Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment

Endbericht

„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“

Bearbeitung:

IE:

Matthias Reichmuth (Projektleiter), Werner Bohnenschäfer, Jaqueline Daniel, Nicolle Fröhlich, Dr. Klaus Lindner, Markus Müller, Andreas Weber, Janet Witt

Prognos:

Friedrich Seefeldt (Leitung), Dr. Almut Kirchner, Christian Michelsen

Geschäftsführer:
Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 8071
Sitz und Gerichtsstand Leipzig

Deutsche Kreditbank AG
(BLZ 120 30 000)
Konto-Nr.: 1364280

Stadt- und Kreissparkasse Leipzig
(BLZ 860 555 92)
Konto Nr.: 1100564876

Zert.-Nr. 1210010564/1

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Scharnhorststraße 34-37
10115 Berlin

Auftragnehmer: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Internet: www.ie-leipzig.de

Bearbeitung: Matthias Reichmuth
☎: 03 41 / 24 34 - 425
✉: Matthias.Reichmuth@ie-leipzig.de

Werner Bohnenschäfer
Jaqueline Daniel
Nicolle Fröhlich
Dr. Klaus Lindner
Markus Müller
Andreas Weber
Janet Witt

Unterauftragnehmer: Prognos AG Basel

Bearbeitung: Friedrich Seefeldt
☎: 030 / 52 00 59-236
✉: Friedrich.Seefeldt@prognos.com

Dr. Almut Kirchner
Christian Michelsen

Leipzig, 14. November 2006

Inhaltsverzeichnis (Überblick)

1 Aufgaben und Ziele des Projektes ... 1

2 Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien ... 3

2.1 „Kleine“ Wasserkraft ... 4
2.2 „Große“ Wasserkraft ... 12
2.3 Deponie-, Klär- und Grubengas ... 14
2.4 Biomasse ... 20
2.5 Geothermische Stromerzeugung ... 32
2.6 Windenergie (onshore) ... 40
2.7 Windenergie (offshore) ... 49
2.8 Solare Strahlungsenergie ... 54
2.9 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Überblick ... 63

3 Analyse der Auswirkungen des EEG-Wälzungsmechanismus auf die Letztverbraucher ... 65

3.1 Ausgangslage und Zielsetzung ... 65
3.2 Vorgehensweise ... 65
3.3 Wälzungsmechanismus und besondere Ausgleichsregelung ... 68
3.4 Situation der Letztverbraucher ... 77
3.5 Be- und Entlastung der Letztverbraucher ... 101

4 Differenzierte Analyse der Gestehungskosten ... 129

4.1 Methodik der Kostenanalyse ... 129
4.2 „Kleine Wasserkraft“ ... 139
4.3 „Große Wasserkraft“ ... 144
4.4 Deponie-, Klär- und Grubengas ... 144
4.5 Biomasse ... 151
4.6 Geothermische Stromerzeugung ... 225
4.7 Windenergie (onshore) ... 234
4.8 Windenergie (offshore) ... 240
4.9 Solare Strahlungsenergie ... 245
4.10 Gesamtüberblick ... 253
4.11 Entwicklungen im direkten Zusammenhang mit der EEG-Novelle 2004 ... 258

5 Bewertung und Empfehlungen ... 259

5.1 Bewertung und Empfehlungen für zukünftige Einspeiseregelungen ... 259
5.2 Bewertung und Empfehlungen zur besonderen Ausgleichsregelung ... 268

Anhang ... A 1

Inhaltsverzeichnis (alle Gliederungsebenen)

