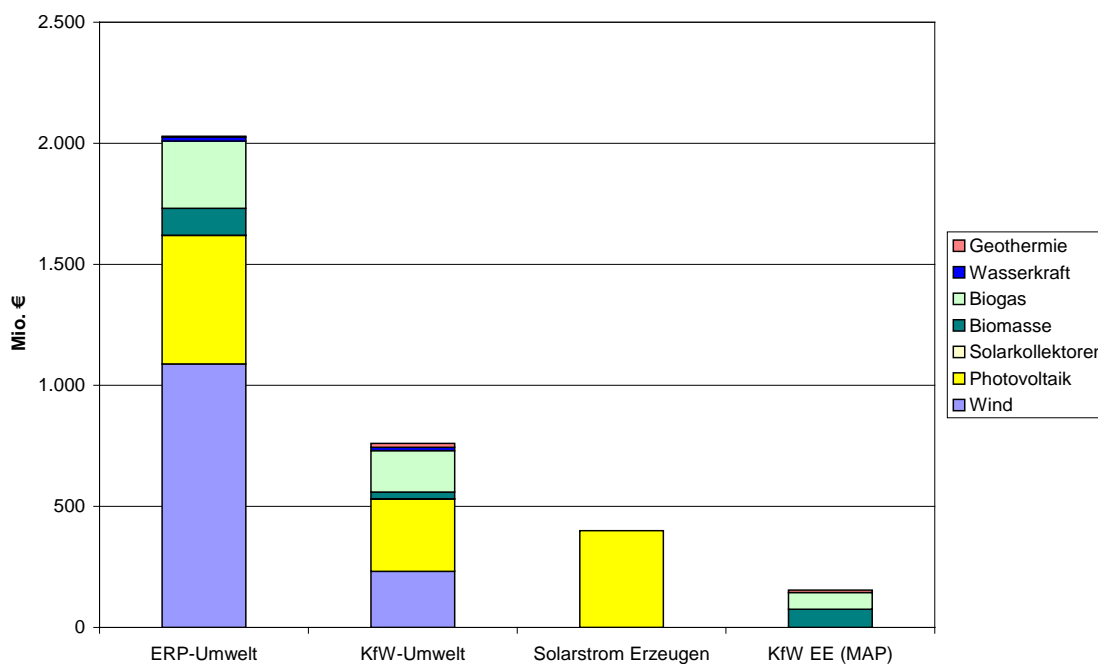
Programm Solarstrom Erzeugen⁸⁴. In der Summe aller Programme (einschl. Projekte im Ausland) hat die KfW im Jahr 2008 für Erneuerbare Energien Darlehen in Höhe von 4,178 Mrd. € zugesagt (Tabelle 6-9).

Tabelle 6-9: Darlehenszusagen für EE durch die KfW 2006 bis 2008 (in Mio. €)

	2006	2007	2008
ERP-Umwelt	2.029,2	2.297,3	1.703,3
KfW-Umwelt (Inland)	760,4	1.001,0	1.651,3
Solarstrom Erzeugen	399,4	393,3	464,4
KfW-EE (MAP)	154,4	22,3	47,9
Summe (Inland)	3.343,4	3.713,9	3.867,0
KfW-Umwelt (Ausland)	-	61,2	310,5
Gesamt	3.343,4	3.775,1	4.177,5

Quellen: Staiß (2007); ZSW (Nov. 2008); KfW Umweltmonitor 2/2009; KfW Umweltmonitor 2/2007; ZSW (Juli 2009).

Anmerkungen: Angaben für 2008 z.T. geschätzt, Angaben für Solarstrom Erzeugen und KfW-EE weichen geringfügig von Angaben der Förderstatistik der KfW (2009) ab.



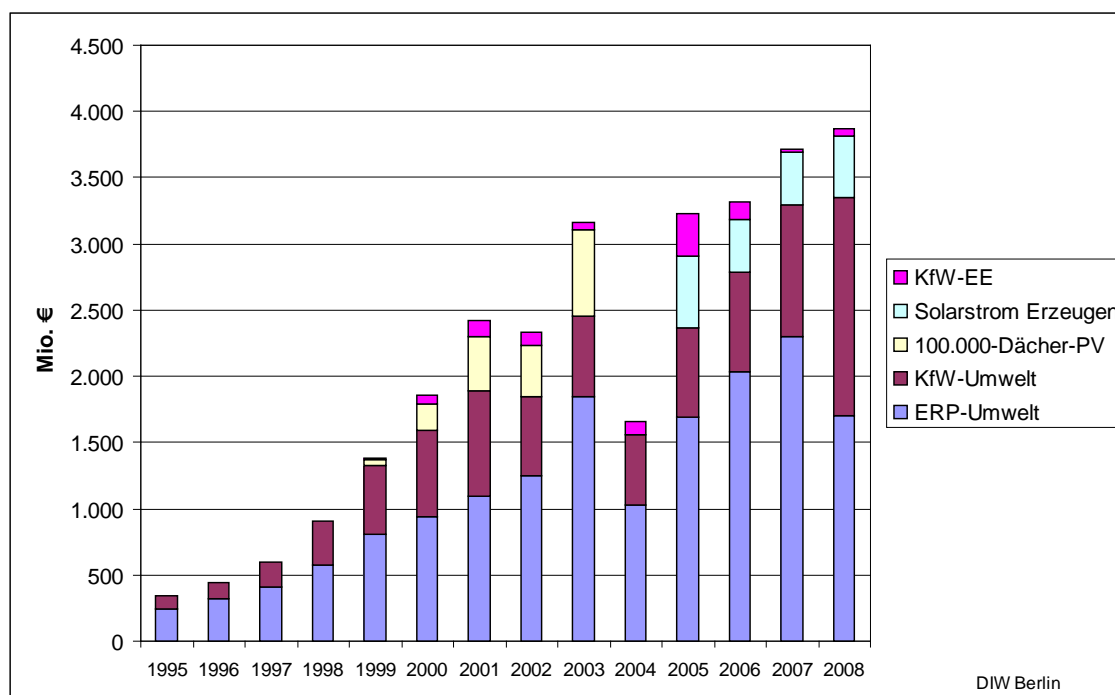
Quelle: Staiß 2007

Abbildung 6-11: Struktur der KfW-Darlehen 2006 (in Mio. €)

⁸⁴ Im KfW-Programm „Solarstrom Erzeugen“ wurden 2005 bis 2008 Kredite für kleinere Photovoltaik-Anlagen vergeben, die die Anforderungen des EEG erfüllen. Die Kreditlaufzeit beträgt bis zu 20 Jahre bei 1 bis 3 tilgungsfreien Jahren. Hiermit wurde die Förderung von Photovoltaik-Anlagen durch das EEG zusätzlich verstärkt.

Wie Tabelle 6-9 für das Jahr 2006⁸⁵ zeigt, unterscheiden sich die Strukturen der Darlehen nach Technologien zwischen den Programmen deutlich. Während im KfW-Programmteil des MAP Bioenergien dominieren, stehen bei der Förderung Erneuerbarer Energien im Rahmen von ERP-Umwelt und KfW-Umwelt Darlehen für Windenergie und Photovoltaik im Vordergrund. Das Programm Solarstrom Erzeugen hat Photovoltaikanlagen gefördert.

Die jährlichen Darlehenszusagen der KfW (bzw. der früheren Deutschen Ausgleichsbank) für Erneuerbare Energien sind in der Vergangenheit stetig gestiegen (Abbildung 6-12). Von 1995 bis 2008 sind hierfür insgesamt Darlehen in einer Höhe von rund 29 Mrd. € vergeben worden. Davon entfielen 56 % auf ERP-Umwelt, 29 % auf KfW-Umwelt (Inland), 6 % auf das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm, 6 % auf das Programm Solarstrom Erzeugen und 3 % auf den KfW-EE-Programmteil des MAP.



Quellen: Staiß 2007; KfW 2009; ZSW, Juli 2009; Berechnungen des DIW Berlin

Abbildung 6-12: Darlehenszusagen für EE durch die KfW 1995 bis 2008 (in Mio. €)

Ausgehend von der Entwicklung der Darlehenszusagen 1995 bis 2008 können die daraus folgenden Zinsvergünstigungen von KfW-Darlehen in den Jahren 2004 bis 2008 geschätzt werden. Vereinfachend wird dabei von einer Tilgung in 10 Jahren (beim 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm 2 Jahre tilgungsfrei) ausgegangen. Die Zins-

⁸⁵ Aktuellere Angaben liegen bisher in dieser Struktur nicht vor.

konditionen der einzelnen Darlehen unterscheiden sich stark nach Zusagejahr und Programmteil. Außerdem gelten in den letzten Jahren z.T. Preisklassen nach einem „risikogerechten Zinssystem“, das Bonität und Besicherung berücksichtigt.⁸⁶ Zur Abschätzung der Zinsvergünstigungen gegenüber Marktkonditionen werden hier Zinsdifferenzen von 4,5 % für das 100.000-Dächer-Programm, 2 % für das KfW-EE-Programm und 1 % für die anderen Programme angenommen. Aus diesen Ansätzen ergeben sich die in Tabelle 6-10 dargestellten Zinsvergünstigungen für den jeweiligen Restdarlehensbestand.

Tabelle 6-10: Zinsvergünstigungen von KfW-Darlehen für EE 2004 bis 2008 (in Mio. €)

	2004	2005	2006	2007	2008
100.000-Dächer-Solarstrom	71,7	65,7	56,1	46,4	36,8
KfW-EE (MAP)	6,8	12,4	13,6	12,3	11,4
ERP-Umwelt	58,6	67,0	77,4	88,7	92,2
KfW-Umwelt (Inland)	29,9	32,2	34,7	39,1	49,1
Solarstrom erzeugen	-	5,5	8,9	11,9	15,1
Summe	167,0	182,8	190,7	198,3	204,6
Quelle: Schätzungen und Berechnungen des DIW Berlin					

Die im Jahr 2008 als Förderäquivalent wirksamen Zinsvergünstigungen für Erneuerbare Energien werden danach insgesamt auf 205 Mio. € geschätzt.⁸⁷ Davon entfallen 69 % auf Darlehen für Erneuerbare Energien im Rahmen der Programme ERP-Umwelt und KfW-Umwelt (Inland).

6.2.3 Fördermittel der Bundesländer

Forschung und Entwicklung sowie die Markteinführung von Erneuerbaren Energien werden auch von den Bundesländern finanziell gefördert.⁸⁸ Die Ausgaben der Länder für Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien sind von 1999 bis 2001 von 53 Mio. € auf 23 Mio. € gefallen (Staiß 2003). Anschließend sind sie bis 2003 auf 40,8 Mio. € (Schneider 2005) gestiegen, danach aber bis 2006 erneut auf 31,3 Mio. € (Schneider 2007) gefallen (Tabelle 6-11). Mit dem größten Mittelaufwand gefördert

⁸⁶ Zu den aktuellen Zinssätzen vgl. www.kfw-foerderbank.de. Für die Abschätzung der gegenwärtigen Zinsvergünstigungen des Darlehensbestands sind allerdings die jeweiligen Konditionen in früheren Jahren relevant.

⁸⁷ Diese Zinsvergünstigungen werden nur zu einem kleinen Teil durch Bundesmittel finanziert; genauere Informationen zu den unterschiedlichen Zinsvergünstigungen liegen nicht vor.

⁸⁸ Zur Rolle der Bundesländer bei der Förderung Erneuerbarer Energien vgl. Mez u. a. (2007) und DIW, ZSW, AEE (2008).

wurde die FuE im Bereich Erneuerbarer Energien in 2006 in den Ländern Niedersachsen (9,5 Mio. €), Hessen (6 Mio. €) und Sachsen (3,6 Mio. €). In diesen Ländern diente ein erheblicher Teil dieser Mittel auch der Förderung nichtuniversitärer Forschungseinrichtungen. Überhaupt keine Ausgaben für die Forschung werden für Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesen, relativ geringe Beträge für Baden-Württemberg (0,3 Mio. €) und Rheinland-Pfalz (0,4 Mio. €). Etwa zwei Drittel der Forschungsförderung durch die Länder entfielen auf die Photovoltaik und die Biomasse.

Tabelle 6-11: Forschungsausgaben der Länder für Erneuerbare Energien 2006 und 2003 (in Mio. €)

	Photo-voltaik	Wind-energie	Biomasse	Geo-thermie	EE allg.	Gesamt 2006	Gesamt 2003
Baden-Württemberg	0,033	0,000	0,131	0,000	0,128	0,3	1,2
Bayern	0,476	0,000	1,000	0,000	0,356	1,8	7,55
Berlin	1,255	0,000	0,000	0,000	0,000	1,3	1,7
Brandenburg	0,000	0,000	0,000	0,000	0,654	0,7	0,1
Bremen	0,000	0,352	0,135	0,000	0,000	0,5	2,66
Hamburg	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	
Hessen	0,000	0,000	4,500	0,000	1,530	6,0	1,605
Mecklenburg-Vorpommern	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,55
Niedersachsen	5,508	0,884	2,422	0,015	0,665	9,5	2,2
Nordrhein-Westfalen	1,093	0,022	0,021	0,080	1,629	2,8	15,7
Rheinland-Pfalz	0,000	0,000	0,070	0,000	0,325	0,4	0,05
Saarland	0,075	0,000	0,505	0,000	0,493	1,1	0,17
Sachsen	2,554	0,112	0,854	0,066	0,000	3,6	7,02
Sachsen-Anhalt	0,238	0,000	0,430	0,004	0,000	0,7	0,07
Schleswig-Holstein	0,000	1,200	0,402	0,000	0,021	1,6	0,08
Thüringen	0,830	0,000	0,260	0,000	0,000	1,1	0,14
Summe	12,1	2,6	10,7	0,2	5,8	31,3	40,8
Projektförderung und institutionelle Förderung (ohne Grundfinanzen der Hochschulen); keine Angaben für Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; Angaben für 2003 z.T. einschl. REN (NRW).							

Quellen: Schneider 2007; Schneider 2005

Neben Forschung und Entwicklung unterstützen die Länder auch die Markteinführung Erneuerbarer Energien mit Finanzhilfen. In 2001 wurden dafür über 130 Mio. € ausgegeben. Danach sind diese Ausgaben mit der verbesserten Förderung auf Bundesebene (vor allem im Rahmen des EEG) zurückgegangen. In welchem Umfang die Bundesländer die Nutzung von Erneuerbaren Energien aktuell fördern, kann nur grob geschätzt werden. Detaillierte Analysen liegen für Baden-Württemberg (Sawillion 2008) und Brandenburg (ZAB 2008) vor⁸⁹. In 2006 gaben demnach Baden-Württemberg 3,2 Mio. € und Brandenburg 0,9 Mio. € zur Förderung Erneuerbarer Energien aus. Werden auch die Ausgaben für kleine Wasserkraftwerke in Bayern und für die Nutzung von

⁸⁹ Im Energiebericht 2006 der Hessischen Landesregierung werden die Fördermittel für einzelne erneuerbare Energietechniken dargestellt, allerdings nur kumuliert über den gesamten Förderzeitraum (teilweise bis 1992 zurück).

Biomasse in Hessen⁹⁰ berücksichtigt, so ergibt sich ein Wert von knapp 10 Mio. €, der von den Bundesländern für die Förderung Erneuerbarer Energien (ohne Forschung und Entwicklung) ausgegeben wurde. Für die übrigen Länder muss auf die Landeshaushalte zurückgegriffen werden, in denen allerdings in der Regel die Förderung Erneuerbarer Energien nicht gesondert dargestellt wird. Ausgewiesen werden dort lediglich die Mittel für Programme zur Förderung der rationellen Energiebereitstellung und –nutzung, die auch Erneuerbare Energien zum Gegenstand haben. Vor allem Nordrhein-Westfalen (22 Mio. €), Bayern (8,4 Mio. €) und Niedersachsen (3 Mio. €) fördern solche Maßnahmen mit erheblichem Mittelaufwand (Tabelle 6-12), in deutlich geringerem Umfang Hessen (ohne Biomasseförderung 1,1 Mio. €), Rheinland-Pfalz und das Saarland.

Tabelle 6-12: Fördermittel von Bundesländern für Erneuerbare Energien (ohne Forschungsausgaben) 2006 (in Mio. €)

	Programm	Soll/Ist	Betrag
Ausschließliche Förderung für Erneuerbare Energien (bzw. im Zusammenhang mit EE)			
Baden-Württemberg ¹	Klimaschutz-Plus, EE-Anteil	Ist	3,231
Bayern	Kleine Wasserkraftwerke	Soll	0,740
Brandenburg	(REN, Rationelle Energienutzung, EE-Anteil)	Ist	0,887
Hessen	Energetische u. stoffliche Nutzung von Biomasse	Ist	5,315
Teilweise Förderung Erneuerbarer Energien, EE-Anteil unbekannt			
Hessen	Marktvorbereitung von u. Informationen über REN u. EE	Ist	1,101
Bayern ²	Rationelle Energiegewinnung u. -verwendung einschl. EE	Soll	8,400
Nordrhein-Westfalen	Progress.nrw, Energieeffizienz, Energiesparen u. EE	Ist	22,038
Niedersachsen ³	Neue u. erneuerbare Energien, rationelle u. sparsame Energiv.	Ist	3,044
Rheinland-Pfalz	Effizienzoffensive Rheinland-Pfalz (EOR), Anteil EE?	Soll	0,180
Saarland	Saarländisches Zukunftsinvestitionsprogramm Plus (ZEPP)	Ist	0,012
<p>Die nicht aufgeführten ostdeutschen Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen u. Mecklenburg-Vorpommern weisen in ihren Haushaltsplänen 2006 keine entsprechenden Mittel aus, für die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg liegen keine detaillierten Haushaltspläne vor.</p> <p>¹ Einschließlich Zuschüsse an Kommunen.² In 2007 ist die REN-Förderung auf über 11 Mio. € gestiegen, die für Wasserkraftwerke auf 0,81 Mio. € gesunken. Nicht berücksichtigt sind Ausgaben in 2007 von 4,1 Mio. € unter dem Titel "Forschungsvorhaben und Gesamtkonzept Nachwachsende Rohstoffe".³ Wert für 2007.</p>			

Quellen: Haushalte der Bundesländer; Zukunftsagentur Brandenburg 2008; Sawillion 2008; Ministerium der Finanzen Saarland 2007

⁹⁰ In den Werten für Hessen ist auch die Förderung der stofflichen Nutzung von Biomasse enthalten.

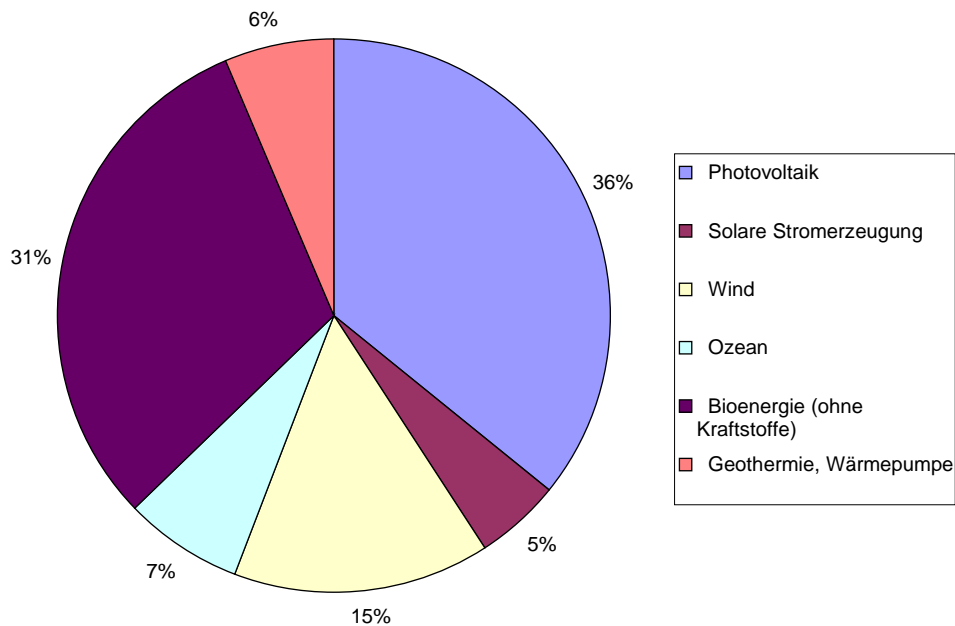
Die übrigen - in der Tabelle nicht aufgeführten – Bundesländer hatten solche Programme in 2006 nicht.⁹¹ Wird angenommen, dass etwa ein Drittel bis die Hälfte der – nicht weiter aufgeschlüsselten - Förderbeträge zugunsten der rationellen Energiebereitstellung und -nutzung auf Erneuerbare Energien entfällt, so lässt sich die gesamte Förderung der Länder zugunsten Erneuerbarer Energien (ohne FuE) auf knapp 20 bis 30 Mio. € schätzen. Darin nicht enthalten sind allerdings Fördermaßnahmen, die mit Hilfe von Regional- und Strukturfonds der EU – vermutlich vorrangig in Ostdeutschland – finanziert worden sind.

6.2.4 Fördermittel der Europäischen Gemeinschaften

Die EU fördert Forschung und Entwicklung und die Markteinführung Erneuerbarer Energien im Rahmen diverser Programme. Für die nichtnukleare Energieforschung wurden 2000 bis 2008 insgesamt 2,2 Mrd. € bzw. im Durchschnitt 246 Mio. € pro Jahr (nominale Werte) bewilligt (BMW 2009a), das war knapp die Hälfte der gesamten Ausgaben für Energieforschung. Im Jahr 2008 wurden 246,4 Mio. € für nichtnukleare Energieforschung bewilligt (50,7 % der gesamten Mittel für Energieforschung).

In den Werten für die nichtnukleare Energieforschung sind auch Ausgaben für fossile Energieträger enthalten, z. B. für Forschung zur Vermeidung von CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken und zur Entsorgung des abgeschiedenen Kohlenstoffs. Zum Anteil der Forschungsausgaben, der auf regenerative Energien entfällt, gibt es nur unvollständige Angaben. Nach einer Studie für die Europäische Kommission (EC 2006a) entfielen von 2003 bis 2006 etwa 40 % der Ausgaben für nichtnukleare Energieforschung im 6. Rahmenforschungsprogramm (FP6: 272 von 695 Mio. €) auf Erneuerbare Energien, ohne Berücksichtigung von Biokraftstoffen mit knapp 210 Mio. € etwa 30 %.

⁹¹ In 2007 und 2008 sind allerdings in einer Reihe von Ländern zusätzliche Programme aufgelegt worden (z. B. die Förderrichtlinie Energieeffizienz und Klimaschutz in Sachsen vom 24.07.2007 und die Klimaschutz-Förderrichtlinie in Mecklenburg-Vorpommern vom 31.05.2007). Außerdem fördern einige Länder auch im Rahmen von Agrarinvestitionsprogrammen den verstärkten Einsatz von Biomasse.



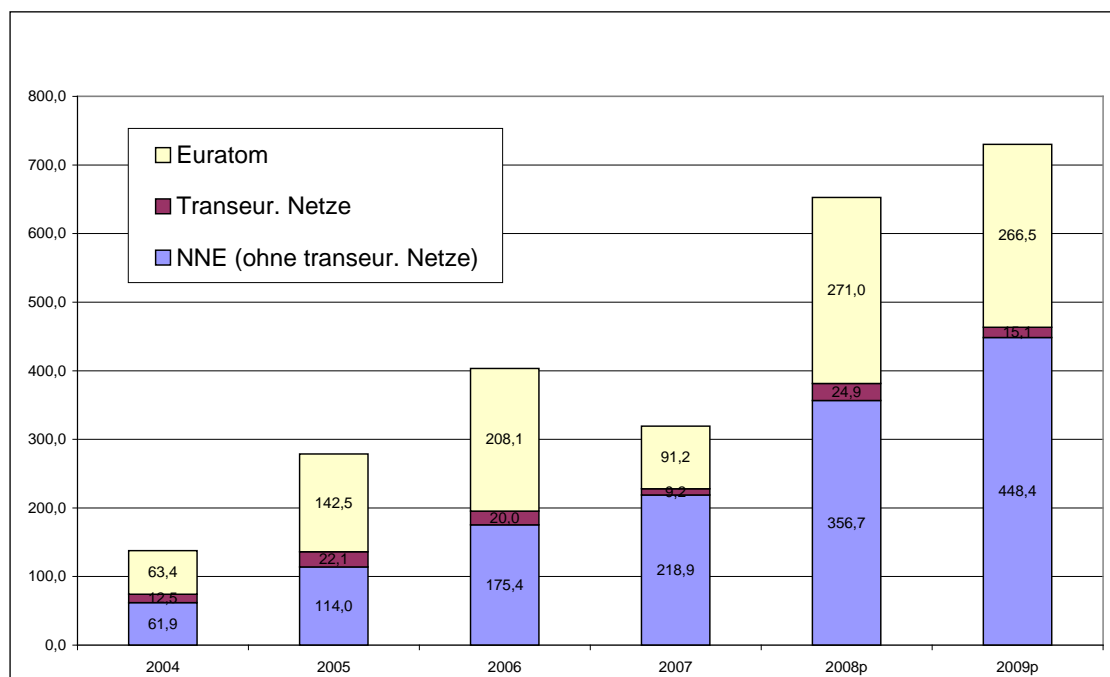
Anmerkung: Call 3 unvollständig, ohne Call 4

Quelle: European Commission, Directorate General for Research (2006)

Abbildung 6-13: Struktur der Forschungsausgaben der EU in FP6 für Erneuerbare Energien 2002 bis 2006

Etwa zwei Drittel der Forschungsausgaben für Erneuerbare Energien entfallen auf Photovoltaik und Bioenergie (ohne Biokraftstoffe, Abbildung 6-13).

Im 7. Rahmenforschungsprogramm sind für den Zeitraum von 2007 bis 2013 Ausgaben für nichtnukleare Energieforschung von 2,35 Mrd. € vorgesehen (Council of the European Union 2006). Das entspricht jahresdurchschnittlichen Ausgaben von etwa 336 Mio. €. Im Vergleich zu den Ausgaben im Jahr 2007 ist also nominal wieder ein deutlicher Anstieg der Forschungsausgaben geplant (Abbildung 6-14). Für die Nuklearforschung (einschl. Fusion) sind bis 2011 Ausgaben von 2,751 Mrd. € vorgesehen. Das entspricht jährlichen Ausgaben von durchschnittlich 550 Mio. € (siehe auch Schreyer, Mez 2008). Die Energieforschung insgesamt wird einen Anteil von etwa 12 % am Gesamtbudget (50,5 Mrd. €) haben (EC 2006b).



NNE = nichtnukleare Energie

Quellen: Haushalte der EU (ec.europa.eu/budget/documents/2009_de.htm);
Berechnungen des DIW Berlin

Abbildung 6-14: Zahlungen der EU im Energiebereich 2004 bis 2009 (in Mio. €)

Zusätzlich zur Forschung werden auch die technische Entwicklung und die Kommerzialisierung Erneuerbarer Energien durch die EU gefördert. Im Energierahmenprogramm 2003 bis 2006 diente dazu vor allem das „Altener“-Programm. Es wird bis 2010 fortgeführt und danach durch das Programm „Intelligente Energie“ ersetzt.

Neben diesen ausschließlich auf die Förderung Erneuerbarer Energien gerichteten Programmen werden durch die EU auch Mittel für die Nutzung dieser Energieträger im Rahmen der Regionalpolitik bzw. der Strukturfonds vergeben. Für den Zeitraum 2000 bis 2003 wurde für den Ausbau Erneuerbarer Energien ein Budget von 487 Mio. Euro bereitgestellt (European Commission, DG TREN 2002). Aus Hinweisen in den Länderhaushalten ist ersichtlich, dass diese Fonds auch danach eine bedeutende Rolle bei Förderung der wirtschaftlichen und technischen Entwicklung, insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern, gespielt haben. Aktuelle Daten zu den Beträgen, die aus diesen Fonds zur Förderung von Erneuerbaren Energien eingesetzt worden sind, liegen aber nicht vor.