1 Aufgaben und Ziele des Projektes ... 1

2 Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien ... 3

2.1 „Kleine“ Wasserkraft ... 4
2.1.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung ... 4
2.1.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung ... 7
2.1.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung ... 10
2.1.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung ... 11
2.2 „Große“ Wasserkraft ... 12
2.2.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung ... 12
2.2.2 Entwicklung der Stromeinspeisung ... 12
2.2.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung ... 13
2.2.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung ... 13
2.3 Deponie-, Klär- und Grubengas ... 14
2.3.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung ... 14
2.3.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung ... 16
2.3.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung ... 18
2.3.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung ... 18
2.4 Biomasse ... 20
2.4.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung ... 21
2.4.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung ... 24
2.4.2.1 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG ... 24
2.4.2.2 Entwicklung der EEG-Vergütung ... 26
2.4.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung ... 27
2.4.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung ... 29
2.5 Geothermische Stromerzeugung ... 32
2.5.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung ... 33
2.5.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung ... 34
2.5.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung ... 35
2.5.3.1 Hindernisse bei der Umsetzung einer geothermischen Stromerzeugung ... 35
2.5.3.2 Regionale Aktivitäten und nationale Entwicklungstendenzen ... 36
2.5.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung ... 38
2.6 Windenergie (onshore) ... 40

2.6.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung 40
2.6.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung..... 42
2.6.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung 44
2.6.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung..... 46
2.7 Windenergie (offshore) 49
2.7.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung 49
2.7.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung..... 49
2.7.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung 49
2.7.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung..... 52
2.8 Solare Strahlungsenergie..... 54
2.8.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung 54
2.8.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung..... 57
2.8.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung 59
2.8.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung..... 60
2.9 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Überblick..... 63
3 Analyse der Auswirkungen des EEG-Wälzungsmechanismus auf die Letztverbraucher 65
3.1 Ausgangslage und Zielsetzung..... 65
3.2 Vorgehensweise..... 65
3.2.1 Struktur und Aufbau 65
3.2.2 Statistische Grundlage und Datensituation..... 66
3.3 Wälzungsmechanismus und besondere Ausgleichsregelung 68
3.3.1 Der Wälzungsmechanismus nach EEG 68
3.3.1.1 Überwälzung von der EEG-Anlage auf die avNB 69
3.3.1.2 Überwälzung von den avNB auf die rÜNB 69
3.3.1.3 Ausgleich zwischen den rÜNB 69
3.3.1.4 Überwälzung von den rÜNB auf die Stromlieferanten..... 70
3.3.1.5 Überwälzung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher 70
3.3.1.6 Bestimmung der Umlage 70
3.3.2 Besondere Ausgleichsregelung..... 71
3.3.2.1 Härtefallregelung nach EEG §11a 72
3.3.2.2 Modifizierte Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 74
3.3.2.3 Deckelung nach §16 EEG 75
3.4 Situation der Letztverbraucher 77
3.4.1 Typologie ausgewählter Letztverbraucher 77

3.4.2 Strompreise und Strompreisbestandteile ... 83
3.4.2.1 Bestandteile des Strompreises ... 83
3.4.2.2 Klassifikation von Verbrauchsprofilen ... 85
3.4.2.3 Entwicklung des Strompreises für Sondervertragskunden ... 87
3.4.2.4 Entwicklung staatlich getriebener Strompreisbestandteile ... 88
3.4.3 Situation ausgewählter stromintensiver Wirtschaftszweige ... 91
3.4.3.1 Stromintensität ausgewählter Wirtschaftszweige ... 91
3.4.3.2 Fortschreibungskonzept ... 92
3.4.3.3 Wirtschaftsdaten und Kostenstruktur ausgewählter Wirtschaftszweige ... 94
3.4.3.4 Letztverbrauch des Produzierenden Gewerbes ... 97
3.5 Be- und Entlastung der Letztverbraucher ... 101
3.5.1 Rahmendaten zum EEG ... 101
3.5.1.1 Daten zum Wälzungsmechanismus nach EEG ... 101
3.5.1.2 Daten zur Härtefallreglung nach EEG §11a und EEG Novelle §16 ... 104
3.5.2 Strompreisbestandteile des EEG ... 106
3.5.3 Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung ... 109
3.5.3.1 Preisbelastungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG ... 110
3.5.3.2 Kostenbelastungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG ... 113
3.5.4 Belastung und Entlastung ausgewählter Wirtschaftszweige ... 115
3.5.4.1 Darstellung und Analyse der besonderen Ausgleichsregelung ... 115
3.5.4.2 Besondere Ausgleichsregelung 2004 ... 116
3.5.4.3 Besondere Ausgleichsregelung 2005 ... 120
3.5.4.4 Ausblick: Besondere Ausgleichsregelung 2006 ... 127
4 Differenzierte Analyse der Gestehungskosten ... 129
4.1 Methodik der Kostenanalyse ... 129
4.1.1 Modellfälle als Berechnungsgrundlage ... 129
4.1.2 Rechenmodell für die Modellrechnungen ... 132
4.1.3 Verwendete Eingangsdaten ... 132
4.1.4 Berücksichtigung von Erlösen ... 136
4.1.5 Berücksichtigung von Investitionskostenzuschüssen ... 137
4.1.6 Zinsen für Kapitaleinsatz und für Inflation ... 137