Insgesamt sind die Auszahlungen für Nichtnukleare Energien aus dem EU-Haushalt in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und haben 2007 einen Wert von 219 Mio. € erreicht (ohne Transeuropäische Netze und ohne Mittel, die im Rahmen von Regional-

und Strukturfonds indirekt dem Energiesektor zugute gekommen sind). Der Gesamtwert der Förderung Erneuerbarer Energien durch die EU ist nicht genau bekannt. Noch unsicherer ist der Umfang der EU-Mittel, die mit diesem Ziel nach Deutschland fließen. Um die Höhe dieser Mittel – auch im Vergleich zur Förderung des Bundes und der Länder - in etwa bestimmen zu können, wird hier die EU-Förderung für Deutschland im Jahr 2007 grob geschätzt. Ausgehend von den Zahlungen aus dem EU-Haushalt zugunsten nichtnuklearer Energieträger (ohne transeuropäische Netze) wird angenommen, dass davon 18 % nach Deutschland fließen⁹² und knapp 40 % der Mittel Erneuerbaren Energien zugute kommen. Daraus ergibt sich eine gesamte EU-Förderung für Erneuerbare Energien in Deutschland von knapp 16 Mio. €⁹³

6.2.5 Fördermittel der Gemeinden

Den Einsatz Erneuerbarer Energien fördern neben den Bundesländern auch viele Kommunen. Die größte Zahl der hierbei aktiven Kommunen kommt aus Baden-Württemberg, Bayern und Hessen. In den neuen Bundesländern führen nur wenige Städte entsprechende Programme durch (z.B. Magdeburg) (BMU/BINE 2008). Darüber hinaus engagiert sich inzwischen eine Vielzahl von Kommunen durch eigene Projekte bei der Nutzung von Erneuerbaren Energien.⁹⁴

6.2.6 Private Fördermittel

Belastbare Informationen zum Umfang der Förderung von Erneuerbaren Energien durch private Unternehmen und Stiftungen liegen nicht vor. Angaben zu den Unternehmen, die derzeit rationelle Energienutzung und Erneuerbare Energien fördern, können BMU/BINE (2008) entnommen werden. Die meisten dieser Unternehmen sind in Nordrhein-Westfalen tätig. Daten zur Förderung Erneuerbarer Energien durch Stiftungen sind im Rahmen einer Kurzstudie von Walser und Neidlein (2007a, 2007b) im Auftrag des BMU ermittelt worden (vgl. auch Kratzat u.a. 2007). Demnach ist heute eine

⁹² Von 2000 bis 2006 sind von der EU innerhalb des 6. Rahmenprogramms für Forschung (ohne Fusion) insgesamt 16,7 Mrd. € ausgegeben worden, davon flossen etwa 18 % nach Deutschland (EC 2008).

⁹³ Detaillierte Listen liegen zu den Subventionen für Demonstrationsvorhaben, Studien, Tagungen vor, die von der DG TREN und der Intelligent Energy Executive Agency vergeben worden sind. Für Deutschland sind im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien folgende Mittel bewilligt worden:

Intelligent Energy Executive Agency: 2005 = 2, 2006 = 6, 2007 = 3 Mio. €

DG TREN: 2003 = 4, 2004 = 8, 2005 = 8, 2006 = 19 Mio. €

(http://ec.europa.eu/energy/intelligent/library/official_documents_en.htm)

⁹⁴ Vgl. www.kommunal-erneuerbar.de/de/erfolgsbeispiele.html

Vielzahl von Stiftungen im Bereich Erneuerbare Energien tätig (z.B. Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Carmen e.V., Allianz Umweltstiftung). Die von den Autoren mit knapp 8 Mio. € jährlich veranschlagten Zahlungen dürften eine Untergrenze der Mittel darstellen, die durch solche Institutionen bereitgestellt werden.

6.2.7 Einordnung von Fördermitteln bei der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen

Fördermittel für Erneuerbare Energien stellen Transfers dar, die zum einen Anreize zur Entwicklung oder Nutzung von Erneuerbaren Energien geben und zum anderen die Verteilung von Differenzkosten zwischen unterschiedlichen Akteuren beeinflussen. Zu den unmittelbar Begünstigten zählen in erster Linie Anlagenhersteller oder -betreiber, während sich die Belastungen im Fall öffentlicher Fördermittel in öffentlichen Haushalten niederschlagen und letztlich vom Steuerzahler zu tragen sind. Im Fall privater Fördermittel z.B. von Stiftungen werden Belastungen freiwillig übernommen, wobei die Mittel etwa durch Spenden aufgebracht werden.

Öffentliche Fördermittel gelten – soweit sie sich nicht auf allgemeine Staatsaufgaben wie die Grundlagenforschung beziehen – als staatliche Subventionen in Form von Finanzhilfen oder Steuervergünstigungen (vgl. z. B. 21. Subventionsbericht der Bundesregierung). Die konkreten Begriffsabgrenzungen von Subventionen sind allerdings häufig – meist hinsichtlich der Rechtfertigung oder der Referenzsituation – umstritten.

Zu den Fördermitteln werden hier auch Ausgaben für Forschung und Entwicklung gezählt. Dabei ist aber stets zu beachten, dass solche Ausgaben künftigen Innovationen dienen und in der Regel nicht der gegenwärtigen Nutzung Erneuerbarer Energien zugerechnet werden können.

Die finanzielle Förderung der Marktentwicklung Erneuerbarer Energien z.B. durch das Marktanreizprogramm stellt für sich genommen keinen Ressourcenverzehr dar, sondern eine (teilweise oder vollständige) Kompensation von Belastungen aufgrund von Mehraufwendungen bzw. Differenzkosten bei der Nutzung Erneuerbarer Energien.

Die Höhe der Fördermittel kann wesentlich sowohl von individuellen Differenzkosten als auch von Differenzkosten, die auf Basis von typisierten Systemkostenvergleichen ermittelt werden, abweichen. Unterschiede können u.a. auf unterschiedlichen Bewertungsansätzen (z. B. Abschreibungen, Steuern, Zinssätze) beruhen, aber auch auf möglichen Mitnahmeeffekten bzw. umgekehrt einer freiwilligen Bereitschaft von Privaten, verbleibende Differenzkosten selbst zu tragen. Deshalb können Fördermittel nicht oder nur mit großen Einschränkungen als Näherungswerte für Differenzkosten betrachtet werden.

Wenn die Differenzkosten der Nutzung Erneuerbarer Energien im Rahmen der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen bereits direkt quantifiziert werden, dürfen Fördermittel (zur Vermeidung von Doppelzählungen) nicht zusätzlich als Kosten angerechnet werden. In einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung sind dann den Ausgaben zur Förderung Erneuerbarer Energien auf Seiten der Geber die ebenso hohen Einnahmen bei den Empfängern gegenüberzustellen. Damit werden Verteilungseffekte, aber keine zusätzlichen Kosten beschrieben.

Über die Differenzkosten der Nutzung Erneuerbarer Energien hinaus können allerdings durch die Förderung echte Zusatzkosten in Form von Transaktionskosten entstehen, z.B. Bürokratiekosten für die Durchführung der Fördermaßnahmen. Die Höhe solcher Kosten hängt maßgeblich von den konkreten gesetzlichen und administrativen Vorgaben ab (zur Höhe von Transaktionskosten vgl. Kapitel 4.3.1).

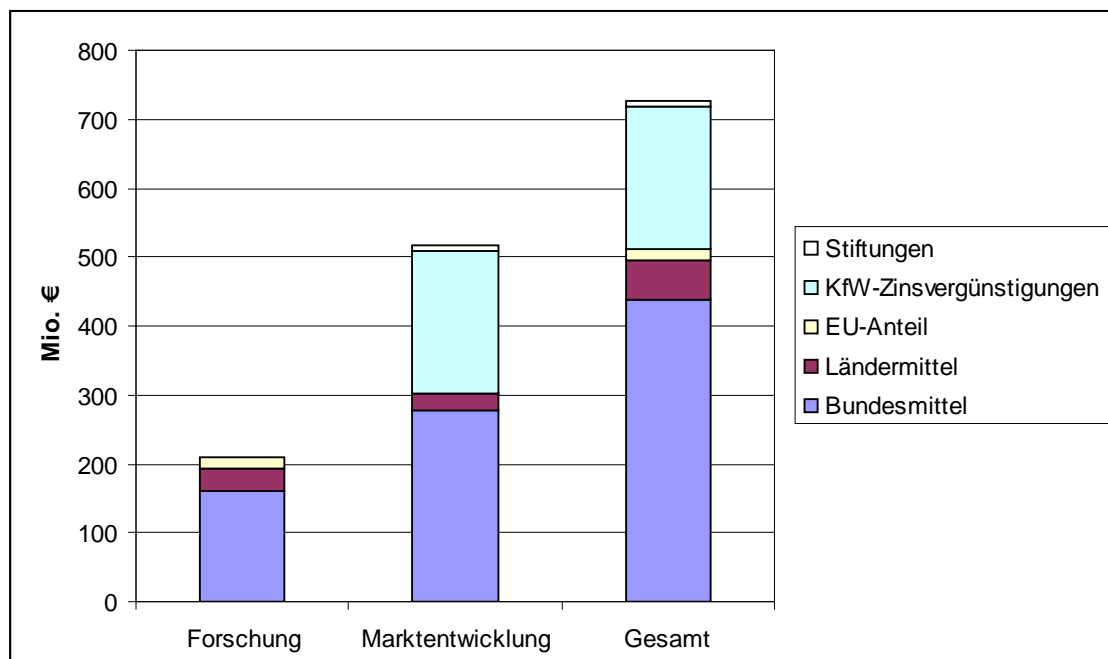
6.2.8 Fazit

Erneuerbare Energien werden in Deutschland in einer Reihe unterschiedlicher Programme mit öffentlichen und anderen Mitteln finanziell gefördert. Die in diesem Untersuchungsteil berechneten bzw. geschätzten Mittel der unterschiedlichen Geldgeber für Forschung und Marktentwicklung sind in Abbildung 6-15 zusammenfassend dargestellt.

Im Jahr 2008 hat der Bund für die Förderung von Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet 161,2 Mio. € ausgegeben, davon 97,4 Mio. € als Projektförderung des BMU. Hinzu kommen Forschungsausgaben der Länder von 31 Mio. € (2006) und anteilige Ausgaben der EU von rund 16 Mio. € (2007). Hieraus ergeben sich insgesamt jährliche Mittel für Forschung und Entwicklung von etwa 208 Mio. €. Diese Mittel dienen künftigen Innovationen und können insofern nicht der gegenwärtigen Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland zugerechnet werden.⁹⁵

An den Ausgaben des Bundes im Förderbereich Energieforschung und Energietechnologie hatten Erneuerbare Energien 2007 einen Anteil von einem Sechstel, während zwei Drittel auf den Nuklearbereich einschließlich Fusionsforschung entfielen. Der Anteil der Forschungsausgaben für Erneuerbarer Energien wird künftig weiter zunehmen.

⁹⁵ Der gegenwärtigen Nutzung Erneuerbarer Energien kommen zum Teil Forschungs- und Entwicklungsausgaben aus früheren Jahren zugute. Eine quantitative Zurechnung solcher Ausgaben auf die Nutzung Erneuerbarer Energien in einem bestimmten Jahr ist allerdings kaum möglich.



Anmerkungen: Angaben für Länder, EU-Anteil und Stiftungen beruhen auf Daten für Vorjahre; für Gemeinden und private Förderer liegen keine weiteren Angaben vor; zur jeweiligen Abgrenzung der Fördermittel vgl. Erläuterungen im Text.

Quelle: Berechnungen und Schätzungen des DIW Berlin

Abbildung 6-15: Übersicht über Fördermittel für EE in Deutschland 2008 (in Mio. €)

Neben Forschung und Entwicklung wird die Markteinführung bzw. -entwicklung Erneuerbarer Energien seit 1999 verstärkt finanziell unterstützt. Der Bund hat für die Förderung Erneuerbarer Energien im Wärme- und Strombereich im Jahr 2008 277 Mio. € ausgegeben, davon 236 Mio. € zur Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die Mittel des Marktanreizprogramms (MAP), dessen Schwerpunkt im Wärmebereich liegt, sind im Rahmen der Klimaschutzinitiative wesentlich erhöht worden. Im Jahr 2009 stehen für Einzelmaßnahmen im Bereich des BMU 400 Mio. € zur Verfügung.

Für den Ausbau Erneuerbarer Energien sind auch Darlehen wichtig, die von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in unterschiedlichen Programmen vergeben werden. Im Jahr 2008 sind die gesamten Darlehenszusagen der KfW für Erneuerbare Energien (einschließlich Auslandsprojekte) auf 4,178 Mrd. € gestiegen. Hierbei dominieren Mittel aus den Programmen ERP-Umwelt und KfW-Umwelt (Inland), die vor allem Windenergie- und Photovoltaikanlagen zugutekommen, während die Darlehen im KfW-Programmteil des MAP hieran nur einen Anteil von 1,1 % haben. Von größerer Bedeutung waren Darlehen im Programm Solarstrom Erzeugen, mit dem speziell Photovoltaik-

anlagen gefördert worden sind. Der Wert der Zinsvergünstigungen aller KfW-Darlehen für Erneuerbare Energien in Deutschland wird für das Jahr 2008 (einschließlich des 2003 ausgelaufenen 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms) auf 205 Mio. € geschätzt.

Über die Förderung Erneuerbarer Energien durch die Bundesländer liegen (abgesehen vom Forschungsbereich) nur vereinzelte Angaben vor. Die Summe dieser Fördermittel wird auf 20 bis 30 Mio. € pro Jahr geschätzt. Daneben engagieren sich auch mehr und mehr Gemeinden für den Ausbau Erneuerbarer Energien und führen eigene Projekte durch. Über die Höhe privater Fördermittel gibt es bisher kaum Erhebungen; für das Jahr 2006 sind die Mittel allein von Stiftungen auf rund 8 Mio. € geschätzt worden.

Die öffentlichen Fördermittel für Erneuerbare Energien in Deutschland lagen insgesamt betrachtet 2008 außerhalb des Forschungsbereichs bei gut 0,5 Mrd. €. Solche Mittel sind Transfers, die Anreize zur verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien geben, indem sie Zusatzkosten für Anlagenbetreiber teilweise kompensieren. Wenn die Differenzkosten der Nutzung Erneuerbarer Energien im Rahmen der Bilanzierung von Kosten- und Nutzen-Wirkungen bereits direkt quantifiziert werden, dürfen Fördermittel (zur Vermeidung von Doppelzahlungen) nicht zusätzlich als Kosten angerechnet werden. In einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung stehen den Ausgaben zur Förderung Erneuerbarer Energien ebenso hohe Einnahmen bei den Empfängern gegenüber. Damit werden somit Verteilungseffekte, aber keine zusätzlichen (über die Differenzkosten hinausgehenden) Kosten beschrieben.

6.2.9 Literatur

BINE (2009): Informationen zur Energieförderung. (www.energiefoerderung.info).

BMBF (2008): Bundesbericht Forschung und Innovation 2008 (BUFI 2008). Bundesministerium für Bildung und Forschung. Bonn, Berlin 2008.

BMBF (2009): Ausgaben des Bundes für den Förderbereich Energieforschung und Energietechnologie. Stand: Januar 2009.

BMF (2007): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2005 bis 2008 (21. Subventionsbericht), August 2007 (sowie frühere Subventionsberichte).

BMF (2009): Bundeshaushalt 2009 - Einzelpläne. Bundesministerium der Finanzen. <http://www.bundesfinanzministerium.de/bundeshaushalt2009/html/ep00.html> (sowie Einzelpläne für Vorjahre).

-
- BMU (2008): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update Dezember 2008.
- BMU (2009): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008. Vorläufige Zahlen auf der Grundlage der AGEE-Stat. Stand April 2009.
- BMU (2009): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2008 zur Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien. Januar 2009 (sowie frühere Jahresberichte).
- BMU (2009): Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien. Bilanz für 2008: Investitionsförderung mit 236 Millionen Euro auf Rekordhöhe. BMU-Referat KI III 2. In: Umwelt 2/2009. S. 117-119.
- BMU/BINE (2008): Fördergeld 2008 für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien. Paderborn, Juli 2008.
- BMWi (2009b): Förderdatenbank – Förderprogramme und Finanzhilfen des Bundes, der Länder und der EU. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Stand: März 2009 (www.foerderdatenbank.de).
- BMWi (2009a): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, 26.05.2009. (www.bmwi.de).
- Bundesregierung (2009): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bodo Ramelow, Eva Bulling-Schröter, Hans-Kurt Hill, Lutz Heilmann und der Fraktion DIE LINKE – Drucksache 16/12328. Bestandsaufnahme der Auslastung der Förderprogramme zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Deutscher Bundestag Drucksache 16/12621 vom 14. 04. 2009.
- Council of the European Union (2006): Council approves EU research programmes for 2007-2013. Brussels, 18 December 2006.
- Diekmann, J.; Horn, M. (2007): Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung Erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland. Vorhaben des DIW Berlin im Auftrag des BMU. Abschlussbericht Berlin, 31. Mai 2007. (www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39617/).

- DIW Berlin, ZSW Stuttgart, AEE Berlin (2008): Vergleich der Bundesländer: Best Practice für den Ausbau Erneuerbarer Energien – Indikatoren und Ranking. Forschungsprojekt im Auftrag und in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE). Berlin/Stuttgart, August 2008, DIW Berlin: Politikberatung kompakt 46.
- DLR u.a. (2009): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Endberichtsentswurf, Stand 9.4.2009.
- European Commission, DG TREN (2002): EU strategy and instruments for promoting renewable energy sources.
- Europäische Kommission (2006b): Gemeinschaftsforschung. RP7 die Antworten von morgen beginnen schon heute. Siebtes Rahmenprogramm.
- European Commission (2006a): The State and Prospects of European Energy Research Comparison of Commission, Member and Non-Member States R&D Portfolios. European Commission. Directorate-General for Research, Directorate Energy. Belgium 2006.
- European Commission (2008): FP6 Final Review. Subscription, Implementation, Participation. Brussels, June 2008.
- Freistaat Bayern: Haushaltspläne (www.stmf.bayern.de/haushalt/haushaltsplaene/).
- Freistaat Sachsen: Haushaltspläne (www.finanzen.sachsen.de/952.html).
- Europäische Kommission (2009): Finanzplanung und Haushalt der EU. (ec.europa.eu/budget/documents/2009_de.htm).
- Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung (2007): Energiebericht 2006 der Hessischen Landesregierung. April 2007.
- IEA (2007): International Energy Agency. R&D Statistics. Access Data Base (2007 edition). www.iea.org/Textbase/stats/rd.asp
- Kelm, T.; Musiol, F. (2008): Das Marktanreizprogramm 2002 bis 2007 – Eine Erfolgsbilanz. Stuttgart Dezember 2008.
- KfW (2007): Umwelt-Monitor. Februar 2007. Frankfurt am Main, Februar 2007.

- KfW (2009): Förderstatistiken. Entwicklung von Antragseingängen und Förderzusagen. Monatsstatistik zum Programm Solarstrom erzeugen, Monatsstatistik zum Programm zur Förderung Erneuerbarer Energien, Monatsstatistik zum 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm per 31.12.2003.
www.kfw.de/kfw/DE_Home/Research/Sonderthem68/Erneuerbare_Energien/Foerderstatistiken.jsp
- KfW (2009): Umwelt-Monitor. Februar 2009. Frankfurt am Main, Februar 2009.
- Kratzat, M., (ZSW), Lehr, U. (DLR), Nitsch, J. (DLR), Edler, D. (DIW), Lutz, C. (GWS) (2007): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006, Abschlussbericht des Vorhabens „Wirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“, Studie im Auftrag des BMU. Stuttgart, Berlin, Osnabrück, September 2007.
- Land Hessen: Haushaltspläne
(www.hmdf.hessen.de/irj/HMdf_Internet?cid=5881cc5d5068a6989708f0df5dff77a).
- Land Niedersachsen: Haushaltspläne
(<http://www.niedersachsen.de/cda/search/result.jsp?C=3530521&N=15073&L=20&D=0&I=198&searchInput=haushaltsplan%20&searchMode=3&searchType=Alle&searchInst=0>).
- Land Nordrhein-Westfalen: Haushaltspläne
(http://www.fm.nrw.de/haushalt_und_finanplatz/haushalt/03_haushaltsplaene/index.php).
- Land Rheinland-Pfalz: Haushaltspläne
(<http://www.fm.rlp.de/finanzen/landeshaushalt/haushalt-20072008/einzelplaene-haushalt-2007-2008/>).
- Land Saarland (2007): Bericht der Landesregierung über die Finanzhilfen des Saarlandes für die Jahre 2004 bis 2007. Saarbrücken, Oktober 2007.
- Land Saarland: Haushaltspläne (<http://www.saarland.de/haushaltsplaene.htm>).
- Mez, L.; Schneider, S.; Reiche, D.; Tempel, S.; Klinski, S.; Schmitz, E. (2007): Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Forschungsstelle Für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin. Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Langfassung mit Anlagenband. Berlin, Dezember 2007.
(www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40859/).

- Saarland (Finanzministerium) (2007): Bericht der Landesregierung über die Finanzhilfen des Saarlandes für die Jahre 2004 bis 2007. Saarbrücken, Oktober 2007.
- Sawillion, M. (KEA-Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH) (2008): Das Förderprogramm „Klimaschutz-Plus“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg- Auswertung des Förderjahres 2006. Karlsruhe, 10.01.2008.
- Schneider, R. (2005): Förderung der nichtnuklearen Energieforschung durch die Bundesländer (2003). Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich, 08.09.2005.
- Schneider, R. (2007): Förderung der nichtnuklearen Energieforschung durch die Bundesländer (2006). Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Jülich (PtJ-ERG). Jülich, 12.11.2007.
- Schreyer, M., Mez, L. (2008): ERENE. Eine Europäische Gemeinschaft für Erneuerbare Energien. Heinrich Böll Stiftung. Schriften zu Europa. Band 3. Berlin 2008.
- Staiß, F. (2003): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2002/03. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg.
- Staiß, F. (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg.
- Statistisches Bundesamt (2009): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18 Reihe 1.4. Erschienen am 05.03.2009. (www.destatis.de).
- Walser, M.; Neidlein, H.-C. (2007a): Stiftungen zur Förderung Erneuerbarer Energien auf Bundes und Länderebene. Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Mai 2007.
- Walser, M., Neidlein, H.-C.(2007b): 100 Millionen Euro-Anstiftung für Erneuerbare Energien, Umwelt und Klimaschutz. In: Fundraiser, Winter 2007.
- ZSW (2008): Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Inland. Gutachten im Auftrag der KfW. Stuttgart, November 2008. Bearb.: Peter Bickel u.a., ZSW, Dietmar Edler, DIW Berlin.
- ZSW (2009): Evaluierung der KfW-Förderung für Erneuerbare Energien im Inland. Gutachten im Auftrag der KfW. Stuttgart, Juli 2009. Bearb.: Peter Bickel, Tobias Kelm, ZSW, Dietmar Edler, DIW Berlin.

ZSW u.a. (2006): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Straubing, Oktober 2006.

Zukunftsagentur Brandenburg (ZAB)(2008): Ergebnisanalyse zur Richtlinie des MW zur Förderung der Energieeffizienz und der Nutzung Erneuerbarer Energien (REN-Programm). Potsdam, Oktober 2008.

6.3 Besteuerung von Strom

6.3.1 Einleitung

Im Zusammenhang mit Kosten- und Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien ist auch die steuerliche Behandlung von Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Dabei ist insbesondere die Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien von Bedeutung. Strom aus Erneuerbaren Energien ist in Deutschland bisher von der Stromsteuer nur dann ausgenommen, wenn dieser ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeisten Netz entnommen wird. Daher wurde bei der Einführung der Ökologischen Steuerreform 1999 beschlossen, dass ein Teil des Steueraufkommens für finanzielle Fördermaßnahmen - vornehmlich im Wärmebereich - verwendet wird (Marktanreizprogramm, MAP). Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien ist auch das Volumen der EE-Stromsteuer in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Nach einer Darstellung der Stromsteuer und ihres Aufkommens wird in diesem Papier zunächst das Aufkommen der Stromsteuer auf EE-Strom geschätzt und diskutiert, wie dieses Aufkommen im Rahmen von Kosten-Nutzen-Rechnungen zu charakterisieren und einzuordnen ist. Anschließend wird auf die Frage eingegangen, ob Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland künftig von der Stromsteuer ausgenommen werden sollte und welche Vor- bzw. Nachteile damit möglicherweise verbunden wären.⁹⁶

⁹⁶ Für eine Bewertung einer Stromsteuerbefreiung EE sind neben Anreiz- und Verteilungswirkungen auch die künftigen Fortentwicklungen des Förderinstrumentariums und der Energiebesteuerung in Deutschland und in Europa zu betrachten; eine tiefer gehende Analyse ist in Teil 3 des Projektes vorgesehen.

6.3.2 Stromsteuer als Teil der Ökologischen Steuerreform

Die im Jahr 1999 in Deutschland eingeleitete Ökologische Steuerreform verfolgte zugleich zwei Ziele, nämlich erstens Anreize zum Energiesparen durch eine steuerliche Verteuerung von Energie und zweitens einen Beitrag zur Beschäftigungssicherung durch eine Senkung der Lohnnebenkosten. Die erste Stufe der Ökologischen Steuerreform trat am 1. April 1999 in Kraft. Damit wurde eine Steuer auf den Endenergieverbrauch von Kraft- und Heizstoffen – zusätzlich zu der bereits vorhandenen Mineralölsteuer – sowie von Strom eingeführt. In vier weiteren Stufen wurden die Mineralölsteuersätze sowie der Stromsteuersatz jeweils zum 1. Januar in den Jahren 2000 bis 2003 erhöht (zuletzt durch das am 1. Januar 2003 in Kraft getretene Gesetz zur Fortentwicklung der Ökologischen Steuerreform vom 23. Dezember 2002).

Zur Umsetzung der europäischen Richtlinien zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (Richtlinie 2003/96/EG) und zur Förderung von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (Richtlinie 2003/30/EG) trat in Deutschland zum 1. August 2006 eine „Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes (Bundesgesetzblatt 2006, Teil I Nr. 33) in Kraft, wobei die bisherigen Regelungen allerdings weitgehend übernommen wurden. Im Energiesteuergesetz 2006 wurde u.a. eine Besteuerung des Kohlenverbrauchs eingeführt. Außerdem wurden Steuerentlastungen für bestimmte energieintensive Prozesse (z.B. Glas, Zement) eingeführt, da nach der EU-Energiesteuerrichtlinie Steuerermäßigungen nicht mehr pauschal für Branchen möglich sind. Verändert wurden auch einzelne Regelungen zur Besteuerung des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung,⁹⁷ weil nach der EU-Richtlinie grundsätzlich nicht der Einsatz zur Stromerzeugung, sondern der erzeugte Strom besteuert werden soll.

Elektrischer Strom wird seit April 1999 mit einem Regelsatz von 10,20 Euro je MWh besteuert, der in Folgejahren stufenweise erhöht worden ist; seit Januar 2003 beträgt er 20,50 Euro je MWh. Die Stromsteuer ist eine Verbrauchsteuer⁹⁸. Die Steuer entsteht dadurch, dass vom Versorger bereitgestellter Strom durch Letztverbraucher aus

⁹⁷ Bei Einsatz von Kohle, Öl oder Erdgas zur Stromerzeugung in Kraftwerken und Heizkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 2 MW wird auf Antrag eine Steuerentlastung gewährt. Für KWK-Anlagen mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % gilt dies auch für Anlagen mit geringerer Leistung (§ 53 Energiesteuergesetz). Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von nicht mehr als 2 MW sind zwar nicht von den Energiesteuern auf die eingesetzten Energieträger befreit, bei der Eigennutzung des erzeugten Stromes sind sie aber von der Stromsteuer befreit.

⁹⁸ Neben der Stromsteuer und der Energiesteuer (ehem. Mineralölsteuer) gibt es in Deutschland Verbrauchsteuern auf Tabak, Branntwein, Bier, Schaumwein-/Zwischenerzeugnisse, Alkopop und Kaffee.

dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger dem Netz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Die Stromsteuer wird bei den Versorgern (bzw. Eigenerzeugern) erhoben, die die Steuer ggf. auf die Verbraucher abwälzen können.

Das Stromsteuergesetz (StromStG) beinhaltet eine Reihe von Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen und Steuerentlastungen. Steuerfrei (nach § 9 (1) StromStG) ist u.a. Strom, der

- aus erneuerbaren Energieträgern (ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer Generatorleistung über zehn MW) erzeugt und aus einem ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird,
- zur Stromerzeugung entnommen wird oder
- in Anlagen mit einer Nennleistung bis zu zwei Megawatt erzeugt und in räumlichem Zusammenhang zu dieser Anlage entnommen wird.

Steuerermäßigungen (nach § 9 (2), (2a) und (3) StromStG) gelten für

- den Verkehr mit Oberleitungsomnibussen und den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr (11,42 Euro je MWh),
- den Betrieb von Nachtspeicherheizungen, die vor dem 01. April 1999 installiert worden sind, bis zum 31. Dezember 2006 (12,30 Euro je MWh),
- die Stromentnahme von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke (12,30 Euro je MWh).

Außerdem werden auf Antrag nach (§ 9a StromStG) Steuerentlastungen (Erläss, Erstattung oder Vergütung der Steuer) für bestimmte Prozesse und Verfahren in Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gewährt (1. Elektrolyse, 2. Glas, Keramik, Zement, Kalk u.a., 3. Metall, 4. chemische Reduktion).

Darüber hinaus haben Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Rahmen des Spitzenausgleichs (nach § 10 StromStG) einen Anspruch auf eine Steuerentlastung, dessen Höhe von der Steuerbelastung und der Entlastung durch die Absenkung des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen abhängt.