4.1.7 Steuerliche Be- und Entlastungen ... 138
4.2 „Kleine Wasserkraft“ ... 139
4.2.1 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 kW ... 139
4.2.2 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 500 kW und maximal 5 MW ... 141
4.2.3 Bewertung der Ergebnisse ... 142
4.2.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 143
4.3 „Große Wasserkraft“ ... 144
4.4 Deponie-, Klär- und Grubengas ... 144
4.4.1 Anlagen zur Stromerzeugung aus Klärgas bis 500 kW (§ 7 Abs. 1 Nr. 1 EEG) ... 145
Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen ... 145
4.4.2 Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas zwischen 500 kW und 5 MW (§ 7 Abs. 1 Nr. 1 EEG) ... 146
Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen ... 147
4.4.3 Bewertung der Ergebnisse ... 149
4.4.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 149
4.5 Biomasse ... 151
4.5.1 Sensitivitätsanalyse bei Biomasseanlagen ... 152
4.5.2 Modellfälle ... 153
4.5.2.1 Feste Bioenergieträger ... 154
4.5.2.2 Flüssige Bioenergieträger ... 155
4.5.2.3 Biogas ... 157
4.5.3 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung bis 150 kW (§ 8 Abs. 1 Nr. 1 EEG) ... 159
4.5.3.1 Modellfall Pflanzenöl 1 (PF1) ... 159
4.5.3.2 Modellfall Biogas 1 (BG1) ... 162
4.5.3.3 Modellfall Biogas 2 (BG2) ... 164
4.5.4 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung zwischen 150 und 500 kW (§ 8 Abs. 1 Nr. 2 EEG) ... 167
4.5.4.1 Modellfall feste Biomasse 1 (FB1) ... 167
4.5.4.2 Modellfälle feste Biomasse 2 und 3 (FB2 und FB3) ... 171
4.5.4.3 Modellfall Pflanzenöl 2 (PF2) ... 175
4.5.4.4 Modellfall Biogas 3 (BG3) ... 177
4.5.4.5 Modellfall Biogas 4 (BG4) ... 181
4.5.4.6 Modellfall Biogas 7 (BG7) ... 184

4.5.5 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung zwischen 500 kW und 5 MW (§ 8 Abs. 1 Nr. 3 EEG) ... 187
4.5.5.1 Modellfall feste Biomasse 4 (FB4) ... 187
4.5.5.2 Modellfall feste Biomasse 5 (FB5) ... 193
4.5.5.3 Modellfall Pflanzenöl 3 (PF3) ... 196
4.5.5.4 Modellfall Biogas 5 (BG5) ... 199
4.5.5.5 Modellfall Biogas 6 (BG6) ... 202
4.5.5.6 Modellfall Biogas 8 (BG8) ... 206
4.5.6 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung über 5 MW (§ 8 Abs. 1 Nr. 3 EEG) ... 209
4.5.6.1 Modellfall feste Biomasse 6 (FB6) ... 209
4.5.7 Zusammenfassung und Bewertung ... 215
4.5.7.1 Feste Bioenergieträger ... 215
4.5.7.2 Flüssige Bioenergieträger ... 216
4.5.7.3 Gasförmige Bioenergieträger ... 218
4.5.8 Schlussfolgerungen ... 220
4.5.9 Einfluss des Bonussystems ... 221
4.5.10 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 223
4.6 Geothermische Stromerzeugung ... 225
4.6.1 Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung bis 5 MW Leistung (§ 9 Abs. 1 EEG) ... 227
4.6.2 Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung von 5 bis 10 MW Leistung (§ 9 Abs. 1 EEG) ... 230
4.6.3 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 233
4.7 Windenergie (onshore) ... 234
4.7.1 Windenergie-Anlagen (onshore) (§ 10 Abs. 1 EEG) ... 234
4.7.2 Repowering von Windenergie-Anlagen (onshore) (§ 10 Abs. 2 EEG) ... 236
4.7.3 Bewertung der Ergebnisse ... 238
4.7.4 Diskussion von Vergütungsdauer, Degressionsregelung und Beschränkung für Schwachwindgebiete ... 239
4.8 Windenergie (offshore) ... 240
4.8.1 Windenergie-Anlagen (offshore) (§ 10 Abs. 3 EEG), küstennah ... 240
4.8.2 Windenergie-Anlagen (offshore) (§ 10 Abs. 3 EEG), küstenfern ... 242
4.8.3 Bewertung der Ergebnisse ... 243
4.8.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 244
4.9 Solare Strahlungsenergie ... 245

4.9.1 Fotovoltaik-Freiflächenanlagen (§ 11 Abs. 1 EEG) ... 245
4.9.2 Fotovoltaik-Dachanlagen bis zu 30 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 1 EEG) ... 247
4.9.3 Gebäudeintegrierte Fotovoltaikanlagen bis zu 30 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 1 EEG) mit Fassaden-Bonus (§ 11 Abs. 2 Satz 2 EEG) ... 249
4.9.4 Fotovoltaik-Dachanlagen mit bis zu 100 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 2 EEG) ... 251
4.9.5 Bewertung der Ergebnisse ... 252
4.9.6 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung ... 252
4.10 Gesamtüberblick ... 253
4.11 Entwicklungen im direkten Zusammenhang mit der EEG-Novelle 2004 ... 258

5 Bewertung und Empfehlungen ... 259

5.1 Bewertung und Empfehlungen für zukünftige Einspeiseregelungen ... 259
5.1.1 Möglichkeiten und Grenzen der Differenzierung im Gesetzestext ... 259
5.1.2 Abhängigkeit der verschiedenen Energiearten vom EEG ... 260
5.1.3 Höhe der Grundvergütung ... 261
5.1.4 Vergütungsdauer ... 263
5.1.5 Wirkungen der Degression der Einspeisevergütung ... 263
5.1.6 Kostendegression durch Skaleneffekte ... 265
5.1.7 Bonussysteme bei Biomasse ... 266
5.1.8 Zukünftige Vergütung bei höheren Strommarktpreisen ... 267
5.2 Bewertung und Empfehlungen zur besonderen Ausgleichsregelung ... 268
5.2.1 Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Wälzungsmechanismus ... 268
5.2.2 Funktionsweise und Aufkommen des Wälzungsmechanismus ... 269
5.2.3 Belastungen von Letztverbrauchern ... 270
5.2.4 Belastungen von Letztverbrauchern im Bereich der Schwellenwerte ... 271
5.2.5 Ausblick ... 272

Anhang ... A-1

Anhang A.1: Ansatz vermiedener Beschaffungskosten ... A-3
Anhang A.2: Mathematische Beschreibung des EEG-Wälzungsmechanismus ... A-10
Anhang A.3: Parameter der Stromgestehungskosten der Anlagen zur Erzeugung von Strom nach EEG ... A-14
Quellenverzeichnis ... A-19
Abkürzungsverzeichnis ... A-24