6.3.3 Aufkommen der Stromsteuer und Steuermindereinnahmen

Das Aufkommen der Stromsteuer betrug im Jahr 2007 (Ist) 6,35 Mrd. Euro. Von 1999 bis 2007 waren es insgesamt 46,81 Mrd. Euro.

Aufgrund der unterschiedlichen Sonderregelungen ist das Stromsteueraufkommen wesentlich geringer, als wenn der gesamte Stromverbrauch mit dem Regelsteuersatz von 20,50 Euro/MWh besteuert würde. Tabelle 6-13 zeigt die Entwicklung der Strom-

steuer-Mindereinnahmen von 1999 bis 2008 nach den Angaben der Subventionsberichte des Bundesministeriums für Finanzen. Sie summieren sich in diesem Zeitraum auf insgesamt 34 Mrd. Euro.

Tabelle 6-13: Stromsteuer-Mindereinnahmen 1999 bis 2008 (Mrd. Euro)

	StromStG	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Strom aus EE (Eigenverbr.)	§ 9 (1) Nr. 1										
Schienebahnverkehr	§ 9 (2) Nr. 2	0,05	0,10	0,12	0,14	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Prod. Gewerbe, LFW	§ 9 (3)	1,227	2,25	2,71	3,17	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Prod. Gewerbe	§ 10			0,21	0,28	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Best. Prozesse, Verf.	§ 9a	0	0	0	0	0	0	0	0,016	0,04	0,04
Nachtspeicher (bis 2006)	§ 9 (2a)	0,087	0,17	0,20	0,23	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0
Summe		1,365	2,522	3,239	3,823	3,910	3,890	3,890	3,906	3,730	3,730

Quellen: BMF: 18. bis 21. Subventionsbericht, Berechnungen des DIW Berlin

Für das Jahr 2008 werden insgesamt Stromsteuer-Mindereinnahmen von 3,73 Mrd. € ausgewiesen. Davon entfallen 1,85 Mrd. € auf Steuerermäßigungen bei Stromentnahme von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke und 1,7 Mrd. € auf Steuerentlastungen im Rahmen des Spitzenausgleichs für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes. Hinzu kommen Steuerermäßigungen von 0,14 Mrd. € im Verkehrsbereich und von 0,04 Mrd. für bestimmte Prozesse und Verfahren.

Steuermindereinnahmen für Strom aus Erneuerbaren Energien gemäß § 9 (1) Nr. 1 StromStG (Eigenverbrauch, reine EE-Netze) werden im Subventionsbericht genannt, aber aufgrund fehlender Daten nicht quantifiziert. Es ist davon auszugehen, dass der entsprechende Betrag relativ gering ist und vernachlässigt werden kann.

6.3.4 Aufkommen der Stromsteuer auf Strom aus Erneuerbaren Energien

Das Aufkommen der Stromsteuer auf Strom aus Erneuerbaren Energien wird nicht amtlich erfasst und kann nur geschätzt werden, da die Steuererminderungen von der Art des Stromverbrauchs abhängen und keine Angaben über die jeweiligen Anteile des Stroms aus Erneuerbaren Energien vorliegen. Im Folgenden werden hierzu zwei unterschiedliche Schätzansätze verwendet.⁹⁹

Beim Schätzansatz I (Tabelle 6-14) wird die EE-Stromsteuer aus dem gesamten Stromsteueraufkommen und dem Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ermittelt. Auf diesem Ansatz beruhen die Angaben des BMF (Hendrick, Bun-

⁹⁹ Auf die Stromsteuer wird zusätzlich die Mehrwertsteuer (von derzeit 19 %) erhoben. Dieser Effekt, bei dem aber auch die unterschiedlichen Möglichkeiten des Vorsteuerabzugs zu berücksichtigen sind, wird hier nicht weiter betrachtet.

destagsdrucksache 16/1268 S.13) für das Jahr 2005 und des BMU (Mai 2008) für das Jahr 2007. Aus diesem Schätzansatz ergibt sich für das Jahr 2008 ein Aufkommen aus Stromsteuer auf Erneuerbare Energien von 928 Mio. Euro.

Beim Schätzansatz II (Tabelle 6-15) wird aus der EE-Stromerzeugung und dem Regelsatz zunächst als Obergrenze die Höhe der EE-Stromsteuer ermittelt, die sich ohne Steuern mindernde Sonderregelungen ergeben würde (2008: 1.873 Mio. Euro). Diese Obergrenze wird dann mit dem Anteil des tatsächlichen Steueraufkommens (mit Sonderregelungen) am gesamten Stromsteueraufkommen, das sich ohne Sonderregelungen ergeben hätte, multipliziert. Zugrunde gelegt werden dabei die Angaben der Steuerstatistik über das tatsächliche Steueraufkommen (gemäß Tabelle 6-14) und die Angaben der Subventionsberichte über die Steuermindereinnahmen (gemäß Tabelle 6-13). Nach diesem Ansatz II ergibt sich für 2008 ein Aufkommen aus Stromsteuer auf Erneuerbare Energien von 1.174 Mio. Euro.

Tabelle 6-14: Schätzung der Stromsteuer auf EE-Strom (Schätzansatz I)

	Stromerz. aus EE GWh	Bruttostrom- verbrauch TWh	Anteil EE/BSV %	Stromsteuer Aufkommen Mio. €	EE-StromSt Ansatz I Mio. €	EE-StromSt Ansatz I Mio. €(2008)
1999	30.511	557,3	5,5	1.816	100	109
2000	36.679	579,6	6,3	3.356	212	233
2001	39.073	585,1	6,7	4.323	289	313
2002	45.760	587,4	7,8	5.097	397	424
2003	48.654	598,6	8,1	6.531	531	561
2004	57.529	608,0	9,5	6.597	624	653
2005	63.569	612,1	10,4	6.462	671	698
2006	72.240	617,0	11,7	6.273	734	760
2007	86.811	618,4	14,0	6.355	892	906
2008	91.352	616,6	14,8	6.261	928	928
1999-2008	572.178	5.980,1	9,6	53.069	5.378	5.584

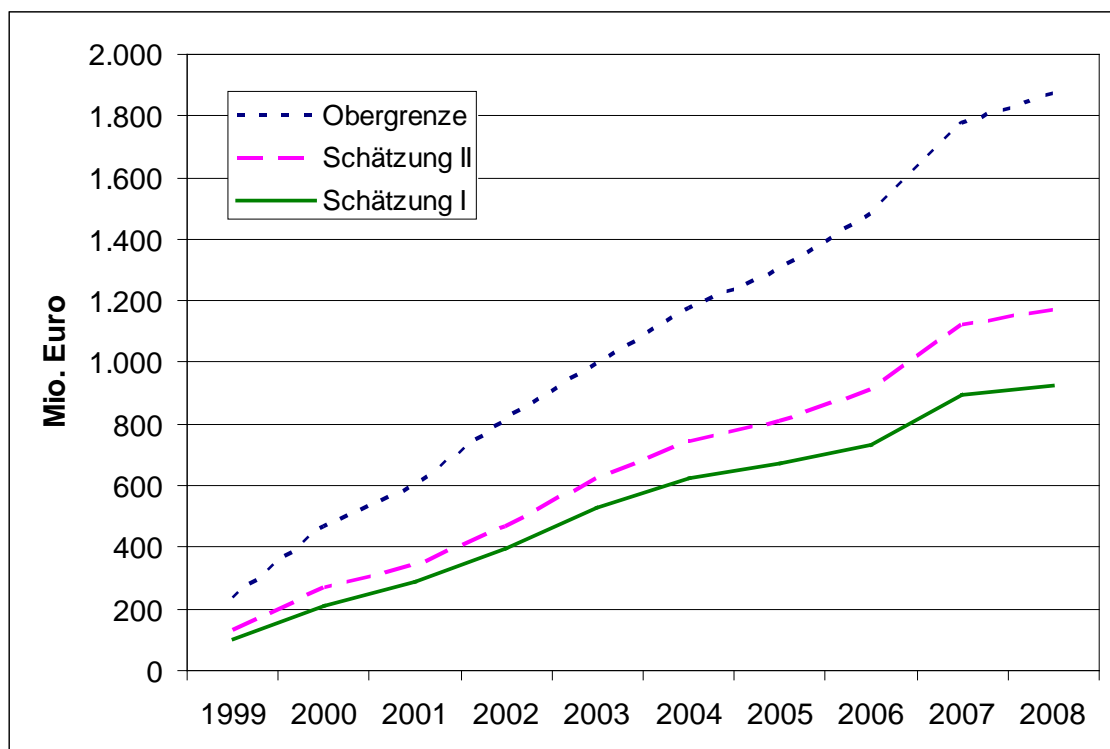
Quellen: BMU, AGEB, BMF; Berechnungen des DIW Berlin

Tabelle 6-15: Schätzung der Stromsteuer auf EE-Strom (Schätzansatz II)

	Stromerz. aus EE GWh	Stromsteuer Regelsatz ct/kWh	EE-StromSt Obergrenze Mio. €	Stromsteuer Mindereinn. Mio. €	Stromsteuer Aufk.+Minder Mio. €	Stromsteuer Aufkommen %	EE-StromSt Ansatz II Mio. €	EE-StromSt Ansatz II Mio. €(2008)
1999	30.511	1,023	234	1.365	3.181	57,1	134	146
2000	36.679	1,278	469	2.522	5.878	57,1	268	294
2001	39.073	1,534	599	3.239	7.562	57,2	343	372
2002	45.760	1,790	819	3.823	8.920	57,1	468	500
2003	48.654	2,050	997	3.910	10.441	62,6	624	659
2004	57.529	2,050	1.179	3.890	10.487	62,9	742	776
2005	63.569	2,050	1.303	3.890	10.352	62,4	813	846
2006	72.240	2,050	1.481	3.906	10.179	61,6	913	944
2007	86.811	2,050	1.780	3.730	10.085	63,0	1.121	1.139
2008	91.352	2,050	1.873	3.730	9.991	62,7	1.174	1.174
1999-2008	572.178	-	10.735	34.005	87.074	60,9	6.599	6.849

Quellen: BMU, BMF; Berechnungen des DIW Berlin

Wie Abbildung 6-16 zeigt, hat sich die Stromsteuer auf EE-Strom seit 1999 stark erhöht. Dies ist im Wesentlichen auf die Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen. Bis 2003 haben hierzu zusätzlich auch die Erhöhungen des Steuersatzes beigetragen (vgl. Tabelle 6-15).



Quellen: BMF, BMU, AGEB, Berechnungen des DIW Berlin

Abbildung 6-16: Entwicklung der Stromsteuer auf EE-Strom

Im Jahr 2008 lag das Aufkommen der Stromsteuer auf EE-Strom in Abhängigkeit vom Schätzansatz bei 0,9 bzw. 1,2 Mrd. Euro, während es ohne Berücksichtigung der Sonderregelungen 1,9 Mrd. Euro betragen hätte. Von 1999 bis 2008 ergibt sich nominal insgesamt eine kumulierte Stromsteuer auf EE-Strom von 5,4 bis 6,6 Mrd. Euro, zu Preisen von 2008 sind dies 5,6 bis 6,8 Mrd. Euro.¹⁰⁰

¹⁰⁰ Preisbereinigung mit dem BIP-Deflator (StaBA 2009).

6.3.5 Charakterisierung der Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Strom aus Erneuerbaren Energien wird derzeit im Wesentlichen ebenso besteuert wie Strom aus fossilen und nuklearen Energien. Die Charakterisierung der Besteuerung von EE-Strom hinsichtlich der Bilanzierung von Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien hängt vom verwendeten Referenzsteuersystem ab. Dazu werden zwei Alternativen betrachtet:

(1) Ausgehend von einem System, das Strom unabhängig von den eingesetzten Energieträgern besteuern will, stellt eine Besteuerung von EE-Strom keine Kosten oder Nutzen von Erneuerbaren Energien dar; eine Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer entspräche einer Förderung Erneuerbarer Energien (staatliche Subvention i.S. des Subventionsberichtes), die dann aus Sicht des Staates als Kosten zu verbuchen wären.

(2) Mit der ökologischen Steuerreform, mit der die Stromsteuer eingeführt wurde, sollten zugleich Lohnnebenkosten und Umweltbelastungen vermindert werden. Angesichts deutlich geringerer Umweltbelastungen (externer Kosten) durch Erneuerbare Energien wären dann in einem idealen System entsprechend geringere Steuersätze oder eine generelle Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer angemessen. Da hierauf aus damaligen Praktikabilitätsgründen verzichtet wurde, kann die Stromsteuer als unbeabsichtigte Belastung Erneuerbarer Energien und damit quasi als Nutzen von Erneuerbaren Energien betrachtet werden.

Um Doppelzählungen von Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien zu vermeiden, ist ausgehend von der zweiten Alternative bei einer Gesamtbewertung allerdings eine Saldierung mit externen Kosten (die in AP 1.6 ermittelt werden) angezeigt, da das Referenz-Steuersystem (2) eine Teil-Internalisierung impliziert. D.h. umgekehrt: Wenn die durch Erneuerbare Energien eingesparten externen Kosten an anderer Stelle bereits vollständig angerechnet werden, dann soll die Stromsteuer auf EE-Strom nicht gleichzeitig als Nutzengröße bilanziert werden. Die betrachteten Alternativen führen somit letztlich zum selben Gesamtergebnis.

Diese Betrachtung gilt für die Bewertung im Bereich EE-Strom. Die als Kompensation für die EE-Strombesteuerung beschlossenen Mittel in Höhe von zunächst rund 0,2 Mrd. Euro pro Jahr für das MAP, das sich hauptsächlich auf den Wärmebereich bezieht, sind hierbei außer Acht gelassen und müssen dementsprechend als Kosten im Wärmebereich berücksichtigt werden.

6.3.6 Perspektiven einer Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer

Grundsätzlich wäre eine Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer als Instrument zu einer verursachergerechten Steuerstruktur und zur Schaffung angemessener Wettbewerbsvorteile vertretbar. Nach § 15 der EU-Energiesteuerrichtlinie¹⁰¹ von 2003 können die Mitgliedstaaten uneingeschränkte oder eingeschränkte Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen u.a. für Strom aus Erneuerbaren Energien festlegen.

Von dieser Möglichkeit hat die Bundesregierung allerdings auch im Energiesteuergesetz 2006 keinen Gebrauch gemacht. Das wurde vor allem damit begründet, dass es aus rechtlichen und administrativen Gründen insbesondere bei importiertem Strom nicht möglich sei, die Herkunft des Stroms verlässlich nachzuweisen (Bundesregierung 2005). Gegenwärtig dürften allerdings ausreichende Voraussetzungen für entsprechende Herkunftsnachweise für EE-Strom gegeben sein. Auch Befürchtungen einer verminderten Transparenz des Steuersystems oder eines erhöhten Verwaltungsaufwands dürften einer Steuerbefreiung nicht grundsätzlich entgegenstehen.

Ein weiteres Argument gegen eine generelle Stromsteuerbefreiung oder -ermäßigung könnte darin gesehen werden, dass bei der Einführung der ökologischen Steuerreform 1999 im Gegenzug zum Verzicht auf Stromsteuerbefreiung entsprechend hohe Mittel für das zugleich begonnene Marktanzreizprogramm (MAP) bereitgestellt wurden. Mittlerweile hat sich das Aufkommen der Stromsteuer auf EE-Strom wie oben dargestellt allerdings vervielfacht.¹⁰²

In der Diskussion über die Ausgestaltung der Stromsteuer ist von besonderer Bedeutung, dass mit der ökologischen Steuerreform zugleich zwei Ziele verfolgt worden sind, nämlich zum einen Anreize zur Umweltentlastung und zum anderen eine Verwendung der Finanzmittel für die Verminderung von Lohnnebenkosten, um die gesamtwirtschaftliche Beschäftigung zu fördern. Bei einer weiterhin starken Zunahme Erneuerbarer Energien und einem weitgehenden Ersatz fossiler Energieträger in der Stromerzeugung könnten aber bei einer Befreiung von EE-Strom die Mittel hierfür fehlen. Insofern könnte es zu einem Konflikt zwischen umwelt- und energiepolitischen und den wirtschaftspolitischen Zielen kommen (Grahl 2001). Eine aufkommensneutrale Stromsteuer

¹⁰¹ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Text von Bedeutung für den EWR). Amtsblatt Nr. L 283 vom 31/10/2003 S. 0051 – 0070.

¹⁰² Auch unter Berücksichtigung der Aufstockung des MAP ist das Aufkommen aus der Besteuerung von EE-Strom mittlerweile wesentlich höher.

erbefreiung von EE-Strom wäre unter sonst gleichen Bedingungen nur zu erreichen, wenn der Steuersatz immer weiter erhöht würde, wodurch zugleich auch der mögliche steuerliche Anreiz für EE-Strom immer stärker würde.

Aus energie- und umweltpolitischer Sicht muss vor allem das Zusammenspiel von Stromsteuer und der Förderpolitik optimiert werden. Eine Befreiung von der Stromsteuer würde für EEG-Anlagenbetreiber, die eine Mindestvergütung in Anspruch nehmen, zunächst keinen zusätzlichen Anreiz bewirken, solange die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Marktpreis größer ist als die Stromsteuer. Von einer Steuerbefreiung könnten hingegen Anbieter von nicht durch das EEG gefördertem grünen Strom profitieren; dies ist bisher allerdings noch ein Nischenmarkt (Meyer, Kunz 2002), so dass die Wirkungen insofern gering wären. Eine größere Wirksamkeit könnte eine Steuerbefreiung erlangen, wenn künftig die im EEG 2009 angelegte Direktvermarktung ohne oder mit Marktpremie (optionales Bonusmodell) eine größere Bedeutung erlangt. In einem solchen System könnten 2 Cent je kWh zusätzlich die Wirtschaft entscheidend stärken. Eine Befreiung von EE-Strom von der Stromsteuer würde dann dazu beitragen, dass früher auf die Förderung durch das EEG verzichtet werden kann.

Eine Steuerbefreiung von EE-Strom könnte insbesondere mit dem Ziel verfolgt werden, die System- und Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien zu beschleunigen. In diesem Zusammenhang wird vom BMU (Mai 2008) darauf verwiesen, dass im Strombereich viele Erneuerbaren Energien, die derzeit auf die EEG-Einspeisevergütung angewiesen sind, schon heute wettbewerbsfähig wären oder sich im Laufe des nächsten Jahrzehnts schneller am Markt behaupten könnten, insbesondere bei einer Vermarktung von Ökostrom außerhalb der EEG-Vergütung.¹⁰³ Interessant wäre eine Stromsteuerbefreiung vor allem für Betreiber von Windenergieanlagen, die nach der niedrigeren Stufe vergütet werden, für Wasserkraftanlagen zwischen 500 kW und 5 MW und erneuerte Wasserkraftanlagen über 5 MW, für Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen sowie für solche Biomasseanlagen, die keine Boni in Anspruch nehmen können (ebenda). Die Wirksamkeit in diesen Bereichen wäre allerdings noch kritisch im Zusammenhang mit den an Kosten orientierten EEG-Konditionen und möglichen Mitnahmeeffekten vor allem bei bestehenden Anlagen zu prüfen.

Zusammen mit steigenden Strompreisen dürften Stromsteuerbefreiungen künftig auch für neue Windenergieanlagen zunehmend interessant werden, insbesondere bei einer

¹⁰³ Dabei wird auch auf die Wirksamkeit der production tax credit (PTC) in den USA für den dortigen Ausbau der Windenergie verwiesen, wenn es sich dabei auch nicht um Verbrauchsteuern handelt.

Direktvermarktung an Verbraucher, für die bei der Stromsteuer keine Sonderregelungen gelten.

Vor diesem Hintergrund sollte die Frage von Stromsteuerbefreiungen bzw. –ermäßigungen für Strom aus Erneuerbaren Energien künftig vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung des förderpolitischen Instrumentariums weiter geprüft werden.

6.3.7 Fazit

Mit der Ökologischen Steuerreform wurde in Deutschland 1999 eine Stromsteuer als Verbrauchsteuer eingeführt. Dabei wird Strom aus Erneuerbaren Energien im Wesentlichen ebenso besteuert wie Strom aus fossilen und nuklearen Energien.

Das Stromsteuergesetz enthält eine Reihe von Sonderregelungen, die insbesondere Unternehmen des Produzierenden Gewerbes durch Steuerbefreiungen und –ermäßigungen begünstigen und damit derzeit Steuermindermindereinnahmen von 3,73 Mrd. Euro pro Jahr bewirken. Das Aufkommen der Stromsteuer betrug im Jahr 2008 (Ist) 6,261 Mrd. Euro. Der hiervon auf EE-Strom entfallende Teil wird in zwei unterschiedlichen Ansätzen für das Jahr 2008 auf 0,928 Mrd. € bzw. 1,174 Mrd. € geschätzt. Von 1999 bis 2008 ergibt sich insgesamt eine kumulierte Stromsteuer auf EE-Strom von 5,4 bis 6,6 Mrd. €.

Bei einer Bilanzierung von Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien können hinsichtlich der Stromsteuer zwei unterschiedliche Methoden verwendet werden, die zu gleichen Ergebnissen führen. Dabei wird die Nicht-Internalisierung externer Effekte (im Rahmen der Stromsteuer) entweder unter der Rubrik externer Kosten oder unter der Rubrik Stromsteuer verbucht, wobei in jedem Fall eine Doppelzählung zu vermeiden ist.

Eine Befreiung von EE-Strom von der Stromsteuer wäre energie- und umweltpolitisch grundsätzlich begründet. In den bisherigen Diskussionen über eine solche Befreiung wurden mögliche Nachteile bei der praktischen Umsetzung (z. B. Herkunftsnachweise) genannt sowie insbesondere auf problematische Auswirkungen auf die Verwendung des Mittelaufkommens (Senkung der Lohnnebenkosten, Teilfinanzierung des MAP) verwiesen. Besonders wichtig ist letztlich ein gutes Zusammenspiel von Stromsteuer und Förderpolitik. Für Anlagenbetreiber, die eine Mindestvergütung nach EEG in Anspruch nehmen, hätte eine Stromsteuerbefreiung zunächst nur eine geringe Lenkungswirkung. Dies dürfte sich aber insbesondere dann wesentlich ändern, wenn Direktvermarktungen von EE-Strom künftig an Bedeutung zunehmen. Deshalb sollte die Frage von Stromsteuerbefreiungen für EE-Strom vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung des förderpolitischen Instrumentariums weiter geprüft werden.

6.3.8 Literatur

- AGEB (2009): Bruttostromerzeugung und –verbrauch in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Stand 28.1.2009.
- BMF (2006): Ökologische Steuerreform. Berlin, August 2006.
- BMF (2006): Kassenmäßige Steuereinnahmen nach Steuergruppen 1999 bis 2003. BMF - Referat I A 6. 22.02.2006.
- BMF (2007): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2005 bis 2008 (21. Subventionsbericht), August 2007. Sowie frühere Subventionsberichte.
- BMF (2008): Steuereinnahmen nach Steuergruppen 2004 bis 2007. IST-Ergebnisse. BMF - Referat I A 6. 18.04.2008.
- BMF (2009): Steuereinnahmen nach Steuerarten 2007 und 2008. IST-Ergebnisse. BMF - Referat I A 6. 8.04.2009.
- BMU (2008): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2008. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008.
- BMU (2009): Bericht zu Erneuerbaren Energien und Steuern (liegt noch nicht vor).
- BMU (Mai 2008): Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich - Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems. Bericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007. Stand 9. Mai 2008.
- Bundesregierung (2005): Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Dr. Peter Paziorek, Doris Meyer (Tapfheim), Horst Seehofer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 15/4014 - „Erneuerbare Energien in Deutschland“. Deutscher Bundestag, Drucksache 15/5754. 16. 06. 2005.
- Diekmann, J.; Horn, M. (2008): Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes. Kapitel 4 in: DIW, DLR, ZSW, IZES: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008.

Grahl, J. (2001): Stromsteuerbefreiung für regenerative Energien. Gut gemeint aber wenig hilfreich. In: Solarbrief 3/2001.

Hendricks, B.: Antwort der Parlamentarischen Staatssekretärin (BMF) auf die Schriftliche Anfrage von Hans Josef Fell (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Einnahmen in 2005 und 2006 durch die Besteuerung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Deutscher Bundestag. Drucksache 16/1268 vom 21. 04. 2006.

Meyer, B; Kunz, C. (2002): Diskussionspapier zur Steuerbefreiung für Strom aus Erneuerbaren Energien und zur privaten Vermarktung von Ökostrom. 11.2.2002.

StaBA (2009): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Fachserie 18, Reihe 1.4. Wiesbaden 05.03.2009.

6.4 Besondere Ausgleichsregelung

6.4.1 Funktionsweise der besonderen Ausgleichsregelung

Die besondere Ausgleichsregelung (§§40 ff EEG 2009) hat zum Ziel, die internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen zu erhalten. Dies soll dadurch erfolgen, dass die EEG-bedingten Mehrkosten für stromintensive Unternehmen durch eine Begrenzung der abzunehmenden EEG-Strommenge auf 0,05 ct/kWh reduziert werden. Hierfür wird bislang die unbedingt zu beziehende EEG-Strommenge individuell für jedes Unternehmen als Prozentsatz auf Basis von Prognosewerten zur zukünftigen EEG-Durchschnittsvergütung und - aus Gründen der Verifizierbarkeit der Angaben im Antrag - den historischen Strombezugsmengen der Abnahmestelle ermittelt.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes können in den Genuss dieser Regelung kommen, sofern:

- der selbst bezogene und verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle 10 Gigawattstunden pro Jahr übersteigt und
- das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung größer 15 % ist.

Diese Unternehmen müssen aber 10 % des abzunehmenden EEG-Stroms noch voll übernehmen, es sei denn, dass:

- die jährliche Abnahmemenge an der jeweiligen Abnahmestelle mindestens 100 GWh Strom pro Jahr erreicht und
- der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung mindestens 20 % beträgt.

Darüber hinaus müssen alle Unternehmen nun durch eine Zertifizierung nachweisen, dass der Energieverbrauch und die Potenziale der Energieeinsparung in ihrem Betrieb untersucht und bewertet wurden.

Die Ermittlung des Prozentsatzes erfolgt durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle (BAFA) und wird wie in folgendem Beispiel dargestellt ermittelt (IZES 2007):

An einer Abnahmestelle werden zum Eigenverbrauch 80 GWh im Geschäftsjahr 2007 entnommen. Für das besagte Geschäftsjahr konnte ein Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (BWS) von mehr als 15 % ausgewiesen werden. Seitens des oder der Stromlieferanten werden Strommenge und jeweiliger Einkaufspreis, den der jeweilige Lieferant für konventionellen Strom aus dem vorgelagerten Netz selbst zahlt, bescheinigt. Für die Beispielrechnung sind hier 5,5 ct/kWh unterstellt worden. Es sei unterstellt, dass der Lieferant dabei zu 11 % EEG-Strom vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit der EEG-Durchschnittsvergütung von 11,4 ct/kWh bezieht. Der Durchschnittspreis ermittelt sich somit wie folgt:

Tabelle 6-16: Beispielrechnung zur Ermittlung der Differenzkosten innerhalb der besonderen Ausgleichsregelung auf Basis der Bezugsdaten des Stromhändlers (eigene Darstellung IZES)

	(Durchschnittsvergütung EEG-Strom nach VDN x prozentualer Anteil EEG-Strom beim Stromhändler)	(11,4 ct/kWh x 11%)
+	(durchschnittliche Strombezugskosten für konventionellen Strom des Stromhändlers x prozentualer Anteil konventioneller Strom des Händlers)	(5,5 ct/kWh x 89%)
=	durchschnittlicher Strombezugspreis des Stromlieferanten	6,149 ct/kWh
-	durchschnittliche Strombezugskosten für konventionellen Strom	5,5 ct/kWh
=	Differenzkosten (ct/kWh)	0,649 ct/kWh

Die EEG-Menge wird nun solange reduziert, bis sich die Differenzkosten nur noch auf 0,05 ct/kWh im Begrenzungszeitraum belaufen. Ermittelt wird dies über den Begrenzungssatz, der sich als Quotient aus 0,05 ct/kWh und der Differenz aus der voraussichtlichen Durchschnittsvergütung für EEG-Strom des kommenden Jahres und den durchschnittlichen Bezugskosten für konventionellen Strom des jeweiligen Stromhändlers ergibt:

$$\frac{0,05\text{ct/kWh}}{11,4\text{ct/kWh} - 5,5\text{ct/kWh}} = 0,847 \%$$

Unternehmen mit einem Strombezug zwischen 10 und 100 GWh/a an einer Abnahmestelle haben einen Eigenanteil von 10 % mit dem vollen EEG-Anteil (in dem obigen Beispiel 11 % des Strombezugs) zu tragen. Die übrigen 90 % der bezogenen Strommenge werden mit dem zuvor ermittelten Begrenzungssatz multipliziert, woraus sich die voraussichtlich abzunehmende EEG-Strom-Menge ermittelt.

$$8 \text{ GWh} \times 11 \% + 72 \text{ GWh} \times 0,847 \% = 1,5 \text{ GWh EEG-Strom}$$

Bei diesem Verfahren wird der EEG-Anteil des Stromlieferanten berücksichtigt, ungeachtet, ob dieser EEG-Anteil auch gleichmäßig auf alle Kunden des Stromlieferanten verteilt wird.