Abbildungssverzeichnis

Abbildung 2-1 Entwicklung der Stromeinspeisung aus Klein-Wasserkraft und deren Vergütung 2001-2004 9
Abbildung 2-2 Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas 2001 bis 2005 17
Abbildung 2-3 Entwicklung der Anzahl und installierten Leistung von Biomasseanlagen 2001 bis 2004 23
Abbildung 2-4 Einspeisung von Strom aus Biomasse und dessen Vergütung 2001 bis 2004 26
Abbildung 2-5 Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung [VDN 2005 b], eigene Berechnungen 38
Abbildung 2-6 Entwicklung der installierten Windenergieanlagen und ihrer Leistung 2001 bis 2005 41
Abbildung 2-7 Stromeinspeisung aus Windenergie 2001 bis 2004 und deren Vergütung 43
Abbildung 2-8 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie. Quelle: [ISET 2005] 44
Abbildung 2-9 Fotovoltaik: Entwicklung der installierten Leistung 2001 bis 2005 (netzgekoppelte Dach- und Freiflächenanlagen) 56
Abbildung 2-10 Entwicklung der Solarstrom-Einspeisung 2001 bis 2004 und ihrer Vergütung 59
Abbildung 2-11 Entwicklung der eingespeisten Strommengen und ihrer Vergütung für alle nach EEG begünstigten regenerativen Energien von 2001 bis 2004 64
Abbildung 3-1 Wälzungsmechanismus gemäß der EEG-Novelle von 2004 69
Abbildung 3-2 Härtefallregelung nach EEG §11a 73
Abbildung 3-3 EEG-Quote unter der Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 76
Abbildung 3-4 Logarithmische Darstellung der Stromkosten 82
Abbildung 3-5 Entwicklung der Strompreise für verschiedene Sondervertragskunden incl. staatlich getriebene Bestandteile 88
Abbildung 3-6 Energiewirtschaftlich und staatlich getriebene Strompreisbestandteile 2005 89
Abbildung 3-7 Staatlich getriebene Bestandteile des Energiepreises für ausgewählte Verbrauchsklassen vor und nach Novelle des EEG in absoluten und relativem Anteil an den Gesamtkosten [%] 90
Abbildung 3-8 Verteilung des Letztverbrauchs auf ausgewählte Wirtschaftszweige in 2002 93
Abbildung 3-9 Letztverbrauch und EEG-Einspeisung 2000 bis 2005 102
Abbildung 3-10 EEG-Quote (ab 2003: nur für nicht-privilegierte Letztverbraucher) und durchschnittliche EEG-Vergütung 2000 bis 2005 103

Abbildung 3-11 Vergütung der EEG-Einspeisungen und EEG-bedingte Belastung der Letztverbraucher in 2000 bis 2005 104
Abbildung 3-12 Privilegierter Letztverbrauch 2003 bis 2005 105
Abbildung 3-13 Abnahme von EEG-Strom durch privilegierte Letztverbraucher und EEG-bedingte Belastung privilegierte Letztverbraucher 106
Abbildung 3-14 Strompreisbestandteile EEG in absoluter Höhe [€ct/kWh] 107
Abbildung 3-15 Relative Mehrbelastung durch die EEH Umlage für ausgewählte Verbraucherklassen 108
Abbildung 3-16 Relative Mehrbelastung durch die EEG Umlage für ausgewählte Verbraucherklassen 109
Abbildung 3-17 Relative Preisbestandteile mit und ohne EEG-Regelungen (eigene Darstellung) 112
Abbildung 3-18 Relative Mehrkosten bemessen am Umsatz 114
Abbildung 3-19 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2004 118
Abbildung 3-20 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2005 124
Abbildung 3-21 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2006 128
Abbildung 4-1 Methodik und Eingangsgrößen für die Berechnung der Stromgestehungskosten 134
Abbildung 4-2 Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 0,4 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 140
Abbildung 4-3 Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 2,5 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 142
Abbildung 4-4 Stromgestehungskosten bei Klärgas von 0,5 MW_{el} in Abhängigkeit von Zinssatz, Vollbenutzungsstunden und vermiedenen Entsorgungskosten 146
Abbildung 4-5 Stromgestehungskosten bei Grubengas von 1 und 3 MW_{el} in Abhängigkeit vom Zinssatz 148
Abbildung 4-6 Sensitivitätsanalyse PF1, Basisfall (Rapsöl): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 161
Abbildung 4-7 Sensitivitätsanalyse BG1, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 164
Abbildung 4-8 Sensitivitätsanalyse BG2, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 166

Abbildung 4-9 Sensitivitätsanalyse FB1, Basisfall (wärmegeführt; 100 % Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 169

Abbildung 4-10 Sensitivitätsanalyse FB1, Basisfall (wärmegeführt; 100 % Waldrestholz): Parametervariation der Betriebsstunden 169

Abbildung 4-11 Sensitivitätsanalyse FB1, Variante (stromgeführt; 50 % Waldrestholz, 50% IRH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 170

Abbildung 4-12 Sensitivitätsanalyse FB1, Variante (stromgeführt; 50 % Waldrestholz, 50% IRH): Parametervariation der Betriebsstunden 170

Abbildung 4-13 Sensitivitätsanalyse FB2, Basisfall (ORC): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 173

Abbildung 4-14 Sensitivitätsanalyse FB3, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 174

Abbildung 4-15 Sensitivitätsanalyse FB3, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Betriebsstunden 174

Abbildung 4-16 Sensitivitätsanalyse PF2, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 177

Abbildung 4-17 Sensitivitätsanalyse BG3, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 180

Abbildung 4-18 Sensitivitätsanalyse BG3, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Betriebsstunden 180

Abbildung 4-19 Sensitivitätsanalyse BG4, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 183

Abbildung 4-20 Sensitivitätsanalyse BG4, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden 183

Abbildung 4-21 Sensitivitätsanalyse BG7, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 186

Abbildung 4-22 Sensitivitätsanalyse FB4, Basisfall (ohne KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 190

Abbildung 4-23 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 191

Abbildung 4-24 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Betriebsstunden 191

Abbildung 4-25 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante II (mit KWK; 40 % IRH, 40 % Waldrestholz, 20 % LPH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 192

Abbildung 4-26 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 40 % IRH, 40 % Waldrestholz, 20 % LPH): Parametervariation der Betriebsstunden..... 192

Abbildung 4-27 Sensitivitätsanalyse FB5, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 195

Abbildung 4-28 Sensitivitätsanalyse FB5, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Betriebsstunden..... 195

Abbildung 4-29 Sensitivitätsanalyse PF3, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Brennstoff-und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes 198

Abbildung 4-30 Sensitivitätsanalyse PF3, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Betriebsstunden..... 198

Abbildung 4-31 Sensitivitätsanalyse BG5, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes..... 201

Abbildung 4-32 Sensitivitätsanalyse BG5, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Betriebsstunden 202

Abbildung 4-33 Sensitivitätsanalyse BG6, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes..... 205

Abbildung 4-34 Sensitivitätsanalyse BG6, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden 205

Abbildung 4-35 Sensitivitätsanalyse BG8, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes..... 208

Abbildung 4-36 Sensitivitätsanalyse BG8, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden 208

Abbildung 4-37 Sensitivitätsanalyse FB6, Basisfall (mit KWK; 50 % Waldrestholz, 50 % IRH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes..... 212

Abbildung 4-38 Sensitivitätsanalyse FB6, Basisfall (mit KWK; 50 % Waldrestholz, 50 % IRH): Parametervariation der Betriebsstunden..... 212

Abbildung 4-39 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante I (ohne KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden 213

Abbildung 4-40 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante II (mit KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes..... 213

Abbildung 4-41 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante II (mit KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Betriebsstunden 214

Abbildung 4-42 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten aus Bioenergieanlagen zur Verstromung biogener Festbrennstoffe bei Inbetriebnahme im Jahr 2005 216

Abbildung 4-43 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten aus Bioenergieanlagen zur Verstromung flüssiger Bioenergieträger bei Inbetriebnahme im Jahr 2005 217

Abbildung 4-44 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten bei der Verstromung von Biogas bei Inbetriebnahme im Jahr 2005 219

Abbildung 4-45 Sensitivitätsanalyse der Geothermieanlage mit 2,0 MW: Parametervariation des Mischzinssatzes 228