Mit der Dezemberprognose des dem Betrachtungszeitraum vorangehenden Jahres für die EEG-Strommenge und der EEG-Durchschnittsvergütung wird die EEG-Strom-Bezugsmenge nochmals angepasst und anschließend per Bescheide an Unternehmen und Stromlieferanten versandt.

Mit dem novellierten EEG 2009 und der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) wird die Wälzung des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Lieferanten über einen Anteil an den Lieferungen an Letztverbraucher beendet. An seine Stelle tritt ein finanzieller Ausgleich. Dadurch konnte auch der Ablauf der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen vereinfacht werden. Es ist zukünftig nicht mehr erforderlich, einen Anteil des durch privilegierte Unternehmen abzunehmenden EEG-Stroms zu bestimmen. Vielmehr wird die durch das EEG begründete finanzielle Last privilegierter Unternehmen nach §6 Abs. 1 Nummer 1 AusglMechV unmittelbar auf 0,05 Cent/kWh begrenzt.

6.4.2 Abschätzung der bisherigen Auswirkungen auf stromintensive Industrie und übrige Endverbraucher

Im Folgenden sollen lediglich die Auswirkungen der Umverteilung zwischen großen Stromabnehmern und übrigen Endkunden verdeutlicht werden, da diese in der politischen Diskussion immer wieder aufkommen.

Zunächst seien daher die Ergebnisse der Bescheidverfahren für die Jahre 2006 bis 2009 in Abbildung 6-17 dargestellt (siehe BMU(2009); BAFA(2005)). Zu sehen ist die Entwicklung der Ersparnisse, die sich aus der Differenz zwischen EEG-Strombezug ohne besondere Ausgleichsregelung und dem verminderten Bezug ergeben. Da letztendlich nur die gesamte zu privilegierende Menge vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) testiert gelassen wird, wurde für eine erste Annahme die Differenz zwischen der Prognose des BAFA und den verifizierten Angaben des BDEW gleichmäßig auf die im BAFA-Bescheidverfahren genannten Branchen aufgeteilt.

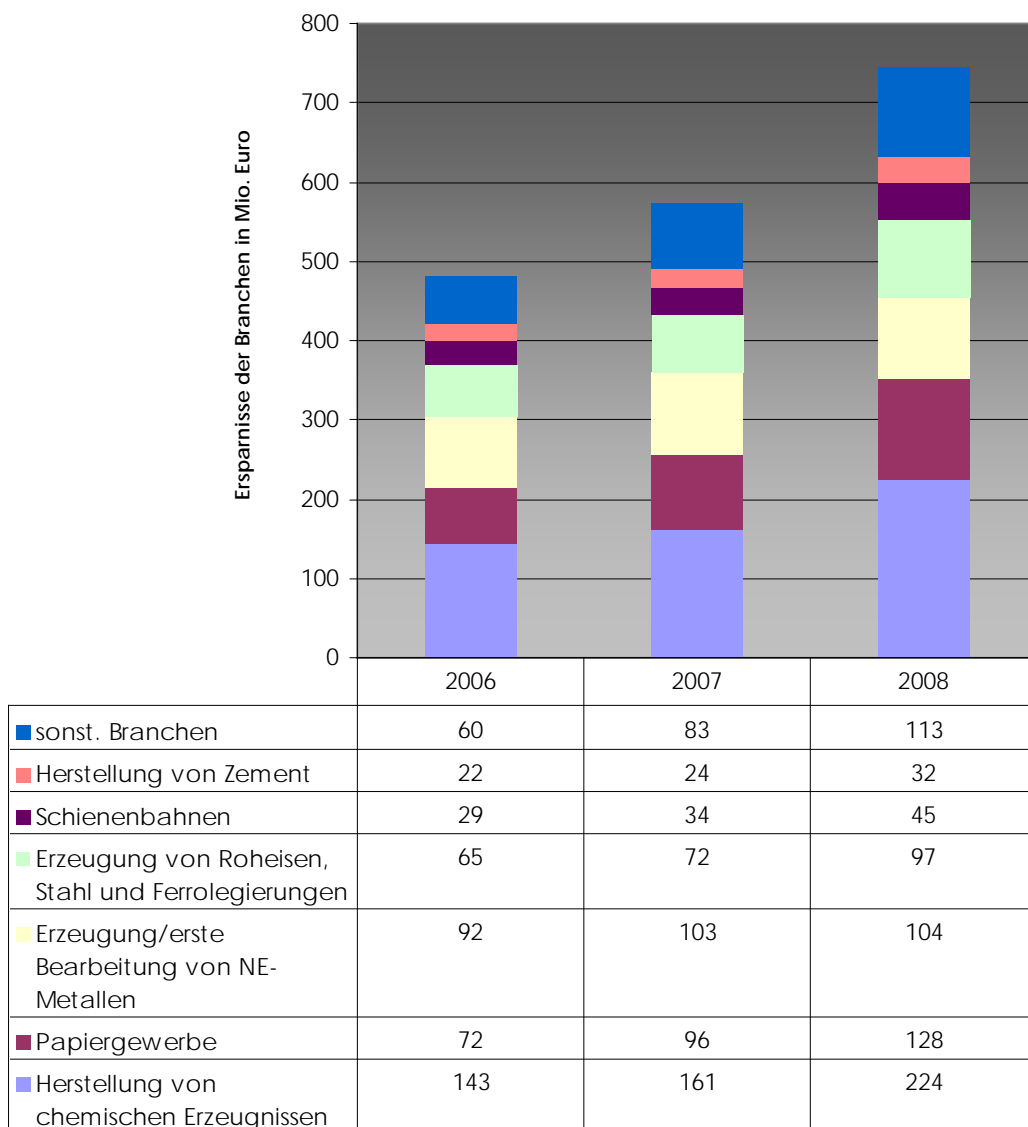


Abbildung 6-17: Verteilung der Ersparnisse auf privilegierte Unternehmen stromintensiver Branchen bei der Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 EEG 2004 in den Jahren 2005-2008¹⁰⁴

Die Einsparungen fallen nicht allen Unternehmen der zuvor genannten Branchen zu, sondern lediglich den gemäß EEG privilegierten Unternehmen. Diese haben je nach

¹⁰⁴ 2006 bis 2008 Darstellung auf Grundlage der durch einen Wirtschaftsprüfer verifizierten Angaben des bdw. Angaben 2008 beruhen auf September-Prognose des bdw. Abweichungen zwischen der Prognose des BAFA während des Bescheidverfahrens und der verifizierten Daten im Folgejahr wurden gewichtet nach den Prognosen des BAFA neu verteilt.

Branche einen unterschiedlichen Anteil an der Gesamtzahl der Unternehmen, des Umsatzes oder Produktionsmenge inne.

Die Privilegierung führt, ausgehend von den obigen Annahmen, zu Ersparnissen von rund 482 Mio. € in 2006, 573 Mio. € in 2007, rund 744 Mio. € in 2008.

Die Mehrbelastung wirkt sich entsprechend des jeweiligen Stromverbrauchs auf die übrigen Hauptabnehmergruppen, wie private und öffentliche Haushalte, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen sowie nicht-privilegierte Industrie aus. Die nachfolgende Abbildung 6-18 macht deutlich, dass es gerade das übrige, nicht privilegierte produzierende Gewerbe ist, das aufgrund dieser Regelung entsprechend dem hohen Stromverbrauch anteilig an diesen 3 Sektoren den größten Teil zu tragen hat. Für 2008 betragen die zusätzlichen Kosten für nicht privilegierte Stromendabnehmer, die sich aus der Umlage ergeben, voraussichtlich rund 0,18 ct/kWh netto.

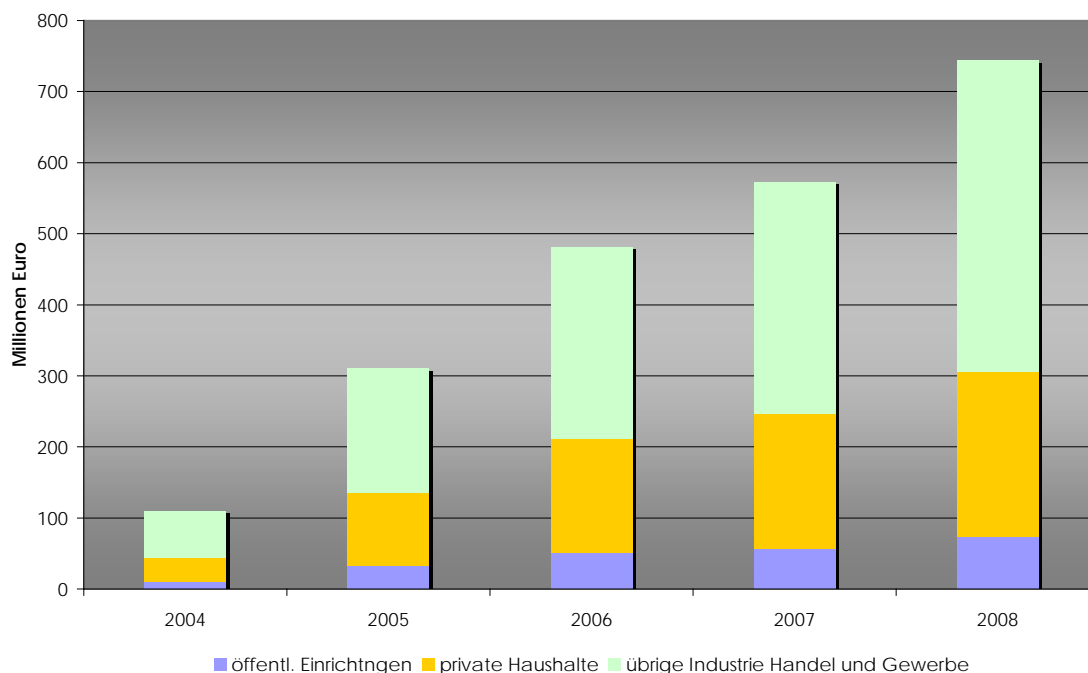


Abbildung 6-18: Entwicklung der zusätzlichen Belastung nicht-privilegierten Stromendabnehmer aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung, dargestellt für die Sektoren öffentl. Einrichtungen, private Haushalte und übrige Industrie, Handel und Gewerbe 2004 bis 2008

7 Umsatz und Beschäftigung

7.1 Einleitung

Umsatz- und Beschäftigungseffekte werden zurzeit durch das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung unter Federführung der GWS mbH in der BMU-Studie „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“ untersucht. Die fortlaufenden Ergebnisse werden in der vorliegenden Untersuchung jeweils in geeigneter Form aufbereitet und in die Bewertung der Nutzenwirkungen einbezogen. Mit der Analyse wird für eine wichtige Nutzenkomponente Erneuerbarer Energien zwischen unterschiedlichen Studien im Auftrag des Umweltministeriums Konsistenz in der Betrachtungsweise gewahrt.

Die Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf den Arbeitsmarkt werden auch vor dem Hintergrund der aktuellen wirtschaftlichen Lage wieder zunehmend intensiv diskutiert. Die Auswirkungen der Finanzkrise der Jahre 2007 und 2008 und der bereits im letzten Quartal 2008 beobachtbaren weltweiten Konjunkturkrise auf die EE-Branchen lassen sich am wahrscheinlichsten auf den Auslandsmärkten beobachten. Bislang führte die Krise gesamtwirtschaftlich über den Nachfragerückgang in der Investitionsgüterindustrie bei vielen Produktionssektoren zu Überkapazitäten und Umsatzeinbrüchen; auf der anderen Seite steht der – kurzfristige – Preisverfall auf den Ressourcenmärkten. Bislang ist im Bereich der Erneuerbaren Energien im letzten Quartal 2008 im Wesentlichen eine Verzögerung bei der Realisierung eingegangener Aufträge beobachtbar. Auf den **EE-Auslandsmärkten** beeinflusst die Finanzkrise in 2009 die Projektfinanzierung durch sich verschlechternde Länderratings und eine z.T. dramatische Schwächung örtlicher Banken. Abnehmende Rentabilität durch gesunkene Energiepreise und die Kopplung der EE-Förderung an staatliche Budgets stellen neue, durch die Finanz- und Konjunkturkrise beeinflusste Risiken im Auslandsgeschäft dar.

Bei der Diskussion der Auswirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien werden in der Literatur verschiedene Ansätze zugrunde gelegt (vgl. BEI 2003 BMU 2006, 2007, EWI/RWI/IE 2004, IWH 2003, Lehr et al. 2008). Unterschiedliche konzeptionelle Ansätze und Berechnungsmethoden führen zu teilweise widersprüchlichen Aussagen. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden zunächst die Begrifflichkeit geklärt sowie die wichtigsten Größen definiert und – soweit möglich – Abschätzungen für die Jahre 2007 und 2008 vorgestellt.

Während in BMU 2006, 2007, 2008 und 2009 regelmäßig Abschätzungen der Beschäftigung nach einzelnen *Sparten* (Wind, Solar etc.) ausgewiesen werden, ist es im Analyserahmen der vorliegenden Studie von Interesse, diese Größen nach Strom- und Wärmezeugung aufzuschlüsseln.

7.2 Beschäftigung – Ansätze und Berechnungsmethoden

Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland wirkt sich mehrfach auf den Arbeitsmarkt aus. Zunächst erfordert die Installation von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien die Produktion dieser Anlagen, die im In- und Ausland erfolgen kann. Die inländische Produktion führt dabei zu Beschäftigung bei den Herstellern¹⁰⁵ dieser Anlagen, der so genannten **direkten** Beschäftigung. Sie umfasst die Beschäftigten von Unternehmen, die sich auf die Herstellung von EE-Anlagen spezialisiert haben, wie Windanlagenhersteller oder Hersteller von PV-Modulen, und die Beschäftigten in Unternehmen mit einer breiteren Produktpalette, welche auch Anlagen zur fossilen Brennstoffnutzung umfassen kann, die in der Produktion von EE-Anlagen, zum Beispiel von Wärmepumpen, beschäftigt sind. Inländische Produktion findet jedoch nicht nur für den inländischen Markt statt. Die direkte inländische Beschäftigung umfasst somit auch alle Arbeitnehmer, die in der Produktion von Anlagen für den Export beschäftigt sind (vgl. Abbildung 7-1, grüner Kasten).

Abschätzungen der Exporttätigkeit deutscher Unternehmen sind von zentraler Bedeutung für die Schätzung der Beschäftigung in der Branche insgesamt. Die deutschen Hersteller von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien haben derzeit ganz erheblichen Erfolg auf den Auslandsmärkten zu verzeichnen. So gehören deutsche Hersteller beispielsweise auf den führenden internationalen Märkten für Windenergie zu den ersten drei Anbietern auf diesen Märkten. Auch bei anderen Technologien werden derzeit noch jährlich Anteile hinzugewonnen.

Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien stellen jedoch keine Kategorie in den internationalen Handelsdatenbanken dar, so dass der Umsatz im Ausland auf der Basis von Primärerhebungen und durch Abschätzung der Kapazitäten der Produzenten der EE-Sparten abgeleitet wird. Unterschiedliche Einschätzungen des Exports sind die hauptsächlichliche Ursache voneinander abweichender Abschätzungen der Beschäfti-

¹⁰⁵ Die Darstellung konzentriert sich auf die Anlagenseite des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Die ebenfalls mit dem Ausbau verbundene zunehmende Beschäftigung in öffentlicher Forschung wird nicht detailliert abgebildet. Ebenso müssen in einem zukünftigen Arbeitspaket die Beschäftigten der öffentlichen Verwaltung den dort erhobenen Transaktionskosten gegenübergestellt werden (vgl. Kapitel 4).

gung, da zumindest zu den jährlich in Deutschland installierten Leistungen und den damit verbundenen Investitionen regelmäßig Daten veröffentlicht werden (vgl. AGEE-Stat, Erneuerbare Energien in Zahlen, verschiedene Jahrgänge).

Die Hersteller von Anlagen fragen ihrerseits Vorlieferungsleistung bei heimischen und ausländischen Unternehmen nach. Die inländische Produktion von Vorlieferungen wird dem Bereich der Erneuerbaren Energien zugerechnet; die hiermit verbundene Beschäftigung wird als **indirekte** Beschäftigung bezeichnet. Hersteller von Windanlagen beziehen beispielsweise Vorlieferungen aus dem Maschinenbau, der Metallverarbeitung, dem Fahrzeugbau, der Messtechnik sowie Handelsdienstleistungen und andere unternehmensbezogene Dienstleistungen.

Neben der Installation von Anlagen sind der Betrieb und die Wartung von EE-Anlagen beschäftigungswirksam. Betriebs- und Wartungsleistungen haben ihrerseits wiederum eine eigene Vorleistungsstruktur, die die Bereitstellung von Betriebs- und Hilfsstoffen (Schmiermittel etc.) sowie den Ersatz von Verschleißteilen und anderen beschädigten Teilen beinhaltet. Obwohl dieser Bereich immer wichtiger wird, ist die Datenlage bislang unbefriedigend. Im Folgenden wird daher hilfsweise angenommen, dass Betriebs- und Wartungsleistungen vor Ort, d. h. bei inländischen Installationen durch inländische Unternehmen erbracht werden und bei ins Ausland exportierten Anlagen durch ausländische Unternehmen bereitgestellt werden. Diese Annahme unterschätzt eher die Dienstleistungen, die für das Ausland erbracht werden, und folgt so dem insgesamt konservativen Schätzansatz.

Die Berechnung der gesamten **Bruttobeschäftigung**, d. h. der Summe aus indirekter und direkter Beschäftigung durch Anlagenherstellung sowie Betriebs- und Wartungsleistungen, basiert auf den Umsätzen der jeweiligen Unternehmen, Kenntnis der Vorlieferungsstruktur und der Arbeitskoeffizienten in den betreffenden Industrien. Diese Berechnungen werden jährlich aktualisiert und jeweils im Frühjahr durch das BMU veröffentlicht (für die aktuelle Abschätzung vgl. BMU (2009)).

Die derzeit vorliegenden Abschätzungen beruhen auf einer Vorlieferungsverflechtung, die aufgrund von Primärerhebungen im Rahmen von BMU (2006) erstellt und seitdem für die jährlichen Abschätzungen fortgeschrieben worden ist. Im Rahmen des aktuellen o. g. Forschungsvorhabens wird die Input-Output-Struktur für die Hersteller von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien auf der Basis einer neuen Unternehmensbefragung überarbeitet. Ergebnisse werden für einen weiteren Zwischenbericht im Rahmen des vorliegenden Vorhabens vorliegen.

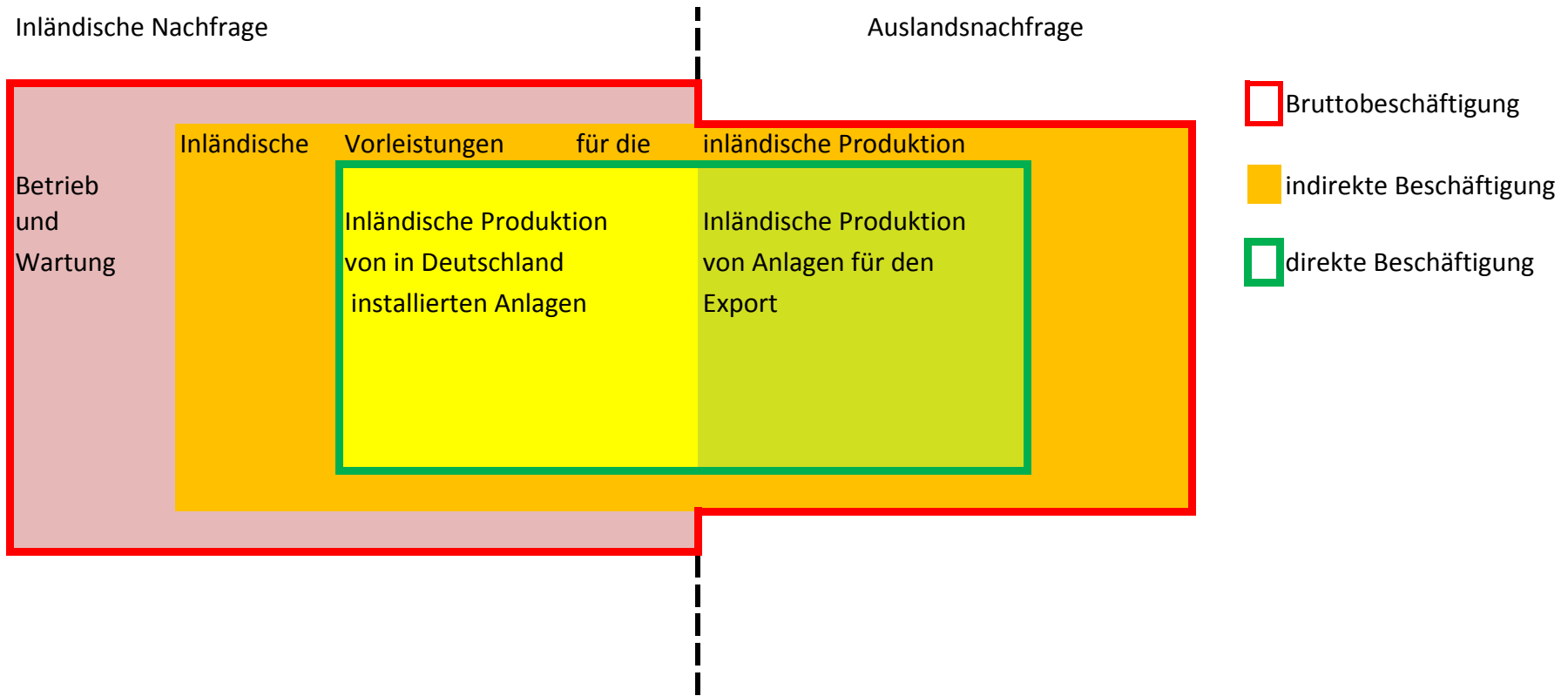


Abbildung 7-1: Zusammensetzung der inländischen Bruttobeschäftigung in Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien

7.3 Beschäftigungsrelevanter Umsatz

7.3.1 Neuanlagen

Der beschäftigungsrelevante Umsatz wird von den Investitionen in EE-Anlagen in Deutschland und zusätzlichen Informationen zur Geschäftstätigkeit der Unternehmen im In- und Ausland abgeleitet. Die **Investitionen** in Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland waren in 2007 leicht rückgängig (auf 10,6 Mrd. €) gegenüber dem Jahr 2006 (11 Mrd. €) und konnten sich in 2008 auf einem neuen Höchststand (13,12 Mrd. €) erholen. Die Aufteilung auf die einzelnen Sparten sowie das Gesamtvolumen für 2008 basieren auf den Ausbauzahlen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (vgl. Abbildung 7-2).

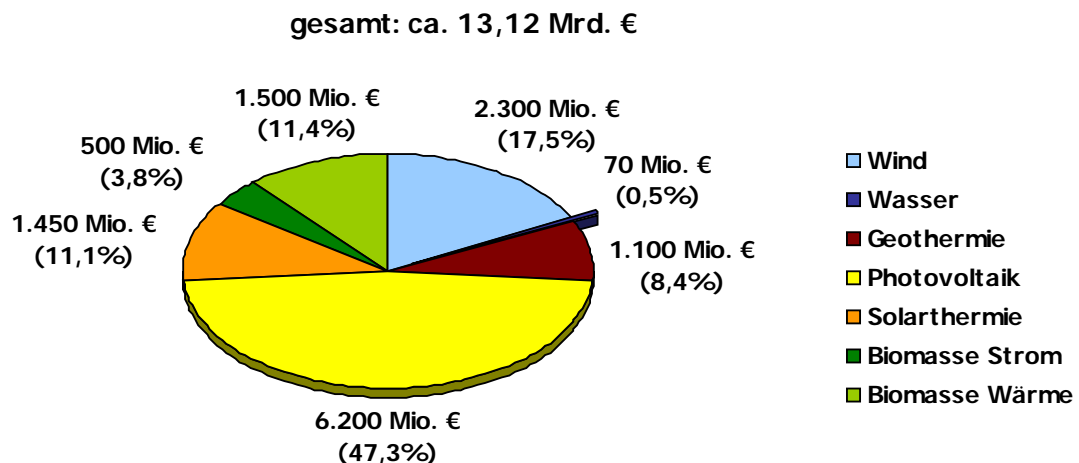


Abbildung 7-2: Investitionen in Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2008 [ZSW09].

Der Umsatz der in Deutschland ansässigen Hersteller von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien beläuft sich auf 14,65 Mrd. € (2007: 11,8 Mrd. €)¹⁰⁶ und folgt aus:

$$\text{Umsatz der in Deutschland ansässigen Hersteller} = \text{Investitionen} - \text{Importe} + \text{Exporte}$$

¹⁰⁶ Der hier ausgewiesene Umsatz bezieht sich auf die beschäftigungswirksamen Umsätze der Unternehmen durch Herstellung und Wartung/Instandhaltung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Erlöse durch den Betrieb sind hier nicht enthalten. Die in der regelmäßigen Publikation des BMU „Erneuerbare Energien in Zahlen“ ausgewiesene Größe Umsatz in Verbindung mit dem Anlagenbetrieb enthält die Einspeisevergütung, den Verkauf von Kraftstoffen und Brennstoffen.

7.3.2 Betrieb und Wartung

Betrieb und Wartung der Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien nehmen mit steigenden Installationszahlen an Bedeutung zu. Statistische Angaben zu den Ausgaben für Betrieb und Wartung liegen nicht oder nur sehr unsystematisch vor. Für Windkraftanlagen gibt es statistische Angaben zu Ausfallzeiten, jedoch nicht zu den Ursachen dieser Ausfälle. Daher wird bei den Berechnungen der Beschäftigten in Betrieb und Wartung von Betriebskosten ausgegangen, die sich proportional zu den Kosten der jeweiligen Anlage verhalten. Der Anteil der Betriebskosten an den Installationskosten ist dabei technologiespezifisch unterschiedlich und über die Lebensdauern der Anlagen konstant gesetzt.

Auch die mit Betrieb und Wartung befassten Wirtschaftsbereiche – überwiegend das Handwerk – setzen ihrerseits wieder Vorleistungen aus anderen Wirtschaftsbereichen ein. Die Vorleistungsstruktur orientiert sich an den Ausfallhäufigkeiten bestimmter Bauteile der Anlagen und an den für den Betrieb notwendigen Hilfs- und Betriebsstoffen. Insgesamt wird in der Untersuchung davon ausgegangen, dass Betriebs- und Wartungsarbeiten bei im Inland installierten Anlagen (unabhängig vom Produktionsstandort der Anlage) durch inländische Unternehmen durchgeführt werden und nicht importiert werden.

7.3.3 Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen

Die Daten zu den Umsätzen im Bereich der Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen sind mit großer Unsicherheit behaftet. Bei der Pelletproduktion ließ sich in 2008 ein starker Anstieg beobachten; laut Angaben des Deutschen Energie-Pellet-Verbandes 2008 stieg die Produktion um 30 % gegenüber dem Vorjahr [DEPV09]. Darüber hinaus wurde die Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe im Bereich der Biogasnutzung im Jahr 2008 um 25 % auf rund 500.000 ha gegenüber 2007 vergrößert ([FNR09] nach BMU09c).

Die Bereitstellung von **Biokraftstoffen** aus deutscher Produktion war 2008 erneut rückläufig. In diesem Bereich ist das Mengengerüst der AGEE-Stat wenig gesichert, daher ist die Abschätzung bei BMU 09c bewusst zurückhaltend. Sie basiert auf konservativen Schätzungen insbesondere bezüglich der Importsituation auf diversen Wertschöpfungsstufen, die eine wesentliche Einflussgröße darstellt. Eine genauere Untersuchung und ausführlichere Darstellung der Situation im Biokraftstoffbereich sowie in der Biomassebereitstellung in Deutschland wird im Rahmen des Endberichts des Gesamtvorhabens erfolgen.

7.4 Beschäftigung

Insgesamt belief sich die Bruttobeschäftigung aus den Aktivitäten der Wirtschaft im Bereich Erneuerbarer Energien im Jahr 2008 auf rund 273.700 Beschäftigte. Unter Berücksichtigung der Beschäftigten aus öffentlichen und gemeinnützigen Mitteln erhöht sich dieser Wert auf 278.000 Personen und liegt damit um knapp 12 % über dem Vorjahreswert. Tabelle 7-1 zeigt die Entwicklung 2007/2008 und eine Aufteilung auf die einzelnen Sparten. Zur Anknüpfung an die Ergebnisse früherer Berechnungen werden nachrichtlich die Ergebnisse für die Jahre 2006 und 2004 berichtet. Methodische Unterschiede schließen jedoch einen direkten Vergleich aus.

Tabelle 7-1: Bruttobeschäftigung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2007/2008 (BMU 09c)

	Beschäftigung durch (2008)			Beschäftigung gesamt (2004, 2006-2008)			
	Investitionen (einschl. Export)	Wartung & Betrieb	Brenn-/ Kraftstoff- bereitstellung	2008	2007	2006	2004
Wind	68,1	17,0		85,1	84,3	82,1	63,9
Photovoltaik	54,7	2,3		57,0	38,6		
Solarthermie	15,5	1,9		17,4	12,1	40,2	25,1
Wasserkraft	4,9	4,4		9,3	9,4	9,4	9,5
Geothermie	8,6	0,5		9,1	4,5	4,2	1,8
Biomasse	15,2	19,5		34,7	31,3	56,8	95,4
Biogas & fl. Biomasse	3,4	4,0		7,4	13,5	n.a.	n.a.
Biomassebrennstoffe			28,5	28,5	22,8	n.a.	n.a.
Biokraftstoff			25,2	25,2	28,5	n.a.	n.a.
Summe	170,4	49,6	53,7	273,7	245,0	n.a.	n.a.
Beschäftigung durch öffentliche/gemeinnützige Mittel				4,3	4,3	n.a.	n.a.
Summe				278,0	249,3		

Quelle: Eigene Zusammenstellung (GWS) nach BMU 2006, 2007, 2008b, 2009c

7.5 Problematik der Aufteilung der Beschäftigten auf den Strom- und Wärmebereich und Vorschläge für das weitere Vorgehen

In BMU (2009c, 2008b, 2007) werden die Beschäftigten nach technologischen Sparten ausgewiesen. Dies ist überwiegend auf die Abgrenzung der Ausgangsdaten zu den installierten Leistungen (vgl. BMU08a, ZSW09) und auf die Abgrenzung des neu erstellten Input-Output-Vektors in BMU 2006 und der Folgestudie zurückzuführen.

Eine Aufteilung nach Strom und Wärme ist nicht in allen Sparten sinnvoll trennscharf durchführbar. Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft sind eindeutig der Stromerzeugung zuzurechnen. In der Summe sind dies in 2007 132.300 Beschäftigte und 151.400 in 2008. Dem Wärmebereich sind eindeutig die solarthermischen Anlagen zuzurechnen und die oberflächennahe Geothermie, letztere wird jedoch nur zusammen mit der Tiefengeothermie ausgewiesen.

Der unter 7.2 dargestellte Ansatz zur Ermittlung der Bruttobeschäftigung basiert auf Daten, die sich an einer Zuordnung nach **Energieträgern** orientieren. Bei verschiedenen Verwendungszwecken wie bei der Erzeugung von Strom oder Wärme lassen sich die Effekte nicht eindeutig zuordnen. Besonders schwierig ist eine Zuordnung im Bereich der gekoppelten Erzeugung, da Investitionen und Umsätze sich auf **eine** Anlage beziehen und somit nicht anteilig dem Strom oder der Wärmebereitstellung zugeordnet werden können. Diese Schwierigkeit überträgt sich auf die Bereitstellung von Biomassebrennstoffen, bei der die Datenlage ohnehin unsicher ist. Die Verwendung von Biomasse in Kraft-Wärmekopplungsanlagen lässt sich nicht aufteilen.

Die Ergebnisse der Evaluierung des Marktanzreizprogramms geben zum einen nur Aufschluss über die geförderten Anlagen und beziehen sich zum anderen nur auf das Inland. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass die vom MAP ableitbare Definition von wärmeerzeugenden Anlagen sich auf alle installierten Anlagen und die Struktur der Exporte übertragen lässt.

Für das weitere Vorgehen der Untersuchung wird Folgendes vorgeschlagen:

- Ausweisen der „sicheren“ Strom- und Wärmetechnologien (Wind, Wasser, PV auf der einen Seite, Wärmepumpen und solarthermische Anlagen auf der anderen Seite),
- Ausweisen der Bereitstellung von Brennstoffen und Kraftstoffen,
- Einholen von Experteneinschätzungen aus dem Kreis der MAP-Gutachter, wie die Entwicklung der KWK-Anlagen anderer geförderter Technologien außerhalb der MAP-Förderung einzuschätzen ist.

7.6 Literatur

- BEI (2003); W. Pfaffenberger, K. Nguyen, J. Gabriel: Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich Erneuerbarer Energien. Studie des bremer energie instituts im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, 2003.
- [BMU06] Staiß, F.; Kratzat, M. (ZSW); Nitsch, J.; Lehr, U. (DLR); Edler, D. (DIW); Lutz, C. (GWS): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte – Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juni 2006.
- [BMU07] Kratzat, M. (ZSW); Lehr, U.; Nitsch, J. (DLR); Edler, D. (DIW); Lutz, C. (GWS): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006 – Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt – Follow up, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), September 2007.
- [BMU08a] Staiß, F.; Linkohr, C.; Zimmer, U.; Musiol, F.; Ottmüller, M. (ZSW): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Internet-Update Stand Dezember 2008, Hrsg.: Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Dezember 2008.
- [BMU08b] Kratzat, M. (DLR), Edler, D. (DIW), Ottmüller, M. (ZSW), Lehr, U. (DLR): Bruttobeschäftigung 2007 – eine erste Abschätzung, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2008.
- [BMU09a] Neues Denken – Neue Energie: Roadmap Energiepolitik 2020, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Januar 2009.
- [BMU09b] Innovation durch Forschung – Jahresbericht 2008 zur Forschungsförderung im Bereich Erneuerbarer Energien, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Januar 2009.
- [BMU09c] O’Sullivan, M. (DLR), Edler, D. (DIW), Ottmüller, M. (ZSW), Lehr, U. (DLR): Bruttobeschäftigung 2008 – eine erste Abschätzung, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2009.

- EWI/RWI/IW (2004), W. Schulz, M. Peek, C. Gatzen, M. Bartels, M. Kalies, M. Nill, B. Hillebrand, M. Bleuel, J. M. Behringer, H. G. Buttermann: Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Institut für Energetik & Umwelt, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, 2004.
- IWH (2003), J. Ragnitz, S. Hentrich, J. Wiemers: Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Institut für Wirtschaftsforschung Halle, 2003.
- Lehr, U., Nitsch, J. Kratzat, M., Lutz, C., Edler, D., (2008), Renewable energy and employment in Germany, *Energy Policy* 36 (2008) 108–117.
- [ZSW09] Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, Stand März 2008.

8 Weitere Effekte

Neben den bislang diskutierten und eher gesichert quantifizierbaren Nutzengrößen werden in der Diskussion um den Ausbau erneuerbarer Energien auch weitere Effekte angeführt, die in ihrer Größenordnung und ihrer gesamtwirtschaftlichen Bedeutung schwieriger abzubilden sind. Zu nennen sind hier zunächst die Auswirkungen eines gewählten Erzeugungsmixes auf die Wirtschaft insgesamt. Unter diesen Aspekt fallen die Vermeidung von Energieimporten, die Auswirkungen von Nachfrageänderungen auf die globalen Preise und die Risikominderung durch ein ausgeglicheneres Portfolio.

Vermiedene Importe (Kapitel 8.1) sind in einer globalisierten und arbeitsteiligen Weltwirtschaft kein Wert an sich, sie entfalten eine Nutzenwirkung, wenn nicht internalisierte negative Effekte, die mit den Importen einhergehen, wie beispielsweise erhebliche Preis- und Mengenrisiken etc. vermieden werden können. Die Auswirkungen von Nachfrageänderung (Kapitel 8.2) können derzeit nur modellhaft erfasst werden, diese Wirkungen lassen sich in Simulationen quantifizieren. Desgleichen gilt für den Portfolioeffekt (Kapitel 8.3) der für einzelne beispielhafte Konstellationen (in der Literatur) berechnet worden ist. Ausführlichere Untersuchungen stehen noch aus.

Neben den in diesem Kapitel aufgeführten Nutzengrößen wird im weiteren Gang der Untersuchung zu prüfen sein, ob es ähnliche Kosteneffekte gibt, die bislang nicht berücksichtigt worden sind. Eine erste Diskussion der Untersuchungsergebnisse auf einem zweitägigen Expertenworkshop hat keine Hinweise auf weitere qualitativ bewertbare Kostenkategorien ergeben.

8.1 Vermiedene Energieimporte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien und Energiesicherheit

8.1.1 Einleitung

Ziel dieses Analysebereichs ist neben der Quantifizierung der Minderung von Energieimporten die Frage, welcher gesamtwirtschaftliche Nutzen mit einer solchen Verminderung von Energieimporten verbunden ist. Dabei sind auch die Bezugsregionen und die Preisrisiken der Energieimporte zu betrachten. Dabei werden hier zunächst vor allem konzeptionelle Überlegungen zur gesamtwirtschaftlichen Bedeutung von Energieimporten angestellt und verschiedene methodische Konzepte zur Quantifizierung der Energiesicherheit vorgestellt.

Mit dem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien im Energiemix geht der Anteil fossiler Energien mittel- und langfristig erheblich zurück. Da Deutschland über geringe eigene Öl- und Gasvorkommen verfügt und darüber hinaus auch aus Kostengründen

den Abbau der heimischen Steinkohlevorräte zurückfährt, wird ein erheblicher Anteil der eingesetzten fossilen Energieträger ebenso wie die Nuklearbrennstoffe importiert. Mit steigendem EE-Anteil in der Stromerzeugung geht der Einsatz von Erdgas und Kohle zurück, im Wärmebereich wird ebenfalls weniger Erdgas und weniger Heizöl eingesetzt und im – hier nicht weiter analysierten – Transportsektor werden Mineralölprodukte ersetzt.

In Wenzel und Nitsch (2008) bzw. Wenzel (2009a, b) finden sich Abschätzungen zur Einsparung fossiler Energieträger für 2007 und 2008 für die zukünftige Entwicklung entlang des Mengengerüsts des Leitszenarios unter Verwendung verschiedener Preispfade. Im Wärmebereich ist das Vorgehen analog (Wenzel 2007, 2009).

Inwiefern volkswirtschaftlich einer Verringerung von Importen ein Nutzen zugesprochen werden kann, bedarf hingegen einer tieferen Analyse. Geht man davon aus, dass internationaler Handel auf komparativen Vorteilen der jeweiligen Handelspartner basiert, kann eine Verschiebung zwischen Importen und heimischer Produktion eigentlich nur zu einer Preiserhöhung des Produktes führen. Dieser Aspekt wird im Bereich der Erneuerbaren Energien bereits in der Analyse der Differenzkosten durch den Vergleich mit den fossil basierten Gesteungskosten aufgegriffen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt bei der Betrachtung des Energiemix eines Landes ist die Energiesicherheit. Gerade im Zusammenhang mit den Gasstreitigkeiten zwischen der Ukraine und Russland ist dieser Aspekt wieder von stärkerem Interesse. Auch aktuelle große Energieprojekte im fossilen und erneuerbaren Bereich wie etwa Nabucco oder Desertec werden mit Hinweis auf ihren Beitrag zur Erhöhung der Energiesicherheit öffentlich angekündigt.

Intuitiv einleuchtend scheint die Behauptung, dass die Energiesicherheit durch Diversität der Energiequellen zunimmt. Durch eine Mischung aus verschiedenen Quellen scheint man besser gegen Ausfall gewappnet zu sein als bei der Konzentration auf eine Energiequelle oder ein Anbieterland. Um einen volkswirtschaftlichen Nutzen aus dieser Intuition abzuleiten, bedarf es eines quantifizierbaren Konzeptes von Energiesicherheit und Diversität.

Im Folgenden werden zunächst kurz die Mengenabschätzungen der verringerten Energieimporte aus der Literatur referiert. Anschließend werden verschiedene methodische Ansätze zur Quantifizierung von Energiesicherheit vorgestellt und miteinander verglichen.

8.1.2 Verringerung der Energieimporte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien

Quantitative Abschätzungen in der Literatur

Erneuerbare Energien ersetzen fossile Energieträger, die in einem rohstoffarmen Land wie Deutschland zum überwiegenden Teil importiert werden müssen. Nicht zuletzt durch die Auswirkungen der Gasstreitigkeiten zwischen Russland und der Ukraine, die in den Gasabnehmerländern zumindest zu Beunruhigungen führten, werden Energieimporte zunehmend kritisch beobachtet und eine Verringerung des Bedarfs an solchen Importen wird positiv beurteilt. Um zu einer quantitativen Abschätzung zu gelangen, muss die Energiebereitstellung durch Erneuerbare Energien in die entsprechenden Minderbedarfe bei den fossilen Energieträgern übersetzt werden und eine plausible Annahme getroffen werden, inwieweit diese Minderbedarfe die Importe fossiler Energieträger beeinflussen. Es können keine Informationen vorliegen, ob eingesparte fossile Brennstoffmengen nicht importiert werden oder nicht heimisch bereitgestellt werden, jedenfalls nicht für die frei gehandelten Energieträger Öl und Gas. Daher wird unterstellt, dass die Einsparungen dieselbe Import/heimische Produktionsstruktur aufweisen wie die eingesetzten Mengen. Bei der Steinkohle liegt der Fall anders: Wegen des gebotenen Einsatzes der heimischen Mengen ersetzen die Erneuerbaren Energien im Falle der Steinkohle zu 100 % Importe.

Die Minderbedarfe Erneuerbarer Energien lassen sich ableiten aus Abschätzungen darüber, welcher Einsatz von fossilen Brennstoffen in welchem Umfang durch den Einsatz einer bestimmten EE-Technologie gemindert wird. Diese Substitutionsfaktoren basieren auf Abschätzungen der Einspeiseprofile Erneuerbarer Energien (in der Stromerzeugung) und dem Vergleich mit den Erzeugungsprofilen des Kraftwerksparks (vgl. Fraunhofer ISI 2005, 2009) und den damit verbundenen Einsätzen fossiler Brennstoffe.

Das IfnE (Wenzel 2008 a,b, 2009 a,b) hat Abschätzungen des Importrückgangs durch die Nutzung Erneuerbarer Energien für die Jahre 2007 und 2008 auf diesen Berechnungsgrundlagen bereits vorgelegt. Tabelle 8-1 zeigt eine Übersicht über die eingesparte Primärenergie aus den Veröffentlichungen der Jahre 2008 und 2009. Obwohl der Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in 2008 gegenüber 2007 leicht gestiegen ist, fällt die Einsparung im Jahr 2008 im Vergleich zu 2007 deutlich geringer aus. Ursache ist eine Neuberechnung der Substitutionsfaktoren von fossilen Energieträgern.

Tabelle 8-2 gibt einen Überblick über die Substitutionsfaktoren (für die Stromerzeugung) nach alter und neuer Berechnungsmethode. Insbesondere hat sich die Einschät-

zung der ersetzten Braunkohle deutlich verringert zugunsten der Steinkohle und in erheblichen Umfang zugunsten von Erdgas.

Tabelle 8-1: Einsparungen fossiler Primärenergie durch die Nutzung Erneuerbarer Energien in 2007 (publiziert in 2008) und 2008 (Methode 2009) (in PJ)

	Strom		Wärme		Kraftstoff		Gesamt	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
Braunkohle	336,2	128,9	12,1	27,4	0,0	0,0	348,3	112,8
Steinkohle	415,5	505,1	3,0	27,7	0,0	0,0	418,5	384,8
Erdgas	80,9	197,6	199,2	198,0	0,0	0,0	280,1	285,7
Öl	0,0	7,9	146,1	140,4	0,0	0,0	146,1	107,1
Diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	187,2	82,8	187,2	59,8
Benzin	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	14,0	8,9	10,1
Gesamt	832,6	839,5	360,3	393,5	196,0	96,8	1389,0	960,4

Quelle: Wenzel 2009 a,b; eigene Zusammenstellung

Tabelle 8-2: Substitutionsfaktoren für fossile Energieträger

	Braunkohle		Steinkohle		Gas	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Windkraft	0,2	0,02	0,7	0,72	0,1	0,24
Geothermie und Wasser	1	0,06	0	0,69	0	0,25
Biomasse/ Abfall	0,3	0,02	0,6	0,73	0,1	0,25
Photovoltaik	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5
Biogas	0	0,01	0,7	0,66	0,3	0,32
Klär- und Deponiegas	1	0,01	0	0,66	0	0,32

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI (Klobasa et al. 2005, Klobasa et al. 2009)

Die Primärenergieeinsparungen führen durch Multiplikation mit den Importanteilen des jeweiligen Energieträgers zu den mengenmäßigen Verminderungen von Energieimporten und durch Multiplikation mit den jeweiligen Importpreisen zu den Werten der eingesparten Rohstoffe.

Tabelle 8-3 zeigt eine Übersicht von 2004 bis 2008. Neben mengenmäßigen Einsparungen trägt die Entwicklung der Energiepreise ganz erheblich zu einem wertmäßigen Rückgang der Energieimporte bei. Insbesondere die hohen Preise bis Mitte 2008 haben die Entwicklung geprägt.

Die fossilen Energieträgerimporte werden, wie bereits erwähnt, durch Strom- und Wärmeerzeugung sowie Kraftstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energieträger substituiert. Für eine umfassende Bewertung gilt es daher zu fragen, inwieweit diese Energiebereitstellung auf heimischer Produktion beruht und ob sich neue Importab-

hängigkeiten abzeichnen. Dabei lassen sich bei der brennstoffverwendenden erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung die Biomasseimporte berücksichtigen. Wenzel (2008a, 2009b) schätzt die Biomasseimporte bei der jährlichen Bewertung der Nutzen durch erneuerbare Energien seit 2008 ab und fasst die Summe aus eingesparten fossilen Importen und erhöhten Biobrennstoffimporten zu den sogenannten Nettoimporten zusammen¹⁰⁷. Da die Internationalen Handelsdatenbanken die Ein- und Ausfuhren von Ölsaaten, Palmöl etc. zur energetischen Nutzung nicht von anderen Verwendungszwecken trennen, ist eine derartige Abschätzung auf eine Vielzahl von Quellen angewiesen. Insgesamt vermindern sich die wertmäßigen Einsparungen bei fossilen Energieträgern auf 4,4 (2007) bzw. 6,6 (2008) Mrd. Euro.

Tabelle 8-3: Vermiedene Energieimporte von 2004 bis 2008

	Strom	Wärme	Kraftstoff	Gesamt (bei Berücksichtigung von Biomasseimporten)
	[Mrd. EUR]			
2004	0,4	0,9	0,3	1,6
2005	0,7	1,6	0,7	3,0
2006	0,9	2,1	1,5	4,5
2007	1,2	2,5	1,7	5,4 (4,4)
2008	3,0	3,1	1,1	7,2 (6,6)

Quelle: Wenzel (2009a,b)

Neben den Biomasseimporten lässt sich die Überlegung zu „neuer“ Importabhängigkeit im Bereich Erneuerbarer Energien noch ausweiten. Zu denken wäre hier sowohl an den Import von Erzeugungstechnologien als auch an den Import von Rohstoffen zu heimischen Produktion von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Inwieweit diese Importabhängigkeiten die Energiesicherheit beeinflussen, lässt sich mit den im folgenden Abschnitt entwickelten Indikatoren im weiteren Verlauf der Untersuchung klären. Im Folgenden werden diese Indikatoren zunächst vorgestellt und auf die Importe fossiler Brennstoffe angewendet.

8.1.3 Bedeutung vermiedener Energieimporte für die Energieversorgungssicherheit

Die Frage nach der Sicherheit der Energieversorgung wird mit zunehmender Abhängigkeit der gesamten Wirtschaft und des alltäglichen Lebens von Energie und der häu-

¹⁰⁷ Gedanklich werden die Importe eines Jahres mit einem Jahr ohne Strom- und Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien verglichen.

figeren Erfahrung von Versorgungsengpässen durch natürliche oder politische Ursachen immer dringlicher. Dennoch gibt es wenige quantitative Ansätze, die über die qualitativen Arbeiten aus dem militärisch-strategischen oder dem politikwissenschaftlichen Bereich hinausgehen. Die Versorgung mit Energie birgt zwei Risiken: ein Mengenrisiko, das sich in Lieferausfällen eines Exportlandes äußert, wie es sich beispielsweise bei den Konflikten zwischen Russland und der Ukraine zeigte, und ein Preisrisiko, das sich in starken, gesamtwirtschaftlich schädlichen Preissprüngen auf den internationalen Energiemärkten äußert. Während für einen hinsichtlich des Mengenrisikos optimalen Energiemix in der Literatur Diversitätsindikatoren genutzt werden (je vielfältiger die Versorgung, desto eher kann der Ausfall einer Quelle verkraftet werden), wird die Portfoliotheorie (vgl. Kapitel 1.6) zur Absicherung gegen das Preisrisiko herangezogen.

Diversitätsindikatoren

Diversität umfasst die Aspekte der Vielfalt, Ausgewogenheit und der Unterschiedlichkeit der zur Verfügung stehenden Optionen. Im Folgenden soll gezeigt werden, wie Strukturen der Energieträger, Strukturen der Bezugsländer und länderspezifische Risikoindikatoren in einem Indikatorsystem zur Bewertung von Energiesicherheit abgebildet und verknüpft werden können.

Für die Aspekte Vielfalt und Ausgewogenheit ist ein allgemeines Maß in der Literatur vorgeschlagen worden:

$$\Delta_a = \sum_i (p_i^a)^{1/(1-a)}$$

mit p : Anteil des Energieträgers i am Energiemix und $i=1\dots N$, Index für den jeweiligen Energieträger.

Hiervon lassen sich die beiden meistverwendeten Maße nach entsprechenden Umformungen und Variablentransformationen (Hill 1973) als Spezialfälle ableiten, i.e. der Herfindahl-Index für $a=2$

$$(1) \quad \Psi = \sum_i p_i^2$$

und der Shannon-Wiener Index für $a=1$:

$$(2) \quad I = -\sum_i (p_i) \ln p_i$$

Während (1) den Vorteil hat, normierbar zu sein, was die Vergleichbarkeit erleichtert, hat (2) den Vorteil, konkav zu sein, d.h. eine Hinzunahme neuer Energiequellen führt

automatisch zu einer Erhöhung des Indikators. Beide Indikatoren bevorzugen in ihrer Bewertung eine Gleichverteilung über möglichst viele Energieträger.

Diversifizierung bedeutet jedoch nicht nur die Verteilung der Energieversorgung auf möglichst viele Energieträger, sondern vielmehr auch die Bereitstellung durch einen adäquaten Mix, der weitere Risikofaktoren mit einbezieht. So führt die Deckung des Energiebedarfs zum überwiegenden Teil durch Importenergien zu Abhängigkeiten von den jeweiligen Herkunftsländern und ist mit länderspezifischen Risiken behaftet.

Ausgehend von Gleichung (2) lassen sich diese zusätzlichen Aspekte folgendermaßen integrieren (vgl. Lehr 2009):

$$(3) \quad S_2 = \sum_{i=1}^N c_{2i} * p_i \ln(p_i),$$

mit $c_{2i} = \left(1 - m_i \left(1 - \frac{S_{i2}^m}{S_{i2}^{max}}\right)\right)$ als Korrekturfaktor für die Importstruktur. c_{2i} berücksichtigt die Verteilung der Importe auf die einzelnen Herkunftsländer und bevorzugt eine gleichverteilte Struktur (durch S^{max} in Gleichung (4)). $j = 1, \dots, M$, m_i der Anteil des Imports bei Energieträger i , m_{ij} der Anteil des Landes j am Import des Energieträgers i . i ist die Anzahl der Herkunftsländer.

$$(4) \quad S_{i2} = - \sum_{j=1}^M m_{ij} \ln(m_{ij}) \quad \text{und} \quad S_{i2}^{max} = -N * \frac{1}{N} * \ln N.$$

Zur Berücksichtigung der länderspezifischen Risiken werden Gewichte eingeführt, so dass sich S_3 ergibt zu

$$(5) \quad S_3 = \sum_{i=1}^N c_{3i} * p_i \ln(p_i),$$

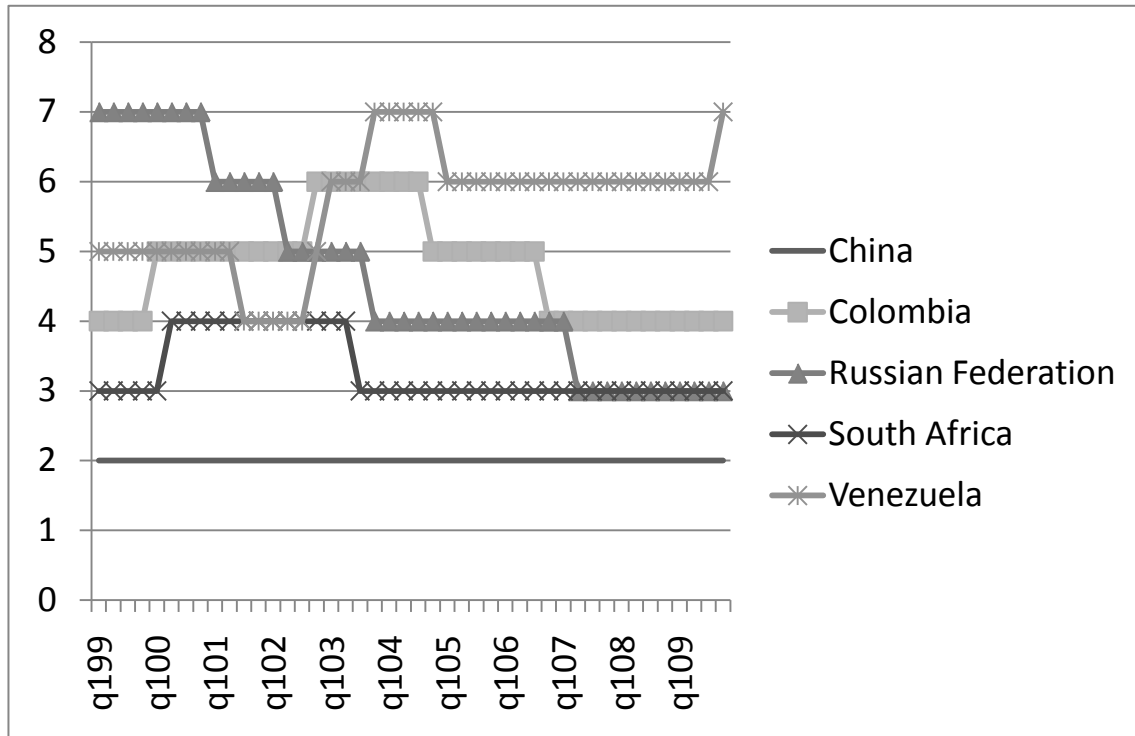
$$(6) \quad c_{3i} = \left(1 - m_i \left(1 - \frac{S_{i3}^m}{S_{i3}^{max}}\right)\right) \quad \text{und}$$

$$(7) \quad S_{i3} = - \sum_{j=1}^N A_j * m_{ij} \ln(m_{ij})$$

$$(8) \quad S_{i3}^{max} = -N * \frac{1}{N} * \ln N \quad \text{and} \quad A = \left(1 - \frac{\text{risk indicator}}{\text{max risk indicator}}\right)$$

Zur Einschätzung der länderspezifischen Risiken gibt es wenige über einen längeren Zeitraum ermittelte Daten in der Literatur. Die OECD veröffentlicht im Rahmen der Vereinbarungen zum Internationalen Handel und zu Exportkrediten (OECD 2009) regelmäßig Landesrisikoeinschätzungen, die auf dem Country Risk Assessment Model basieren. Neben einer Art Kredithistorie des jeweiligen Landes fließen in diesen Indikator politische und andere Risikofaktoren ein. Je größer der Wert des Indikators ist, desto schlechter die Krediteinschätzung. Alle Länder Europas werden mit 0 eingestuft. Abbildung 8-1 zeigt die Entwicklung dieser Exportkreditindikatoren für die fünf wichtigs-

ten Öllieferländer außerhalb der EU. Während die Einschätzung von China sich seit dem ersten Quartal 1999 (als „q199“ in Abbildung 8-1 dargestellt) nicht verändert hat und auf einem „hohen“ Wert (der beste Wert ist die 0) verharrt, sind bei den anderen Ländern deutlich Fluktuationen zu beobachten.

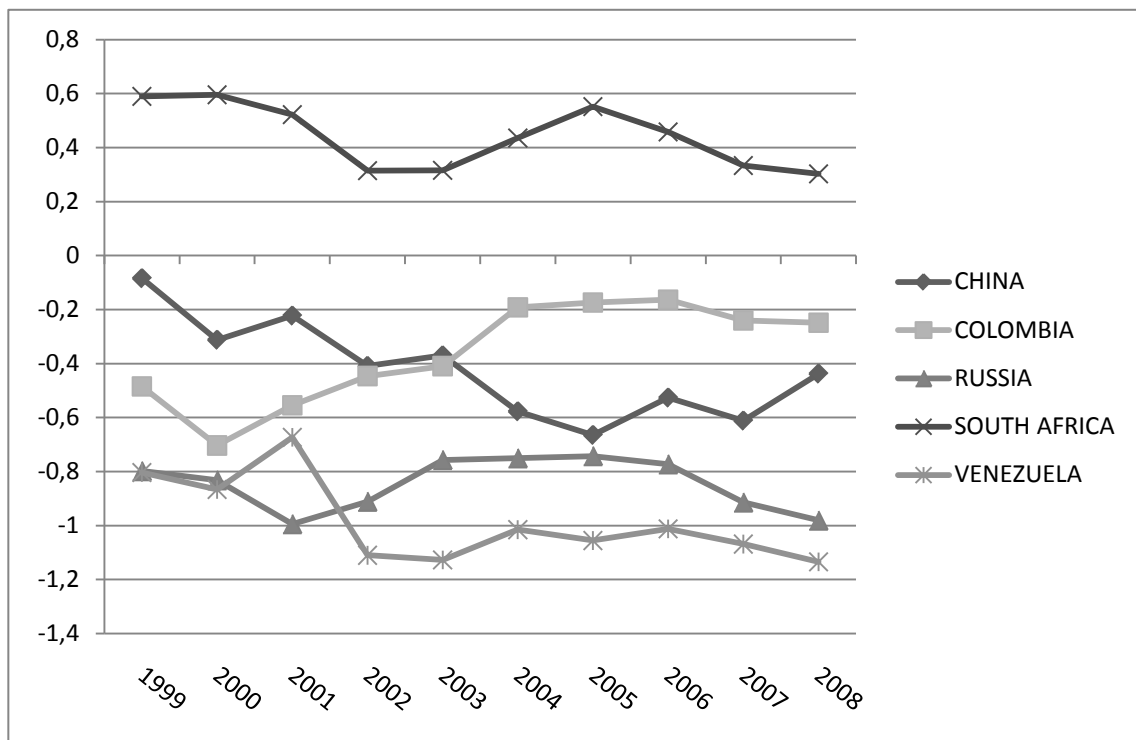


Quelle: OECD (2009)

Abbildung 8-1: OECD-Exportindikatoren bei den wichtigsten nicht-EU Öllieferanten

Zum Vergleich werden Abbildung 8-2 in die Korruptionsindikatoren aus dem Indikatorset WGI (World Governance Indicators) der Weltbank für dieselben Länder gezeigt. Die Weltbank ermittelt zu allen Ländern so genannte Global Governance Indikatoren, die sich ihrerseits aus Indikatoren zur politischen Stabilität, zur Qualität der Gesetzgebung, zur Rechtssituation, zum Vorhandensein von Gewalt (bzw. zum Nicht-Vorhandensein) zur Korruptionskontrolle und zur Redefreiheit zusammensetzen (vgl. Kaufmann et al. 2009). Die Indikatoren ergeben sich aus Unternehmensbefragungen, Expertenbefragungen und Umfragen vor Ort. Positive Indikatoren signalisieren positive Einschätzungen; der Indikator kann Größen zwischen -2,5 und 2,5 annehmen. Hier hat sich die Einschätzung Chinas deutlich verschlechtert, und insgesamt ist Südafrika in dieser Gruppe am positivsten bewertet.

Andere Ansätze lassen sich aus den Geschäftsbedingungen in den jeweiligen Importländern ableiten, etwa von Indikatoren und Rankings, die von der Weltbank unter der Überschrift „Ease of doing business“ zusammengestellt werden¹⁰⁸.



Quelle: Weltbank 2009

Abbildung 8-2: Global Governance Indikator „Corruption“

Welche Vorgehensweise für eine weitere Abschätzung der Energiesicherheit gewählt wird, ist im weiteren Verlauf des Vorhabens zu klären. Eine erste Anwendung von OECD-Indikatoren auf die deutsche Importstruktur unter zwei Szenarien zur Entwicklung der Energieversorgung bis 2020 findet sich bei Lehr (2009). Dort zeigt sich, dass das Szenario mit verstärktem Ausbau Erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Importländerrisiken zunächst bei der Bewertung des bestehenden Energiemix den Wert des Energiesicherheitsindikators absenkt. Simulationsrechnungen in Lehr 2009, bei denen zwei mögliche Szenarien, die sich durch den EE-Ausbau unterscheiden, mittels der Diversitätsindikatoren verglichen werden, zeigen, dass selbst bei Berücksichtigung der Mehrinvestitionen für Erneuerbare das Ausbauszenario einen höheren Indikatorwert für Energiesicherheit erzielt als das Referenzszenario.

¹⁰⁸ <http://www.doingbusiness.org/documents/DB09Easeofdoingbusinessrankmethod.pdf>

8.1.4 Literatur

Asia Pacific Research Center 2007: A Quest for Energy Security in the 21st Century.

BMWi 2009: Energiestatistiken.

European Commission 2008: Green Paper, towards a secure, sustainable and competitive European Energy Network, COM (2008), 728.

European Union 2000: Towards a European strategy for the security of energy supply. Green Paper. COM(2000)769. Brussels. 29/11/2000.

European Union 2003: European energy and Transport. Trends to 2030. European Commission, Directorate-general for Energy and Transport. Brussels. January.

Hill, M. O. 1973: Diversity and Evenness: a unifying note and its consequences, Ecology, 54/2 427 – 432.

IEA 2003: Energy security indicators. Note by the Secretariat of the Standing Group on Long-term Co-operation (SLT). December 10 and 11.

IEA 2008: World Energy Outlook 2008.

Kaufmann, D., Kraay, A., Mastruzzi, M. 2009: Governance Matters VIII Aggregate and Individual Governance Indicators 1996–2008, Policy Research Working Paper 4978, The World Bank Development Research Group Macroeconomics and Growth Team.

Lehr 2009: More baskets? - Renewable Energy and Energy Security, IAEE/EAAE Conference proceedings 2009, http://www.aee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_28_Lehr_Ulrike_27-Aug-2009,%2017:05.pdf.

Nitsch, J. 2008: Leitszenario 2008, BMU.

OECD 2009: Country Risk Classifications of the Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits

Stirling, A. 1994: Diversity and ignorance in electricity supply investment. Addressing the solution rather than the problem.. Energy Policy. March. 195-216.

Stirling, A. 1999: On the Economics and Analysis of Diversity. SPRU Electronic Working Paper Series. Paper No. 28.

UN Comtrade, United Nations Commodity Trade Statistics Database.

-
- UNDP 2003: Human Development report 2003. Oxford University Press, New York / Oxford.
- Wenzel, B. 2007: Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien- Gesetzes. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2007.
- Wenzel, B. 2008a: Beschaffungsmehrkosten von Elektrizitätsversorgungs- Unternehmen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.
- Wenzel, B. 2008b: Vermiedene Energieimporte und externe Kosten durch die Nutzung Erneuerbarer Energien 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.
- Wenzel, B. 2009a: Nutzen durch Erneuerbare Energien im Jahr 2008. Vermiedene fossile Energieimporte und externe Kosten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, Juni 2009.
- Wenzel, B. 2009b: Nutzen durch Erneuerbare Energien im Jahr 2008. Vermiedene fossile Energieimporte und externe Kosten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, Dezember 2009.

8.2 Energiepreis-BIP-Effekt

8.2.1 Einleitung

Die Substitution von fossilen Energieträgern durch den Ausbau Erneuerbarer Energien vermeidet nicht nur umwelt- und klimaschädliche Emissionen, sondern bewirkt aufgrund des damit verbundenen Rückgangs der Nachfrage nach fossilen Energieträgern eine Reduzierung der Energiepreise. Dadurch kann wiederum ein positiver Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ausgelöst werden. Dieser Effekt wird in diesem Abschnitt zunächst beschrieben und diskutiert. Anschließend wird die Größenordnung dieses Energiepreis-BIP-Effektes für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland geschätzt.

8.2.2 Energiepreis-BIP-Effekt und Ausbau Erneuerbarer Energien

Eine Vielzahl von Studien (zur Übersicht siehe Kilian 2008) untersucht den Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Wirtschaftswachstum. Empirische Analysen von kausalen Zusammenhängen werden dabei durch die Wechselwirkungen zwischen Energiepreisen und BIP („Endogenität“ der Energiepreise) erschwert.¹⁰⁹

Energiepreiserhöhungen verringern das den Haushalten zur Verfügung stehende Realinkommen und erhöhen die Kosten bei den Unternehmen. Das Ausmaß dieser negativen Effekte auf das BIP hängt insbesondere von der Importabhängigkeit, der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität und der Preiselastizität der Energienachfrage ab.

Zu Energiepreis-BIP-Effekten wurden mehrere Analysen durchgeführt. Nach Meyer (2008) führt eine Erhöhung des Ölpreises um 45 % (auf 100 US \$ pro Barrel in 2010) dazu, dass sich das BIP in Deutschland 2010 um 0,8 % gegenüber der Referenzentwicklung vermindert.

Es liegen allerdings bisher nur wenige Schätzungen von Energiepreis-BIP-Effekten vor, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt werden. Awerbuch, Sauter (2006) untersuchen, wie sich eine Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den USA um 10 %-Punkte auswirkt. Laut dieser Studie sinkt der Ölpreis um 6,2 %. Dies führt zu einer Erhöhung des BIP um 0,39 % bis 0,60 %. Der absolute Effekt beläuft sich z.B. in den USA auf 43 bis 66 Mrd. US-\$.

Im Folgenden sollen die Effekte eines Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland geschätzt werden.

8.2.3 Schätzung des Energiepreis-BIP-Effektes für Deutschland

In diesem Abschnitt wird eine eigene, grobe Schätzung der Höhe des Energiepreis-BIP-Effektes für Deutschland dargestellt. Ausgangspunkt der hier vorgestellten Berechnungen ist der Rückgang des fossilen Energieverbrauches, der durch die Nutzung Erneuerbarer Energien ausgelöst wird (vgl. Tabelle 6-6). Es wird vereinfachend nicht nach der Energieträgerstruktur differenziert, sondern auf Energie als allgemeines Aggregat abgestellt.

¹⁰⁹ Endogenität bezieht sich hier auf das Phänomen, dass Energiepreise einerseits das ökonomische Geschehen beeinflussen, gleichzeitig aber auch das ökonomische Geschehen die Energiepreise beeinflusst – zum Beispiel durch eine steigende Nachfrage in Zeiten des Wirtschaftswachstums.

Für Deutschland wird von einer Verminderung des (fossilen) Primärenergieverbrauchs (PEV) durch Erneuerbare Energien von 10 % ausgegangen.¹¹⁰ Bei einem Anteil Deutschlands am weltweiten Primärenergieverbrauch von 3 % bedeutet dies einen von Erneuerbaren Energien in Deutschland induzierten Rückgang des Welt-PEV von 0,3 %.

Mit Hilfe der Preiselastizität der Energienachfrage kann nun die Wirkung dieses Nachfragerückgangs auf den Weltmarktpreis berechnet werden. Um eine Bandbreite der Größenordnungen aufzuzeigen, werden hier zwei verschiedene Elastizitäten für die Nachfrage unterstellt. Eine im Szenario B unterstellte Elastizität von -0,4 orientiert sich an Schätzungen für die Preiselastizität der Rohölnachfrage (vgl. Gately, Huntington 2002; Fattouh 2007). Für die Untersuchung des Energiepreis-BIP-Effektes anhand der gesamten Energienachfrage erscheint hingegen eine geringere Elastizität in Höhe von -0,2 (Szenario A) plausibel. Unterstellt man des Weiteren ein elastisches Energieangebot¹¹¹, so berechnet sich der vom Nachfragerückgang ausgelöste Preiseffekt bei einer Nachfrageelastizität von -0,2 [-0,4] in der Höhe von -0,75 % [-0,38 %].

Um die Auswirkungen eines derartigen Preissenkungseffektes auf die Gesamtwirtschaft in Deutschland zu ermitteln, werden Simulationen mit Hilfe des makroökonomischen Modells NiGEM durchgeführt.¹¹² Dieses Modell kann die durch einen solchen Preiseffekt ausgelösten langfristigen Wirkungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene abbilden. Die Modellläufe berechnen aus dem Preiseffekt einen Anstieg des deutschen Bruttoinlandsprodukts um 0,0080 % [0,0037 %].¹¹³ Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2008 von 2491,4 Milliarden € beläuft sich der absolute Energiepreis-BIP-Effekt auf 199 Mio. € [92 Mio. €].

¹¹⁰ Das entspricht dem Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch nach der Substitutionsmethode im Jahr 2008 von 9,7 % (BMU 2009).

¹¹¹ Zur Berücksichtigung eines elastischen Energieangebots ist ein Faktor von 0,5 verwendet worden; bei einem unelastischen Energieangebot wäre dieser Faktor Eins (unverminderter Preiseffekt) und bei einem vollkommen elastischen Angebot wäre er Null (kein Preiseffekt).

¹¹² Das National Institute Global Econometric Model (NiGEM) ist ein ökonomisches makroökonomisches Mehrländermodell. Es beruht auf einem "Neo-Keynsianischen" Konzept und beinhaltet, unter anderem, vorausschauende Erwartungsbildung der Akteure (Barrell, Pomerantz 2004). Das Modell wird in einem weiteren vom BMU geförderten Projekt „Gesamtwirtschaftliche und sektorale Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien“ (FKZ 0327652) eingesetzt und weiterentwickelt.

¹¹³ Im Modell erstreckt sich der Preisimpuls auf den Zeitraum 2010 bis 2020; als Effekt wird die Differenz im Jahr 2020 gegenüber dem Basisszenario ermittelt.

Tabelle 8-4: Energiepreis-BIP-Effekt in Deutschland: Wirkungen eines Anteils EE in Deutschland von 10 % am gesamten Energieverbrauch

	Szenario A	Szenario B
Nachfrageelastizität	-0,2	-0,4
Preiseffekt	-0,75%	-0,38%
Relativer BIP-Effekt	+0,0080%	+0,0037%
Absoluter BIP-Effekt	+199 Mio. €	+92 Mio. €

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin

Diese Zahlen verdeutlichen die Größenordnung der Zunahme des deutschen BIP durch den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland. Darüber hinaus profitieren auch viele andere Länder von Ölpreissenkungen, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland ausgelöst werden.¹¹⁴

Vergleich der Modellergebnisse

Tabelle 8-5 gibt einen Überblick über bisherige Schätzungen des Energiepreis-BIP-Effektes anhand der Energiepreiselastizität des BIP (BIP-Effekt bezogen auf den Preisimpuls).

Tabelle 8-5: Energiepreis-BIP-Effekt: Übersicht Schätzungen von BIP-Elastizitäten in der Literatur

		Region	Preiseffekt	BIP-Effekt	Energiepreis-BIP-Elastizität
DIW Berlin	A	Deutschland	-0,75%	+0,0080%	-0,011
	B	Deutschland	-0,38%	+0,0037%	-0,010
Meyer (2008)		Deutschland	+45%	-0,8%	-0,018
IEA (2004)		OECD	+40%	-0,4%	-0,010
Awerbuch, Sauter (2006)		USA	+10%	-0,5%	-0,050

Die hier für Deutschland ermittelten BIP-Elastizitäten stimmen mit den Schätzungen der IEA (2004) für die OECD (nahezu) überein. Sie fallen etwas kleiner aus als die

¹¹⁴ Diese Effekte sind bisher noch nicht gezielt untersucht worden, sie werden aber grundsätzlich vom Modell simultan erfasst.

Schätzungen von Meyer (2008) für Deutschland, die Größenordnung bleibt aber vergleichbar.¹¹⁵

Der von Awerbuch, Sauter (2006) ermittelte Energiepreis-BIP-Effekt besteht aus zwei Faktoren:

- Zunächst wird aufgrund einer Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils in den USA um 10 Prozentpunkte ein Preisimpuls von 6,2 % für den Weltmarkt ermittelt. Der Primärenergieverbrauch in den USA ist ungefähr achtfach so groß wie in Deutschland (BP 2009), daher löst eine derartige Erhöhung des EE-Strom-Anteils auch eine höhere Wirkung auf die Weltenergiepreise aus. Die Höhe des Preiseffektes ist insofern nicht unplausibel (vgl. Tabelle 6-6).
- Der zweite relevante Faktor der Analyse von Awerbuch, Sauter (2006) ist die BIP-Elastizität, die dort als vergleichsweise hoch angenommen worden ist (vgl. Tabelle 8-5, letzte Spalte). Der verwendete Wert ist aus empirischen Studien entnommen, die häufig aber nur kurzfristige Elastizitäten über einen Zeitraum weniger Jahre und für unterschiedliche regionale Abgrenzungen ermitteln.¹¹⁶

8.2.4 Fazit

Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland trägt zur Substitution von fossilen Energieträgern und damit zur Senkung der Weltenergiepreise bei. Diese Senkung der Weltenergiepreise induziert eine Erhöhung des Bruttoinlandproduktes in Deutschland, aber auch in vielen anderen Ländern. Die Höhe dieses Effektes in Deutschland wird bei einem Anteil Erneuerbarer Energien von 10 % am gesamten Energieverbrauch (2008) auf eine Größenordnung zwischen 92 und 199 Mio. € geschätzt.

8.2.5 Literatur

Awerbuch, S., Sauter, R. (2006): Exploiting the Oil-GDP Effect to Support Renewables Deployment. *Energy Policy* 34 (17), S. 2805-2819.

Barrell, R., Pomerantz, O. (2004): Oil Prices and the World Economy. NIESR Discussion Paper 242.

¹¹⁵ Bei diesem Vergleich ist zu beachten, dass Meyer (2008) die Wirkungen des Impulses einer Preiserhöhung berechnet, während den Berechnungen hier ein Preissenkungsimpuls zugrunde liegt. Die Größenordnungen der Impulse unterscheiden sich absolut gesehen zusätzlich deutlich voneinander. Eine lineare Umrechnung von Effekten, die auf derart unterschiedlich hohen Impulsen beruhen, ist deshalb nur mit Einschränkungen möglich.

¹¹⁶ Sowohl die Analysen von Meyer (2008), IEA (2004) als auch des DIW Berlin beruhen auf modellbasierten Simulationen, während Awerbuch, Sauter (2006) keine eigenständigen Simulationen durchführen.

- BMU (2009): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008. Stand April 2009.
- BP (2009): Statistical Review of World Energy 2009.
- Fattouh, B. (2007). The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural model, the Demand-Supply Framework and Informal Approaches. Working Paper 32. Oxford Institute of Energy Studies, March 2007.
- Gately, D., Huntington, H.G. (2002): The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand. *The Energy Journal* 2002 23(1), S. 19-55.
- International Energy Agency (IEA)(2004): Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Economy. (www.iea.org/textbase/papers/2004/high_oil_prices.pdf).
- Kilian, L. (2008): The Economic Effects of Energy Price Shocks. *Journal of Economic Literature* 46 (4), 871-909.
- Meyer, B. (2008): Wirkungen eines Anstiegs der Öl- und Gaspreise auf die deutsche Wirtschaft. *Wirtschaft und Statistik* 2 / 2008, S. 173-176.

8.3 Portfolioeffekt und Ausbau Erneuerbarer Energien

Die Portfoliotheorie nach Markowitz (1952) ist ein zweidimensionaler Analyseansatz, der unter Einbeziehung von erwarteten Erträgen und Risiken (Standardabweichung der Erträge) effiziente Portfolios berechnet. Als Portfolioeffekt wird die Verringerung des Gesamtrisikos durch eine Mischung unterschiedlicher Risiken bezeichnet. Ein Portfolio ist effizient, wenn dieses die einzelnen Komponenten so kombiniert, dass für ein gegebenes Risiko die erwarteten Erträge maximiert oder bei gegebenen Erträgen das Risiko minimiert werden. Dieser Ansatz ist in der Finanzanalyse beispielsweise für Investitionen an Aktienmärkten etabliert, kann aber auch für Investitionsentscheidungen in der Realwirtschaft herangezogen werden. Für den Energiesektor sind Portfolioanalysen z. B. für die EU von Berger u.a. (2002) und für E.ON von Madlener u. a. (2009) durchgeführt worden.

Der traditionelle Ansatz zur Auswahl von Investitionsalternativen in der Energieplanung folgt dem *Least-cost-Prinzip* (Awerbuch 2003). Dieses Vorgehen ist beim Vergleich fossiler Energieerzeugungsalternativen praktikabel und angebracht, sofern Kosten- und

Risikostrukturen vergleichbar sind.¹¹⁷ Die Kosten der konventionellen Energieerzeugung hängen von der Entwicklung der Preise für Brennstoffe wie Öl, Gas oder Kohle ab, die erheblichen Schwankungen unterworfen und untereinander hoch korreliert sind. Bei fossilen Energieträgern sind insbesondere auch über Jahre hinweg anhaltende Preisniveauveränderungen möglich. Dieses Risiko entfällt meist bei den Erneuerbaren Energien (wie bei Wind oder Photovoltaik).¹¹⁸ Aufgrund dieser grundlegenden Unterschiede wird mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien die Anwendbarkeit des traditionellen Least-cost-Ansatzes auf Erzeugungsportfolios von Ländern und Unternehmen fragwürdig.¹¹⁹ Dies bedeutet auch, dass eine Bewertung Erneuerbarer Energien im Vergleich zu fossilen Energien auf Basis von Differenzkosten nur bedingt aussagefähig ist, wenn nicht zugleich die unterschiedlichen Risiken betrachtet werden.

8.3.1 Beispiel 1: Analyse der Stromerzeugung in der EU

Beispielhaft wird hier eine Analyse des Stromerzeugungsportfolios in der EU von Berger u.a. (2002) vorgestellt. Es werden vier konventionelle Kraftwerkstypen zur Stromerzeugung berücksichtigt (Gas, Kohl, Öl und Kernkraft) und als Erneuerbare Energie stellvertretend die Windkraft. Folgende vier Kostenkomponenten bestimmen die Stromerzeugungskosten:

- Investitions- und Planungskosten,
- Brennstoffkosten,
- variable Betriebs- und Wartungskosten,
- fixe Betriebs- und Wartungskosten.

Das Risiko der jeweiligen Erzeugungsarten wird auf Basis der Veränderung ihrer Kostenkomponenten in der Vergangenheit (Standardabweichung) bestimmt. Der Risikobeitrag einer Kostenkomponente zum Gesamtrisiko einer Anlage entspricht ihrem Anteil an den gesamten Stromerzeugungskosten.¹²⁰ Für die Risikobewertung von Kraft-

¹¹⁷ Zur Portfolioanalyse fossil befeuerter Kraftwerke in den USA vgl. Bar-Lev, Katz (1976).

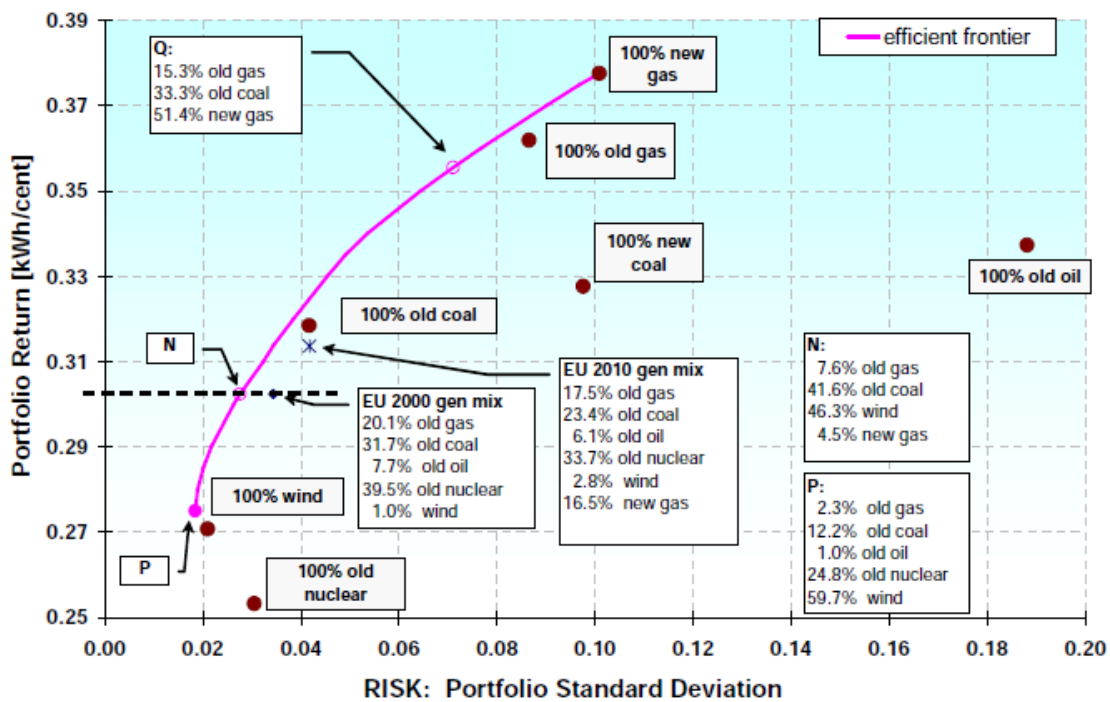
¹¹⁸ Kurzfristige Risiken – etwa aufgrund von Wetterschwankungen – können hingegen bei Erneuerbaren Energien sehr ausgeprägt sein. Diese müssen auch im Rahmen von Ausgleichs- und Regelenergiekosten genauer betrachtet werden. Hinzu kommen z.B. Risiken durch unsichere künftige Wartungskosten.

¹¹⁹ Außerdem weist Awerbuch (2006) darauf hin, dass niedrigere Risiken in einem Capital-Asset-Pricing-Model (CAPM) Ansatz auch zu geringeren Diskontierungsraten führen können, die die Rentabilität von Investitionen in Erneuerbare Energien verbessern können.

¹²⁰ Bei einem Kohlekraftwerk bestehen ungefähr 40 % der Stromerzeugungskosten aus Brennstoffkosten (Berger u.a. 2002).

werksportfolios wird außerdem anhand einer Zeitreihenanalyse die Korrelation der Preise für die eingesetzten Energieträger bestimmt. Mit Hilfe der erwarteten Kosten¹²¹ der Stromerzeugung, dem Risiko und der Korrelation der einzelnen Technologien können nun effiziente Erzeugungspotfolios bestimmt werden. Als Benchmark wird eine „effiziente Grenze“ ermittelt, indem zu jedem Ertrag ein Referenzportfolio mit geringstem Risiko gesucht wird.

Berger u.a. (2002) kommen zu dem Ergebnis, dass die EU im Jahr 2000 über einen Mix mit relativ geringen Risiken und Erträgen verfügt hat (Abbildung 8-3). Bis zum Jahr 2010 steigen sowohl Risiken wie erwartete Erträge. Bei gleichen Kosten wären weniger risikoreiche Portfolios möglich, und zwar durch Ausbau der Windkraft und Bau neuer Gas- und Kohlekraftwerke bei gleichzeitigem Auslaufen alter Gas-, Kohle-, Öl- und Kernkraftwerke.



Quelle: Berger u. a. 2002, S. 68

Abbildung 8-3: Methode der Portfolioanalyse am Beispiel des europäischen Kraftwerksparks

¹²¹ Die Portfoliotheorie betrachtet üblicherweise erwartete Erträge zum Beispiel von Finanzinvestitionen. Für die Analyse der Erzeugungspotfolios werden unter dem Begriff Ertrag invertierte erwartete Kosten verwendet (kWh/Cent).

Die Portfolio-Analyse von Berger u. a. (2002) stellt mit der expliziten Berücksichtigung von Risiken grundsätzlich eine wesentliche methodische Verbesserung zur Bewertung von Stromerzeugungsstrukturen dar. Die praktische Anwendbarkeit des Ansatzes hängt aber entscheidend davon ab, wie gut die Analysen empirisch fundiert sind. Außerdem müssten in solchen Analysen nicht nur die Risiken von Energiepreisschwankungen, sondern auch andere Risiken der eingesetzten Techniken angemessen einbezogen werden, sofern diese nicht in anderen Kostenkomponenten wie Regel/Ausgleichsenergiekosten erfasst sind.

8.3.2 Beispiel 2: Analyse des Kraftwerksparks von E.ON

Die Portfoliotheorie kann auch einer Analyse einzelwirtschaftlicher Portfolios dienen. Eine aktuelle Studie von Madlener u. a. (2009) betrachtet unter diesem Aspekt die Energieerzeugung von E.ON in Schweden und Großbritannien. Hierzu sind die Erträge und die Risiken anhand von Zeitreihendaten über Elektrizitäts- und Brennstoffpreise wie für Kohle oder Uran berechnet worden. Für jedes Land ist dann mit Hilfe von Simulationen die effiziente Grenze der optimalen Erzeugungsportfolios ermittelt worden. Nach den vorläufigen Ergebnissen liegen in beiden Ländern die jeweiligen Erzeugungsportfolios von E.ON unterhalb der effizienten Grenze. Durch Investitionen in Erneuerbare Energien kann diese Effizienzlücke geschlossen werden. Allerdings weisen die Autoren auch darauf, dass die Berechnung der erwarteten Erträge auf sehr vereinfachenden Annahmen beruht und dass darüber hinaus noch weiterer methodischer Forschungsbedarf besteht.

8.3.3 Fazit

Mit Hilfe der Portfolioanalyse werden Energietechnologien nicht allein nach erwarteten Erträgen, sondern unter expliziter Berücksichtigung von Risiken bewertet. Dabei wird deutlich, dass Erneuerbare Energien aufgrund ihrer speziellen Risikostruktur (geringes Brennstoffkostenrisiko) das Energieerzeugungsportfolio diversifizieren und damit effizienter machen können. Die bisherigen quantitativen Analysen sind aufgrund von vereinfachenden Annahmen und methodischen Schwächen allerdings noch nicht ausreichend belastbar, sie weisen jedoch tendenziell auf Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien hin.

8.3.4 Literatur

Awerbuch, S. (2003): Determining the real cost. Why renewable power is more cost-competitive than previously believed. *Renewable Energy World*, March-April 2003.

Awerbuch, S., Sauter, R. (2006): Exploiting the oil-GDP effect to support renewables deployment. *Energy Policy* 34, S. 2805-2819.

Bar-Lev, D., Katz, S. (1976): A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry. *The Journal of Finance* 31 (3), S. 933-974.

Berger, M., Awerbuch, S., Haas, R. (2002): Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung in der EU – Mean-Variance Portfolioanalyse des Stromerzeugungsmix und Auswirkungen auf die Bedeutung erneuerbarer Energieträger. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (Österreich).

Madlener, R., Glensk, B., Raymond, P. (2009): Applying Mean-Variance Portfolio Analysis to E.ON's Power Generation Portfolio in the UK and Sweden. Konferenzbeitrag Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2009.

Markowitz, H (1952): Portfolio Selection. *The Journal of Finance* 7(1).

9 Zusammenfassung und Bilanzierungsansatz

9.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Ein wichtiges Ziel des Vorhabens ist es, einen Ansatz für die Zusammenschau der diversen Wirkungen, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien hervorgerufen werden, zu entwickeln, die Analysebereiche entsprechend einzuordnen und soweit möglich eine entsprechende Aggregation der quantifizierten Effekte durchzuführen. Eine Zusammenfassung aller auftretenden Effekte im Sinne einer Addition sämtlicher Effekte im Strom- und Wärmesektor ist nicht sinnvoll, da unterschiedliche Wirkungskategorien zu betrachten sind. Vielmehr gilt es, die derzeit vorliegenden Arbeiten und Ansätze zur Bewertung der Kosten- und Nutzenwirkungen zunächst zu ordnen und auf Vergleichbarkeit zu prüfen, um dann einen gemeinsamen Analyserahmen zu entwickeln, der auf eine differenzierte und verständliche Darstellung abzielt. Hierbei erfolgt eine Zuordnung der verschiedenen Effekte nach Wirkungskategorien und, wo möglich, eine Gegenüberstellung der gegenläufigen Wirkungen.

9.2 Methodisches Vorgehen

In einer Reihe von Studien sind bisher unterschiedliche Bereiche der Kosten- und Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien untersucht und quantifiziert worden, die auch in diesem Vorhaben betrachtet werden. Solche Einzeleffekte geben Hinweise auf Vor- und Nachteile des Ausbaus Erneuerbarer Energien, sie können aus unterschiedlichen Gründen wie z.B. aufgrund von Wechselwirkungen aber nicht immer separat ermittelt und aufgrund unterschiedlicher Wirkungskategorien und Untersuchungsgegenstände nicht einfach addiert werden. Zudem ist noch zu prüfen, welche weiteren Vor- und Nachteile Erneuerbarer Energien mit den hier betrachteten Analysebereichen nicht abgedeckt sind. Im Folgenden werden Überlegungen zum Analyserahmen mit dem Ziel angestellt, Doppelzählungen und Lücken bei den konkreten Berechnungen zu vermeiden, konzeptionell konsistent zu arbeiten und wo möglich eine klare Zuordnung der Wirkungen zu treffen. Mögliche Überschneidungen der Analysebereiche werden aufgeführt.

Bei dieser Kosten-Nutzen-Bewertung Erneuerbarer Energien sind dabei hinsichtlich der sachlichen, zeitlichen und räumlichen Abgrenzung insbesondere zu klären:

- Sachliche Abgrenzung: Gegenstand der Analyse ist der Ausbau Erneuerbarer Energien oder der förderbedingte Ausbau aller oder eines Teils Erneuerbarer Energien.
- Zeitraum: Für die Bilanzierung der Effekte werden in diesem Bericht zunächst noch nicht die künftigen Wirkungen des gegenwärtigen Ausbaus untersucht, sondern als

Ausgangspunkt der Analyse die gegenwärtigen Wirkungen des bisherigen Ausbaus ermittelt. Dabei ist zusätzlich zu beachten, dass nicht nur die Wirkungskette, sondern auch der Ausbau selbst einen dynamischen Prozess darstellt und somit grundsätzlich eine jahrgangswise Analyse erfordert. Die Analysejahre umfassen 2007 und, sofern möglich, auch 2008.

- **Räumliche Dimension:** Die Analyse der Förderung bzw. des Ausbaus Erneuerbarer Energien und der Wirkungen begrenzen sich räumlich auf Deutschland. Die länderübergreifende Förderung wie der EU-Mittelseinsatz in Deutschland oder der Einsatz deutscher Mittel im Ausland wird nur am Rande dargestellt. Ebenso erfolgt keine Differenzierung potentieller EU-politikbedingter Wirkungen in Deutschland, da diese meist durch deutsche Politikmaßnahmen abgedeckt sind (bspw. EEG). Der internationale Handel mit Erneuerbaren Energien und mit EE-Technologien sowie mögliche grenzüberschreitende externe Effekte bleiben - außer bei den Beschäftigungs- und Umsatzeffekten - im Rahmen dieser Studie ebenfalls unberücksichtigt.

Die beschriebenen Abgrenzungsfragen sind bereits bei der Ermittlung der einzelnen Kosten- bzw. Nutzenwirkungen zu beachten. Vergleichbar sind jeweils nur Effekte, die unter gleichen Randbedingungen ermittelt werden. Dabei sind ggf. auch Interaktionen und Überlappungen der Wirkungskomponenten zu beachten (z. B. auch Konsistenz von Merit-Order-Preis- und CO₂-Effekt).

Für eine Zusammenschau der wirtschaftlichen Effekte Erneuerbarer Energien ist grundsätzlich nach den Wirkungsmechanismen zu unterscheiden. Dies bedeutet, dass zunächst nach dem Typus der Wirkung zu unterscheiden ist. Sind es Kostenunterschiede bei den Technologien oder Belastungen einzelner Akteure im Wirtschaftsgeschehen? Lassen sich diese Effekte auf makroökonomischer Ebene oder auf Energiesystemebene beobachten? Ist in der Summe ein „Mehr“ z. B. an Einkommen für die gesamte Volkswirtschaft erkennbar oder ein „Weniger“ nur für einzelne Teilnehmer? In Spiegelung an den makroökonomischen Aufgaben oder Zielsetzungen eines Staates bietet sich eine Differenzierung der Betrachtungsebenen in folgende Bilanzierungs- bzw. Wirkungskategorien an:

A: Systemanalytischer Vergleich von Nettokosten des Energiesystems

Ein Vergleich der Kosten- und Nutzenaspekte bezogen auf das Energiesystem betrachtet indirekt die Effizienz der gesamtwirtschaftlichen Ressourcenallokation. Dieser Systemansatz bietet die Möglichkeit einer Unterscheidung in direkte und indirekte Kosten sowie in Nutzenwirkungen, wobei die indirekten Kosten Folgekosten der Anlagenerstellung darstellen, also durch die Nutzung des Marktes, der Strukturen oder der Förderung bedingt sind. Der Schwerpunkt liegt auf einem Vergleich der direkten Kosten unterschiedlicher Technologien, wobei indirekte Kosteneffekte wie z.B. Ausgleichs-

energie und Netzausbaukosten berücksichtigt werden, die sich über mehrere Akteure hinweg erstrecken (Erzeuger, Netzbetreiber, Marktakteure). Die Kosten lassen sich als aggregierte Größe dar- und dem Nutzen gegenüberstellen. Die Nutzenkomponenten ergeben sich hier aus eingesparten Kosten für nichterneuerbare Energien und Technologien (Opportunitätskosten). Änderungen relativer Preise, Verteilungswirkungen sowie makroökonomische Effekte lassen sich in diesem Rahmen nicht unmittelbar erfassen.

B: Verteilungsaspekte

Eine Bilanzierung von Be- und Entlastungen einzelner Akteursgruppen unter Berücksichtigung von Preiseffekten zeigt letztendlich auf, welche Wirtschaftsakteure durch welche Maßnahmen belastet oder entlastet werden. Hierbei ist jedoch zwischen Mitteln zu unterscheiden, die „nur“ umverteilt werden, also vom Staat im gewissen Sinne ausgezahlt oder erhoben werden, wie Fördermittel oder Steuern und solchen Mitteln, die keine staatliche Umverteilung darstellen, sondern tatsächlich zusätzlich anfallen und dann auf unterschiedliche Akteure verteilt werden, wie zum Beispiel im Fall der Prognosekosten im Strombereich. Auf Basis partialanalytischer Effekte ist es möglich, die Be- und Entlastungswirkungen für einzelne Wirtschaftsgruppen zu schätzen.

C: Makroökonomische Aspekte wie Wachstum und Stabilisierung

Dieser Ansatz konzentriert sich auf makroökonomische und sektorale Wirkungen, wobei insbesondere auch gesamtwirtschaftliche Einkommenseffekte endogen berechnet werden. Die Ermittlung bzw. Gesamtbewertung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtseffekte erstreckt sich im Rahmen dieser Arbeit auf die durch den Ausbau EE ausgelösten Beschäftigungs- und Umsatzwirkungen (BIP). In den makroökonomischen Größen spiegeln sich indirekt auch die systemanalytischen Aspekte wider. Technologiebezogene Zusammenhänge sowie relevante Be- und Entlastungen von zentralen Akteursgruppen können damit kaum oder nicht abgebildet werden.

Diese Vorgehensweise – Aufgliederung in drei Wirkungskategorien – erlaubt keine Kategorie übergreifende Vermengung oder Addition der einzelnen Wirkungstypen, da sich diese im methodischen Konzept und der Dimension unterscheiden. Ein integriertes Gesamtmodell, das alle Facetten der Wirkungsmechanismen gleich gut abbildet, steht bislang nicht zur Verfügung.

Eine Gesamtbilanzierung erfolgt daher zunächst zum einen über die Teilsumme aus dem systemanalytischen Ansatz und zum anderen aus der makroökonomischen Analyse. Die einzelnen Verteilungsaspekte werden gesondert dargestellt und sind in der Regel aufgrund der Abgrenzungsproblematik bei der Gruppe der Betroffenen nicht aggregierbar. Bei geeigneter Modifikation der Berechnung der Effekte ist es möglich,

mit dem systemanalytischen Ansatz eine Gesamtnettonutzen- bzw. -kostenwirkung zu ermitteln.

9.3 Charakterisierung der Analysebereiche

Vor dem Hintergrund der methodischen Überlegungen zur Bilanzierung sollen nun die spezifischen Konkretisierungsfragen/-kriterien für die einzelnen Analysebereiche der Analyse zu Bewertung Erneuerbarer Energien mit Bezug auf das dargestellte Bilanzierungskonzept näher betrachtet und charakterisiert werden.

Analyse der Differenzkosten im Strom- und Wärmebereich

Differenzkosten Erneuerbarer Energien sind bisher vor allem für den Strombereich ermittelt worden. Der Differenzkostenbegriff wird dabei in zwei unterschiedlichen Ausprägungen verwendet: zum einen im Sinn der Kategorie A als Kostendifferenz zwischen Erneuerbaren Energien und konventionellen Energietechniken (vgl. Leitstudie 2008) und zum anderen im Sinn von Kategorie B als Differenz zwischen Vergütungshöhe und durchschnittlichen Bezugskosten von Stromlieferanten gemäß der Definition des EEG (EEG-Differenzkosten), die über die Umlage auf die Verbraucher überwält werden. Die Belastungseffekte für EVU bzw. Verbraucher hängen hier vom Wälzungsmechanismus und von Privilegierungsregeln (besondere Ausgleichsregelung) ab. Zusätzliche indirekte Systemkosten können sich in erhöhten Netzentgelten niederschlagen, die jedoch nicht in den EEG-Differenzkosten erfasst sind.

Für den Wärmebereich sind die hier ermittelten Differenzkosten der Kategorie A zuzuordnen. Unter systemanalytischen Aspekten reflektieren die Differenzkosten im Wärmebereich die Kostendifferenz zwischen Erneuerbaren Energien und konventionellen Energietechniken zur Wärmeerzeugung. In der vorliegenden Studie sind diese zum einen für den geförderten EE-Ausbau berechnet, aber auch für den gesamten Ausbau der Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren Energien. Unter Verteilungsaspekten ist die Förderung im Rahmen des MAP zu sehen, die im Kapitel „private und öffentliche Fördermittel“ ausgewiesen wird. Dabei werden Anlagenbesitzer finanziell entlastet und der öffentliche Haushalt bzw. indirekt der Steuerzahler belastet.

Differenzkosten auf Basis von Systemkosten und Förderkosten (Verteilungsaspekt) können sich in der Höhe systematisch von einander unterscheiden, u.a. durch unterschiedliche Bewertungsansätze (z.B. Abschreibungen, Zinssätze) sowie durch Mitnahmeeffekte bzw. Verkäuferrenten. Mit gewissen Einschränkungen sind sie aber hinsichtlich der Größenordnung vergleichbar, sodass Angaben eines Ansatzes als Näherungsschätzwert für den jeweils anderen Ansatz in Betracht kommen können.

Ausgleichs- , Regelernergie sowie Netzausbaukosten (Strom)

Indirekte Kosteneffekte im Bereich der konventionellen Energieerzeugung und der Netze können grundsätzlich nach den systemanalytischen Kosten oder Verteilungsaspekten ermittelt werden. Schätzungen erfolgen im Rahmen dieser Arbeit auf Basis systemanalytischer Aspekte (z. B. DENA Netzstudie). Hierbei werden alle zusätzlichen Netzkosten berücksichtigt, die durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien erforderlich sind. Mit dem Netzausbau könnte auch ein verstärkter Stromhandel mit positivem Effekt auf die Wirtschaft einhergehen. Neben der Zuordnung der Netzausbaukosten zu Erneuerbaren Energien oder fossiler Elektrizitätserzeugung, stellt die periodengerechte Zuordnung der Kosten eine weitere Herausforderung dar. Darüber hinaus sind die Kosten für die Vorhaltung von Regel- und Ausgleichsenergie, die überwiegend durch die Fluktuation der Windstromeinspeisung bedingt sind, dargestellt. Ihre Summe reflektiert hiermit die indirekten Systemkosten. Da die ÜNB im Rahmen der Netznutzungskosten diese indirekten Kosten letztendlich auf die Endkonsumenten umlegen können, sind Untersuchungen unter verteilungspolitischen Aspekten durchaus wünschenswert, aber aufgrund der Geheimhaltung von Unternehmensdaten nicht durchführbar.

Transaktionskosten (Strom und Wärme)

Die mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien verbundenen Transaktionskosten werden bisher kaum quantifiziert. Entstehen diese im Rahmen marktbedingter Transaktionen mit Erneuerbaren Energien bei den Unternehmen, so sind sie den Systemkosten zuzuordnen, denn sie fallen zusätzlich an, sind EE-Ausbau bedingt und stellen keine reine Kostenumverteilung dar. Die „Bilanzierungspflicht“ des EE-Stroms im Rahmen des EEG führt zunächst bei Unternehmen zu höheren Transaktionskosten. Ob oder inwieweit Unternehmen diese EE-bedingten bzw. EEG-bedingten Mehrkosten auf Stromkunden umlegen können, ist nicht darstellbar, da hierzu, obwohl wünschenswert, keine Daten verfügbar sind. Andererseits reflektieren sie auch eine durch staatliche Eingriffe/Vorgaben bedingte Belastung der Unternehmen und könnten, sofern diese Belastung isoliert darstellbar wäre, auch unter Verteilungsaspekten aufgeführt werden. Im Vergleich zu den Differenzkosten sind die Transaktionskosten aufgrund ihrer Größe jedoch von geringer Bedeutung.

Fallen die Kosten hingegen bei fördermittelgebenden (BAFA, KfW) oder kontrollierenden Einrichtungen (BNetzA, BAFA) der öffentlichen Hand an, stellen sie Kosten der Förderung dar. Ihre Ermittlung hat streng gesehen im Rahmen dieser Studie nach Kategorie B zu erfolgen und wenn möglich nach Akteursgruppen differenziert. Dabei sind insbesondere die konkreten gesetzlichen und administrativen Vorgaben zu beachten (insbes. EEG und MAP).

Öffentliche und private Fördermittel

EE-Fördermittel stellen staatliche Zahlungen dar, die Anreize zur Entwicklung oder Nutzung Erneuerbarer Energien geben sollen. Ihre Erfassung fällt in den Bereich B, wobei in erster Linie Anlagenbetreiber zu den unmittelbar Begünstigten zählen, während die Belastungen im Fall öffentlicher Fördermittel durch öffentliche Haushalte bzw. die Steuerzahler zu tragen sind. Im Fall privater Fördermittel werden Belastungen freiwillig übernommen, wobei unterschiedliche Motive vorliegen können.

Ausbau von Wärmenetzen

Für den Ausbau von Wärmenetzen gelten methodisch ähnliche Aussagen wie bei Netzausbaukosten von Strom. Zu Wärmenetzen liegen bisher allerdings weniger Informationen vor – auch vor dem Hintergrund der bisher noch weit geringeren quantitativen Bedeutung. Allerdings wurden im Rahmen der systemanalytischen Differenzkostenanalyse die Kosten des Nahwärmenetzes durch Zugrundelegung von Nahwärmepreisen dem entsprechendem Energieversorgungssystem zugerechnet. So betrachtet sind die Wärmenetzkosten im Sinne der Systemkosten durch die Differenzkosten bereits abgedeckt. Fokussiert sich die Analyse allerdings auf das Fördervolumen des Wärmenetzausbaus – wie hier der Fall –, dann fallen sie unter Verteilungseffekte. Die Datenlage ist allerdings noch recht unvollständig.

Vermiedene Umweltschäden (Strom und Wärme)

Externe Kosten werden in der Regel nicht unmittelbar sichtbar, da sie sich ohne eine Internalisierung nicht in den Marktpreisen niederschlagen. Daher werden zunächst die vermiedenen Umweltschäden ausgewiesen. Sie errechnen sich auf Basis von Schätzwerten zu Schadenskostenansätzen, vermiedenen Emissionen und Substitutionsfaktoren. Sie sind energiesystemabhängig und fallen als zusätzlicher „Ertrag“ unter Kategorie A an. Die vermiedenen Umweltschäden, die durch die Reduzierung der Schadstoffemissionen entstehen, werden auf 7,7 Mrd. € (2007) bzw. 8,0 Mrd. € (2008) geschätzt.

In dieser Nutzengröße sind die bei der Stromerzeugung¹²² anfallenden Kosten für CO₂-Zertifikate, die eine Internalisierung von Umweltschäden (externen Kosten) darstellen, nicht gesondert berücksichtigt d. h., sie sind insoweit in der „Bruttogröße“ der geschätzten vermiedenen Umweltschäden enthalten. Das bedeutet, die monetär ausgewiesene Nutzenwirkung (vermiedene Umweltschäden) müsste um die anfallenden

¹²² Im Wärmebereich fallen hingegen nur relativ geringe Zertifikatskosten an.

CO₂-Zertifikatskosten bereinigt werden, da bei der Berechnung der Differenzkosten im Strombereich¹²³ die CO₂-Zertifikatskosten eingerechnet sind.

Zur Berichtigung der vermiedenen Umweltschäden (Bruttogröße) um die bereits eingerechnete Internalisierung der CO₂-Emissionen kann der durchschnittliche jährliche CO₂-Zertifikatspreis (für EUA) basierend auf Daten von Pointcarbon¹²⁴ zugrunde gelegt werden. Er liegt für 2007 bei 70 Cent pro Tonne CO₂ und reduziert somit die vermiedenen Umweltschäden nur marginal. Im Jahr 2008 war der Preis mit 17,5 €/t CO₂ hingegen wieder wesentlich höher.

Außerdem ist grundsätzlich die Wechselwirkung zu beachten, die zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel bestehen. Die Förderung von EE-Strom durch das EEG ist im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel uneingeschränkt wirksam, wenn der künftige Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Festlegung der Cap-Höhe richtig antizipiert wird. Bei einer unvollständigen Antizipation der EEG-Wirkungen kann hingegen ein Teil der Emissionsverminderung im Emissionshandelsbereich verloren gehen. In der ersten Handelsperiode (2005 – 2007) waren die Obergrenzen für den europäischen Emissionshandelsbereich insgesamt betrachtet – unabhängig von der Frage der Abstimmung mit der Förderpolitik - zu hoch. In der zweiten Handelsperiode sind dagegen nach zahlreichen Interventionen der Europäischen Kommission die nationalen Obergrenzen wesentlich reduziert worden, um eine Überallokation zu vermeiden. Eine Korrektur der durch Erneuerbare Energien vermiedenen externen Kosten ist in beiden Fällen nicht angezeigt.¹²⁵

Vermiedene Energieimporte (Strom und Wärme)

Die durch Nutzung EE hervorgerufenen Änderungen von Strömen im internationalen Handel stellen für sich genommen keine Nutzen- oder Kostenkomponenten Erneuerbarer Energien dar. Dies gilt auch speziell für vermiedene Energieimporte, die allerdings in einem engen Zusammenhang zu Aspekten der Energieversorgungssicherheit stehen, welche durch ergänzende Indikatoren qualitativ Eingang finden können. Importe erfolgen dann, wenn der Inlandspreis höher ist als der Weltmarktpreis. Daher bedeutet

¹²³ Im Wärmebereich bei Fernwärme.

¹²⁴ Pointcarbon, historic data (<http://www.pointcarbon.com>) download July 2009.

¹²⁵ Für die dritte Handelsperiode wird auf europäischer Ebene von vornherein ein integrativer Ansatz in der Klimaschutzpolitik verfolgt, bei dem die Ziele der unterschiedlichen Handlungsbereiche besser aufeinander abgestimmt werden. Dies muss auch beachtet werden, wenn die europäischen Emissionsminderungsziele für den Emissionshandelsbereich und den Nicht-Emissionshandelsbereich im Zusammenhang mit weiteren internationalen Verhandlungen (nach Kopenhagen) angepasst werden.

eine Einschränkung der Importe (durch die verpflichtende EE-Strom-Abnahme) zunächst eine Preiserhöhung bzw. Reduzierung der Konsumentenrente und des relativen Einkommens, falls keine günstigeren alternativen Energien(träger) zur Verfügung stehen. Diesem Effekt steht die Verlagerung der Wertschöpfung (durch den EE-Ausbau) ins Inland gegenüber. Dieser wird durch die Veränderung des BIP oder des Umsatzes im Makromodell abgebildet. Neben Energieimporten und -exporten sind auch die industriepolitisch interessanten Im- und Exporte von EE-Technologien zu betrachten, die jedoch ebenfalls über das makroökonomische Modell zur Abschätzung der zukünftigen Umsatz- und Beschäftigungseffekte eingehen.

Im Rahmen dieses Ansatzes können daher die vermiedenen Importe somit nicht als Energiesystem bedingter Nutzen quantifiziert werden, sondern als Makroeffekte, die Eingang in die Makromodellierung finden.

Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit vermindern die vermiedenen Importe die Importabhängigkeit. Dieser zunehmend wichtige, positive Effekt wurde bisher allerdings noch nicht quantifiziert, sondern nur qualitativ diskutiert.

Die möglichen Rückwirkungen von durch Erneuerbare Energien veränderten Weltenergiepreisen auf die Volkswirtschaft werden unter dem „Energiepreis-BIP-Effekt“ thematisiert und als makroökonomische Effekte aufgeführt.

Umsatz- und Beschäftigungseffekte (Strom und Wärme)

Umsatz und Beschäftigung sind makroökonomische Größen, die häufig auch als Wachstums- oder Stabilitätsindikatoren herangezogen werden. Bruttoeffekte sind dabei nicht unmittelbar als Kosten- oder Nutzeneffekte anzusehen, sie können aber den Einfluss auf den wirtschaftlichen Strukturwandel widerspiegeln. Neben der durch die Investitionen in EE-Technologien ausgelösten direkten Beschäftigung durch die Herstellung von Anlagen durch Unternehmen im Inland, die Installation, den Betrieb und die Wartung von Anlagen im Inland, wird indirekte Beschäftigung durch Vorlieferungen zu diesen Tätigkeiten ausgelöst. Darüber hinaus werden Anlagen für den Export hergestellt und die hierdurch ausgelöste direkte und indirekte Beschäftigung ergänzt die Summe zur ausgewiesenen Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien. Dieser Analysebereich findet unter Kategorie C Eingang in die Gesamtschau. Gesamtwirtschaftlich bieten sich Nettoeffekte zur makroökonomischen Bewertung verschiedener Maßnahmen an. Sie basieren auf dem Vergleich zweier zukünftiger Entwicklungen und dienen zur Einschätzung der zukünftigen Kosten- und Nutzeneffekte.

Merit-Order-Effekt (Strom)

Der so genannte Merit-Order-Effekt bezieht sich auf Preiseffekte auf dem Großhandelsmarkt für Strom und ist im Rahmen von Kategorie B zu analysieren. Dabei sind (hinsichtlich des Kraftwerkbestands) Kurzfrist- und Langfristeffekte zu unterscheiden. Beim Merit-Order-Effekt sind Verlierer (Betreiber konventioneller Kraftwerke) und Gewinner (EUV bzw. Stromverbraucher) zu betrachten, deren Veränderungen sich gesamtwirtschaftlich kompensieren können, sodass insofern auch keine Nettokosten bzw. -nutzen anrechenbar wären.

Im Zusammenhang mit dem Merit-Order-Effekt ist auch an weitere Interdependenzen indirekter Effekte zu denken, wie Einflüsse Erneuerbarer Energien auf den CO₂-Preis und auf die Preise fossiler Energien, die die Stromerzeugungskosten in konventionellen Kraftwerken verändern und zu anderen Kosten- bzw. Verteilungswirkungen führen. Die Effekte auf den CO₂-Preis finden in der Diskussion um die vermiedenen externen Kosten Eingang und sind hier nicht weiter zu beachten. Preiseffekte Erneuerbarer Energien auf die fossilen Energien werden ebenfalls in dieser Studie separat diskutiert.

Portfolio-Effekt

Insbesondere aufgrund geringerer Brennstoffkostenrisiken tragen Erneuerbare Energien zur Verminderung der Risiken der Energieversorgung bei. Diese Vorteile bei der Nutzung Erneuerbarer Energien können mögliche Mehrkosten zumindest teilweise kompensieren. Solche Portfolio-Effekte stellen somit grundsätzlich eine Nutzenkomponente in der Kategorie A dar, sie lassen sich allerdings nur schwer quantifizieren und werden deshalb hier nur qualitativ erfasst.

Energiepreis-BIP-Effekt

Die Nutzung Erneuerbarer Energien vermindert die weltweite Nachfrage nach fossilen Energien und damit auch deren Preise. Dies kann tendenziell auch die inländischen Brennstoff- und Strompreise vermindern und das wirtschaftliche Wachstum (des BIP) verstärken. Indirekte Preiseffekte bewirken Verteilungsänderungen, da einzelne Produzenten und Konsumenten hiervon unterschiedlich betroffen werden. Eine Analyse solcher Effekte ist aufgrund fehlender Informationen zur Kostenrechnung der EVU nicht möglich. Der gesamtwirtschaftliche Effekt von Preisänderungen kann hingegen im Zusammenhang mit Kategorie C erfasst werden und wird in dieser Studie auch quantifiziert.

Besondere Ausgleichsregelung

Die besondere Ausgleichsregelung des EEG begünstigt stromintensive Unternehmen bei der EE-Umlage gegenüber nicht-privilegierten Verbrauchern, wie z. B. privaten Haushalten, mit dem Ziel Beeinträchtigungen der Wettbewerbsfähigkeit zu vermeiden. Im Zusammenwirken mit anderen Preiseffekten (wie dem Merit-Order-Effekt) kann daraus sogar eine Nettoentlastung privilegierter Unternehmen resultieren. Solche Umverteilungseffekte können am ehesten unter Kategorie B erfasst werden, wobei allerdings Entlastungen zusätzlichen Belastungen an anderer Stelle gegenüberstehen können.

Besteuerung von EE-Strom

Strom aus Erneuerbaren Energien wird derzeit im Wesentlichen ebenso besteuert wie Strom aus fossilen und nuklearen Energien. Eine Bilanzierung der Besteuerung kommt grundsätzlich im Rahmen von Kategorie B in Betracht. Die Methode der Bilanzierung der EE-Strombesteuerung hängt vom Referenzsteuersystem ab:

1. Ausgehend von einem System, das Strom unabhängig von den eingesetzten Energieträgern besteuert, stellt die Besteuerung von EE-Strom keine Kosten oder Nutzen Erneuerbarer Energien dar; eine Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer ist dann eine Förderung Erneuerbarer Energien (staatliche Subvention i.S. des Subventionsberichtes), die als Entlastung zu buchen wäre.
2. Mit der ökologischen Steuerreform, mit der die Stromsteuer eingeführt wurde, sollten Umweltbelastungen vermindert werden. Angesichts deutlich geringerer Umweltbelastungen (externer Kosten) durch Erneuerbare Energien wären dann in einem idealen System entsprechend geringere Steuersätze oder eine generelle Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer angemessen. Da hierauf aus damaligen Praktikabilitätsgründen verzichtet wurde, wurden als Kompensation zugleich Fördermittel für Erneuerbare Energien (MAP) beschlossen. Insofern kann die Stromsteuer als unbeabsichtigte Belastung Erneuerbarer Energien und damit quasi als Nutzen von Erneuerbarer Energien betrachtet werden. In diesem Fall wäre bei einer Gesamtbewertung allerdings eine Saldierung mit externen Effekten angezeigt um Doppelzählungen zu vermeiden, da dann das Referenzsteuersystem eine (Teil-) Internalisierung impliziert. Umgekehrt: Da bei den externen Effekten die vollständig eingesparten externen Kosten angerechnet werden, kann die Steuer auf EE-Strom nicht gleichzeitig als Nutzengröße bilanziert werden.

Sonstige Effekte - weitere Analysebereiche

Auf der Fachtagung in Berlin (12. und 13. Nov. 09) zur Bilanzierung der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien wurden weitere Effekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien genannt. Die positiven Wirkungen des EE-Ausbaus auf die Ressourcennutzung, die dadurch angestoßenen Innovationen und der Transfer von EE- Tech-

nologie und Anlagen in andere Länder oder auf andere Bereiche sowie der Vorbildcharakter der Politik bei der Förderung des EE-Ausbaus werden als Nutzenwirkungen gesehen, die sich über Deutschland hinaus erstrecken. Diese wurden bisher nur qualitativ aufgeführt.

Der unterschiedliche regionale Ausbau Erneuerbarer Energien führt zu verschiedenen Entwicklungen in den einzelnen Regionen. So erfahren landwirtschaftlich geprägte Regionen durch die verstärkte Nutzung von Biomasse andere Impulse und Entwicklungen als windreiche Regionen. Somit trägt der EE-Ausbau auch zu regional unterschiedlichen Verteilungswirkungen bei.

Auf makroökonomischer Ebene können zusätzliche Investitionen und eine intensivere Innovationsintensität positiv zur BIP-Entwicklung beitragen. Auf gesellschaftlicher Ebene wird ein Umdenken im Hinblick auf Umweltnutzung, innerer und äußerer Sicherheit sowie Veränderung von Zielvorstellungen oder Werten als möglicher Effekt angeführt.

Der auf der Fachtagung zur Bilanzierung der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien erzielte Konsens über die Zusammenschau und Zuordnung der Effekte sowie die Wirkungen selbst sind in Abbildung 9-1 illustriert.



Abbildung 9-1: Ergebnis der Fachtagung zur Bilanzierung der Effekte

Gesamtüberblick

In Tabelle 9-1 sind die hier diskutierten und in den Einzelkapiteln dargestellten Effekte nochmals überblicksartig den entsprechenden Kategorien zugeordnet.

Tabelle 9-1: Zuordnung der Effekte nach Bilanzierungskategorien

	A: Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte (Allokation)	B: Verteilungsaspekte, Be- und Entlastungen (Distribution)	C: Makroökonomische und sektorale Aspekte/zukünftige Entwicklungen
Differenzkosten (Strom und Wärme)	Systemkostenvergleich der Gestehungskosten (direkte Kosten) - Strom - Wärme	Strom: Umlage der EEG-Differenzkosten, bes. Ausgleichsr. Wärme: s. Fördermittel	<i>(Einbeziehung von Diff.-Kosten bei Ermittlung von Nettoeffekten)</i>
Ausgleichs-, Regelleistung sowie Netzausbaukosten (Strom)	indirekte Kosten, Vervollständigung des Systemkostenvergleichs	<i>(Mehrkosten bei ÜNB/EVU, Einfluss auf Netzentgelte)</i>	
Transaktionskosten (Strom und Wärme)	TAK als weitere indirekte Kosten -Strom -Wärme	<i>(Förderkosten KfW, BAFA,)</i>	<i>(ggf. Einbeziehung bei Ermittlung von Nettoeffekten)</i>
Öffentliche und private Fördermittel (Strom und Wärme)		Begünstigungen (Ausgaben) für EE, FuE und Marktunterstützung	
Ausbau von Wärmenetzen	(in)direkte Kosten, Vervollständigung des Systemkostenvergleichs	<i>(Förderung Wärmenetze)</i>	<i>(ggf. Einbeziehung bei Ermittlung von Nettoeffekten)</i>
Vermiedene Umweltschäden (Strom und Wärme)	ökologischer Nutzen EE auf Basis von Systemvergleich -Strom -Wärme	<i>(globale und intergenerationelle Aspekte indirekt im Nutzenansatz enthalten)</i>	
Vermiedene Energieimporte (Strom und Wärme)	<i>(Nutzen durch verbesserte Versorgungssicherheit – nicht quantifizierbar)</i>		verm. Energieimporte, Indikatoren für Versorgungssicherheit, (Einbeziehung bei Ermittlung von Nettoeffekten)
Umsatz- und Beschäftigungseffekte (Strom und Wärme)			Bruttoeffekte, (Nettoeffekte als Ergebnis des Makromodells)
Merit-Order-Effekt (Strom)		Strompreiseffekt im Großhandel, Verteilungseffekte soweit bekannt	<i>(ggf. später im Makromodell berücksichtigt)</i>
Portfolio-Effekt	Nutzen durch verminderte Risiken – nur qualitativ		
Energiepreis-BIP-Effekt			zunächst grobe Abschätzung für D
Besondere Ausgleichsregelung		Entlastung priv. zu Lasten nicht-priv. Verbraucher	
Besteuerung von EE-Strom		EE-Stromsteueraufkommen	

Anmerkung: *(kursiv)* bedeutet hier nicht ausgewiesen

9.4 Zusammenschau der Effekte

Die nach Analysebereichen diskutierten Effekte sind in Tabelle 9-2 geordnet nach Kategorien aufgeführt. Eine Aggregation ist grundsätzlich nur bei völliger Übereinstimmung der Wirkungstypen, des Analysegegenstands sowie der Einheiten möglich, wobei mögliche Doppelzählungen durch „*kursive Schrift*“ angemerkt sind. In Kategorie A lassen sich die gesamten Kosten aufsummieren und dem quantifizierten Nutzen gegenüberstellen, wobei dieser eine Brutto-Nutzengröße¹²⁶ widerspiegelt – also Doppelzählungen enthalten sind. Die vermiedenen Umweltschäden beruhen auf abdiskontierten Werten.

Ein grober Überschlag der Systemkosten für Erneuerbare Energien insgesamt zeigt, dass 2007 den Kosten in Höhe von 5,6 Mrd. € ein Nutzen von ca. 7,7 Mrd. € gegenüberstehen, wobei dieser Nutzen sich allein auf die vermiedenen Emissionen stützt, da weitere Nutzenaspekte in diesem Stadium des Projektes monetär nicht quantifizierbar sind. Die Differenzkosten bestimmen überwiegend die Systemkosten, während die Ausgleichs- und Regelenergie- und Netzausbaukosten zusammen mit ca. 0,6 Mrd. € einen kleineren Beitrag liefern. Die Transaktionskosten, die den Unternehmen der Energiewirtschaft entstehen, liegen bei ca. 0,03 Mrd. € in 2007. Allerdings können diese über Entgelte an die Konsumenten weitergeleitet werden. Für 2008 belaufen sich die Systemkosten überschlägig geschätzt auf ca. 6 Mrd. €, während die vermiedenen Umweltschäden ca. 8 Mrd. € betragen.

Bezüglich der Verteilungsaspekte ist eine vollständige Erfassung und Zuordnung von Ent- oder Belastungen nach einzelnen Wirtschaftsakteuren nicht möglich. Die Stromverbraucher insgesamt sehen sich durch die EEG-Umlage einer Belastung von ca. 4,3 Mrd. € in 2007 (4,7 Mrd. € 2008) ausgesetzt. Der Merit-Order-Effekt ist hierbei unberücksichtigt, da unklar ist, zu welchen Anteilen die Preiseffekte an die Konsumenten weitergegeben werden. Sollten die Preissenkungen (Merit-Order) an die Stromverbraucher weitergegeben werden, stünden ihren Belastungen durch Steuern und Umlage Entlastungen in ähnlicher Höhe entgegen. Des Weiteren profitieren hierbei insbesondere Unternehmen, die unter die besondere Ausgleichsregelung fallen – deren Saldo dürfte positiv sein.

Die energieerzeugenden Unternehmen bzw. Anlagenbetreiber erfahren Entlastungen durch die bereitgestellten Fördermittel in Höhe von etwa 0,2 Mrd. € (2007) bzw. ca. 0,3 Mrd. € (2008), wobei die Förderung der Wärmenetze im Analysebereich „öffentliche und private Fördermitteln“ bereits abgedeckt ist. Die Verteilungswirkungen des Merit-

¹²⁶ 2007 war der Preis für Emissionszertifikate so niedrig, dass eine Berücksichtigung der (Teil-) Internalisierung (Vermeidung der Doppelzählung) bei den vermiedenen Umweltschäden sich die Veränderung auf die Dezimalstelle beschränken würde.

Order-Effekts sind, wie oben bereits angemerkt, ebenso wie die Wirkungen der vermiedenen Importe nicht eindeutig nach Akteuren zuordenbar.

Tabelle 9-2: Zusammenschau der dargestellten Wirkungen nach Bilanzierungskategorien

Analysebereich	Wirkungstyp	Gegenstand der Analyse	Effekt in Mio. € (ansonsten angegeben)	Effekt in Mio. € (ansonsten angegeben)
Kategorie A: Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte			2007	2008
Transaktionskosten	indirekte Kosten	EEG-Strom	30	
Vermiedene Umweltschäden	Vermiedene Kosten	EE-Strom	5.600	
		EE-Wärme	2.100	
		EE gesamt	7.700	8.000*
Regel- Ausgleichsenergiekosten	indirekte Kosten	EE-Strom	570	
Netzausbaukosten	indirekte Kosten	EEG-Strom	20	
Differenzkosten Wärme	direkte Kosten	MAP-Wärme	368	
		EE-Wärme	1.163	1.003
Differenzkosten Strom (inkl. CO ₂ -Zertifikatskosten)	direkte Kosten	EE-Strom	3.855	4.323
Portfolio-Effekt (nicht quantifizierbar) Nutzen			n.n.	n.n.
Kategorie B: Verteilungsaspekte			2007	2008
Merit-Order Effekt	Entlastung	EEG-Strom	3.710	3.580 - 4.040
Besondere Ausgleichsregelung	Entlastung best. Unternehmen	EEG-Strom	573	744
Besteuerung von EE-Strom	Belastung Stromverbraucher	EE-Strom	892 - 1.121	928 - 1.174
Öffentliche und private Fördermittel (hier: Bund)	Belastung des öffentlichen HH bzw. Entlastung von Anlagenbetreibern	EE gesamt	316	438
		Forschung EE	131	161
		Marktentwicklung EE	185	277
Förderung Wärmenetze in Kapitel 1.8	Entlastung der Anlagenbesitzer	MAP(KfW)	1,4	10,5
Differenzkosten Strom	Belastung Stromverbraucher	EEG-Strom	4.300	4.650
Kategorie C: Makroökonomische und sektorale Aspekte			2007	2008
Beschäftigung und Umsatz	Umsatz	EE gesamt	11.800	14.650
	Beschäftigung		249.000 Beschäftigte	278.000 Beschäftigte
Energiepreis-BIP-Effekt	Bruttoinlandsprodukt	EE gesamt		92 - 199
Vermiedene Energieimporte	Monetäre Importe	EE gesamt	4.400	6.600
* vorläufig				

Die makroökonomischen Größen reflektieren gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des gesamten EE-Ausbaus. Hierbei sind bezüglich der Entwicklung von Umsatz und Beschäftigung Bruttowirkungen angegeben, denen generell negative Effekte gegenüberstehen können, die hier noch nicht berücksichtigt sind. Entsprechende Nettoeffekte sollen später in Szenario-Rechnungen quantifiziert werden. Einen weiteren makroökonomischen Effekt stellt der Energiepreis-BIP-Effekt in Höhe von etwa 0,1 - 0,2 Mrd. € dar.

10 Weiterer Forschungsbedarf

10.1 Bewertung vorliegender Ansätze und Vorschläge für weitere Analysen

Wie erwartet bzw. erwünscht, wurde bei der Bearbeitung des ersten Teils des Projektes zu einer ganzen Reihe von Fragen weiterer Forschungsbedarf identifiziert. Dieser wird nachfolgend skizziert. Im weiteren Projektfortschritt wird geklärt, in welchem Umfang diese Fragen jeweils aufgegriffen und vertieft untersucht werden.

Differenzkosten EE-Strom und Wärme

Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung verändert sich das Berechnungsverfahren für die Differenzkosten im Strombereich. Dies sollte entsprechend ausgearbeitet und ggf. diskutiert werden.

Für die fortlaufenden Arbeiten zur Ermittlung von Differenzkosten im Wärmebereich wird vorgeschlagen, die vorliegenden Berechnungsansätze im Detail mit denen der *Leitstudie* zu vergleichen und darauf aufbauend ggf. die Auswahl und Detaillierung der Referenztechnologien zu überarbeiten. Des Weiteren wird vorgeschlagen, die Differenzkosten des EEWärmeG-bedingten EE-Ausbaus ab 2009 zu analysieren. Ein klarer Ausweis dieser Differenzkosten zeigt die durch dieses Gesetz bedingten Mehrkosten für die Wärmekonsumenten/Investoren auf.

Indirekte Kosten EE-Strom

Bezüglich der indirekten Kosten im Strombereich für Ausgleichs- und Regelenergie ist in Zukunft insbesondere die Auswirkung des geänderten Wälzungsmechanismus im EEG genauer zu untersuchen. Außerdem können die Kosten des Netzausbaus in den kommenden Jahren, wenn tatsächlich EE-bedingte Netzausbaumaßnahmen zu erwarten sind, auf Basis der dann vorliegenden Zahlen eingehender analysiert werden.

Ausbau von Wärmenetzen

Erst seitdem Wärmenetze selbständig in der Förderung geführt werden, liegen spezifische Daten vor. Angaben zu Zuschüssen in den vorangegangenen Jahren können ohne eine separate Auswertung nur auf Basis der Trassenlänge und den spezifischen Zuschüssen abgeschätzt werden. Eine nachträgliche Auswertung wäre sicherlich seitens der KfW möglich, doch mit erheblichem Aufwand verbunden, da die Anträge nochmals einzeln geprüft werden müssten.

Der Ausbau von Wärmenetzen kann zu einer Unterauslastung bzw. zu einer vorzeitigen Stilllegung vorhandener Gasnetze führen, welches volkswirtschaftlich gesehen als Kapitalvernichtung zu verbuchen wäre. Einzelwirtschaftlich betrachtet ergeben sich möglicherweise Reduzierungen beim Konzessionsabgabenaufkommen und damit bei den Gemeindebudgets. Es sollte daher untersucht werden, in welcher Weise EE-Wärmenetze Erdgas bisher verdrängt haben, sofern Statistiken zu Gasnetzen und die Gründe für den Rückbau angegeben werden. Zudem wird vorgeschlagen, dass seitens der KfW bei der Antragsbearbeitung bzw. bei der Antragsstellung erhoben wird, welcher Energieträger durch das Wärmenetz jeweils verdrängt wird.

Vermiedene externe Kosten

Die quantitativ ausgewiesenen Umwelteffekte umfassen bisher die vermiedenen Umweltschäden. Zur Darstellung der vermiedenen externen Kosten müssten von den vermiedenen Umweltschäden die internalisierten Umweltkosten abgezogen werden und die Wechselwirkungen mit anderen Politikinstrumenten Berücksichtigung finden. Aus diesem Grunde wird empfohlen, die Wechselwirkungen des EEG mit Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes genauer zu diskutieren und Überlegungen anzustellen, wie sich die vermiedenen externen Kosten von den ermittelten vermiedenen Umweltschäden unter Beachtung der Wechselwirkungen und der (Teil)Internalisierung ableiten und quantitativ darstellen lassen.

Die ermittelten vermiedenen Umweltschäden sind hinsichtlich des Schätzwertes für die Schäden durch Treibhausgase relativ sensibel. Die geschätzten Schadenskostenansätze für Treibhausgase wiederum sind abhängig von den Modellansätzen und sind somit immer im Zusammenhang mit den zugrunde liegenden Modellannahmen zu beurteilen. Mit Blick auf die modellbasierten Schätzwerte für Treibhausgase wird empfohlen, den Diskussionsstand in den europäischen Nachbarländern - sofern vorhanden und zugänglich – aufzugreifen und weitere Entwicklungen zu beobachten und zu diskutieren. Begleitend dazu sollte mit Experten die Modellannahmen/-strukturen und eventuell die Modellergebnisse auf ihre Validität hin diskutiert werden. Dies umschließt auch eine Ausarbeitung bzw. Festlegung der Kriterien für die Parameterwahl, um letztendlich einen Schadenskostenansatz auszuweisen, der eine breite politische und wissenschaftliche Akzeptanz erhält.

Portfolio-Effekt

Portfolio-Effekte der Nutzung Erneuerbarer Energien werden in diesem Projekt nur qualitativ behandelt. D. h., es wird auch im weiteren Verlauf des Projektes keine quantitative Bewertung der Risiken unterschiedlicher Energieversorgungsstrukturen vorge-

nommen, da dies den Analyserahmen sprengen würde und die Ergebnisse aufgrund methodischer Probleme kaum belastbar wären. Außerdem konzentrieren sich die vorliegenden portfoliotheoretischen Ansätze auf empirische Energiepreisrisiken, während andere Risikoaspekte von nuklearen, fossilen und erneuerbaren Energiesystemen dabei weitgehend unberücksichtigt bleiben.

Öffentliche und private Fördermittel

Die Fördermittel für Erneuerbare Energien in Deutschland sind in Höhe und Struktur nicht vollständig bekannt. Während die in der Gesamthöhe deutlich dominierenden Bundesmittel relativ gut dokumentiert sind, können Mittel anderer Geldgeber nur geschätzt werden.

Zu den Forschungsmitteln des Bundes für Erneuerbare Energien liegen abgestimmte Daten nach Ressorts vor. Wie bei anderen Fördermitteln ist jedoch keine klare Aufteilung nach Technologien und nach den Bereichen Strom und Wärme möglich. Bundesausgaben für die Förderung der Marktentwicklung in den Bereichen Strom und Wärme beruhen insbesondere hinsichtlich der Abgrenzung zum Verkehrsbereich teilweise auf Schätzungen. Angaben zum Haushaltstitel „Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien“ für 2008 sind bisher noch vorläufig, wobei im Zusammenhang mit der Evaluation des Marktanreizprogramms noch (geringe) Differenzen zu klären sind. Eine genaue Aufteilung der Ausgaben für Strom und Wärme liegt nicht vor.

Angaben der KfW zu Darlehenszusagen für Erneuerbare Energien 2008 weichen noch leicht voneinander ab. Es liegt noch keine aktuelle Struktur der Darlehen nach Programmen und Technologien vor. Die Höhe der gegenwärtigen Zinsvergünstigungen des (kumulierten) Bestandes von KfW-Darlehen können nur grob geschätzt werden. Es ist noch unklar, in welcher Höhe solche Zinsvergünstigungen durch den Bundeshaushalt finanziert werden (vgl. Struktur der MAP-Ausgaben).

Zu den Forschungsausgaben der Länder für Erneuerbare Energien liegen für 2003 und 2006 Angaben der PtJ vor. Diese Angaben sind hinsichtlich einzelner Länder unvollständig und beruhen zum Teil auf unsicheren Abgrenzungen zu Energieeffizienzmaßnahmen. Aktuellere Daten liegen nicht vor. Länderausgaben für die Förderung der Marktentwicklung Erneuerbarer Energien können nur grob geschätzt werden.

Angaben zu Forschungsausgaben der EU liegen für nicht-nukleare Energien insgesamt, aber nicht für den Teilbereich Erneuerbare Energien vor, die deshalb geschätzt werden müssen. Auch der Anteil des Mittelabflusses nach Deutschland beruht auf Schätzungen. Zur Höhe anderer EU-Mittel, mit denen Erneuerbare Energien mittelbar z. B. aus Regionalfonds gefördert werden, liegen keine statistischen Daten vor.

Fördermittel der Gemeinden für Erneuerbare Energien konnten nicht quantifiziert werden. Zu privaten Fördermitteln liegt lediglich eine (nicht mehr aktuelle) Schätzung zu Stiftungsmitteln vor.

Eine vollständige Erfassung aller öffentlichen und privaten Fördermittel zugunsten Erneuerbarer Energien wäre zwar grundsätzlich wünschenswert, sie wäre aber mit einem sehr hohen Aufwand verbunden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine zusammengefasste Bilanzierung von Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien nach dem entwickelten Gesamtkonzept nicht auf Basis von Fördermitteln, sondern anhand von Systemkosten- und Nutzen erfolgen soll.

Trotz der Datenlücken ist es ersichtlich, dass bei der Förderung Erneuerbarer Energien die bundesweite Förderung deutlich überwiegt. Angesichts der Datenverfügbarkeit sollten sich weitere Analysen und Aktualisierungen deshalb auf möglichst klare Darstellungen von Ausgaben des Bundes und von Darlehen der KfW konzentrieren.

Besteuerung von EE-Strom

Die Höhe der Stromsteuer kann aufgrund der Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen methodisch nicht eindeutig den bei der Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern zugerechnet werden. Deshalb wird für die Ermittlung der Stromsteuer auf EE-Strom eine Bandbreite anhand von zwei Schätzansätzen dargestellt. Diese Angaben können künftig aktualisiert werden.

Im weiteren Verlauf des Vorhabens sollen daneben in einem gesonderten Papier vor allem Aspekte einer denkbaren Stromsteuerbefreiung von Erneuerbaren Energien untersucht und diskutiert werden.

Merit-Order-Effekt

Für den Merit-Order-Effekt besteht weiterer Forschungsbedarf insbesondere bzgl. der Betrachtung der Auswirkungen des europäischen Stromhandels auf die Strompreise. Außerdem sollte die Untersuchung alternativer Kraftwerksinvestitionen, welche durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien vermieden wurden, basierend auf dem hier vorgelegten Vorschlag weiter diskutiert werden.

Verringerte Energieimporte

Verschiedene Ansätze zur Bewertung der Energiesicherheit eines vorgegebenen Energieträgermixes sind zur Diskussion gestellt worden. Während die Wahl eines Diversitätsindikators sich gut mit der Risikostreuung begründen lässt, gilt es nach wie

vor, sinnvolle Risikoindikatoren für die Herkunftsländer auszuwählen. Eine vergleichende Berechnung unter Berücksichtigung verschiedener Risikoindikatoren kann bei dieser Auswahl helfen.

Für zukunftsorientierte Szenarien lassen sich darüber hinaus diese Indikatoren fort-schreiben und die Szenarien auch unter dem Aspekt der Energiesicherheit vergleichen.

Umsatz und Beschäftigung

Die mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien verbundenen Umsätze und die Beschäftigten sowie die verschiedenen in der Diskussion um Beschäftigungseffekte verwendeten Konzepte sind mit dem vorliegenden Bericht dargestellt. Für zukunftsorientierte Szenarien lassen sich zudem Nettobeschäftigung und weitere Nutzeffekte als Ergebnis von Modellsimulationen ausweisen. Die Entwicklung gesamtwirtschaftlicher Größen wird mittels Modellrechnungen abgebildet.

Energiepreis-BIP-Effekt

Schätzungen des Energiepreis-BIP-Effekts sind als Ergänzung von makroökonomischen Modellrechnungen zu betrachten, die die gesamtwirtschaftlichen Nettowirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien ermitteln und dabei aber von gegebenen Weltenergiepreisen ausgehen (solche Analysen sind im weiteren Projektverlauf vorgesehen).

Der Energiepreis-BIP-Effekt des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland ist bislang grob abgeschätzt worden. Damit wird deutlich, in welcher Größenordnung dieser Effekt auf das BIP in Deutschland wirkt. Ergänzend kann mit Modellrechnungen auch die Größenordnung der Effekte geschätzt werden, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland in anderen Ländern - etwa im Euroraum – ausgelöst werden. Tiefergehende Detailanalysen sind hierzu hingegen nicht vorgesehen.

Transaktionskosten

Bei den Transaktionskosten wird weiterhin auf die Personalkosten abgestellt. Hierbei wird sich an die Arbeiten des Statistischen Bundesamtes angelehnt. Die dort dargelegten Personalkosten der Energiewirtschaft, welche entsprechend möglicher Tätigkeiten im Zusammenhang mit dem EEG abgeschätzt wurden, zeigen aber durchaus Überschneidung mit anderen Funktionen dieser Unternehmen, die sie als Netzbetreiber oder Bilanzkreisverantwortliche bzw. -koordinatoren wahrnehmen. Eine kombinierte Betrachtung mehrerer EEG-Paragrafen mit den entsprechenden Paragrafen des EnWG und der von ihm ausgehenden Verordnungen erschiene hier angemessen.

Angaben zu den spezifischen Personalkosten der mit der Förderung von Erneuerbaren Energien betrauten Institutionen liegen bei der KfW und dem BAFA vor und sollen im weiteren Verlauf der Untersuchung möglichst weiter quantifiziert werden. Dies gilt auch bzgl. der Kosten bei der BNetzA.

Die Ermittlung der tatsächlichen Anpassungskosten der Stromlieferanten ist sicherlich für die weitere Diskussion lohnenswert, angesichts der Umstellung weg von der physikalischen Wälzung an dieser Stelle nicht angebracht und im Rahmen dieser Studie im benötigten Umfang wohl auch nicht leistbar. Die in Zukunft durch die AusglMechV bedingten Transaktionskosten sollten entsprechend kurz aufbereitet und dargestellt werden.

10.2 Weiteres Vorgehen

Im weiteren Verlauf des Vorhabens sollen Schätzungen der Kosten- und Nutzenwirkungen zum einen aktualisiert und zum anderen in ausgewählten Teilbereichen vertieft untersucht werden. Nachdem im ersten Teilabschnitt des Projekts Ex-post-Analysen von Kosten- und Nutzenwirkungen im Vordergrund standen, werden sich die folgenden Arbeiten stärker auf Ex-ante-Analysen konzentrieren.

Ein Schwerpunkt der weiteren Arbeiten in diesem Vorhaben liegt auf Effekten in den Jahren 2020 und 2030, die auf der Grundlage von Ausbauszenarien Erneuerbarer Energien des BMU ermittelt werden sollen. Diese Analysen konzentrieren sich auf die Quantifizierung von Differenzkosten, Ausgleichs-, Regelenergie und Netzausbau im Strombereich, Ausbau von Wärmenetzen, vermiedenen Energieimporten und Beschäftigungseffekten. Auch der Ansatz für die Gesamtbilanzierung der unterschiedlichen Kosten- und Nutzenwirkungen von Erneuerbaren Energien soll im Verlauf des Vorhabens weiterentwickelt werden. Dabei sollen auch weitere, bisher nicht einbezogene Aspekte, die hierfür von Bedeutung sind, identifiziert werden.

Bei den weiteren Arbeiten sollen u.a. folgende Aspekte betrachtet werden:

- dynamische Effekte der Innovationsförderung als längerfristiger Nutzenaspekt,
- der Beitrag von Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit,
- Systembetrachtungen des weiteren Netzausbaus und der Integration von Erneuerbaren Energien,
- Auswirkungen auf den Außenhandel nicht nur mit Energieträgern, sondern auch mit Anlagen, Komponenten und Rohstoffen,
- Nettoeffekte bei der Beschäftigung im Vergleich verschiedener Zukunftsentwicklungen,

- Diskussion der Bedeutung von Wechselwirkungen zwischen verschiedenen energie- und umweltpolitischen Zielen und Instrumenten für Kosten-Nutzen-Analysen,
- Wettbewerbs- und Verteilungseffekte der besonderen Ausgleichsregelung des EEG, insbesondere Strompreisvergleich der Industrie zwischen Ländern und Betrachtung von Standortvorteilen in Deutschland,
- Fragen der Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien,
- Wechselwirkungen des Ausbaus von Erneuerbaren Energien mit Marktstrukturen und Marktmacht auf Energiemärkten,
- methodische Fragen von Kosten- und Nutzenvergleichen.