Abbildung 4-46 Sensitivitätsanalyse der Geothermieanlage mit 6,0 MW: Parametervariation des Mischzinssatzes 232

Abbildung 4-47 Stromgestehungskosten bei einer Windkraftanlage von 1,0 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 236

Abbildung 4-48 Stromgestehungskosten bei einer Repowering-Windkraftanlage von 1,5 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 238

Abbildung 4-49 Stromgestehungskosten bei einer Offshore-Windkraftanlage von 3,6 MW (küstennah) in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 242

Abbildung 4-50 Stromgestehungskosten bei einer Offshore-Windkraftanlage von 3,6 MW (küstenfern) in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 243

Abbildung 4-51 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Freiflächenanlage von 2 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 246

Abbildung 4-52 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Dachanlage von 0,003 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 248

Abbildung 4-53: Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Fassadenanlage von 0,003 MW in Abhängigkeit von Zinssatz den Vollbenutzungsstunden 250

Abbildung 4-54 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Dachanlage von knapp 0,1 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden 251

Abbildung 4-55 Vergleich der Stromgestehungskosten (jeweils im Referenzfall und einer relevanten Variante) von Anlagen zur Biomassenutzung mit der EEG-Einspeisevergütung, Spannweiten vgl. Kapitel 5.4 254

Abbildung 4-56 Vergleich der Stromgestehungskosten (jeweils im Basis- bzw. Referenzfall) von Anlagen mit erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) mit der EEG-Einspeisevergütung 255

Abbildung 4-57 Kostenbestandteile der Stromgestehungskosten einer Biogasanlage mit und ohne Kosten für ein Lager. 257

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Anzahl und Leistung der Kleinwasserkraftanlagen (jeweils installierte Leistung unter 5 MW) ... 7
Tabelle 2-2 Stromeinspeisung aus kleinen Wasserkraftanlagen (Anlagen < 5 MW, in GWh) ... 8
Tabelle 2-3 Entwicklung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas 2001 bis 2005 ... 15
Tabelle 2-4 Entwicklung der Einspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengasen in Deutschland ... 16
Tabelle 2-5 Entwicklung der Anzahl und installierten Leistung von Biomasseanlagen in Deutschland ... 23
Tabelle 2-6 Entwicklung der Stromerzeugung durch Biomasseanlagen in Deutschland ... 25
Tabelle 2-7 Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 29. März 2000 (in Eurocent/kWh) [VDN 2003] ... 27
Tabelle 2-8 Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 31. Juli 2004 [Bundestag 2004], [VDN 2005 b] ... 27
Tabelle 2-9 Konkrete Projekte zur geothermischen Stromerzeugung ... 34
Tabelle 2-10 Windenergie onshore: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland ... 41
Tabelle 2-11 Verteilung der Windenergieanlagen auf Bundesländer (November 2005) ... 42
Tabelle 2-12 Entwicklung der Windstrom-Einspeisung und deren Vergütung in Deutschland ... 43
Tabelle 2-13 Offshore-Windenergie in Deutschland: Genehmigte und geplante Anlagen ... 51
Tabelle 2-14 Fotovoltaik: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland ... 55
Tabelle 2-15 Entwicklung der Solarstromeinspeisung und deren Vergütung in Deutschland ... 58
Tabelle 3-1 Klassifikation der Wirtschaftszweige nach Statistischem Bundesamt ... 78
Tabelle 3-2 Beispiel für die Unterteilung der Wirtschaftszweige nach Zwei-, Drei- und Vierstellern ... 79
Tabelle 3-3 Ausgewählte Verbrauchstypen mit typischen Stromverbräuchen ... 80
Tabelle 3-4 Ausgewählte Verbrauchstypen mit ökonomischen Parametern ... 81
Tabelle 3-5 Verbrauchsklassen nach Eurostat ... 86
Tabelle 3-6 Zuordnung von Verbrauchsklassen nach Eurostat zu Verbrauchstypen ... 86
Tabelle 3-7 Quellen für die bereinigte Strompreisstatistik ... 87

Tabelle 3-8 Strompreisindex nach durchschnittlichen Erlösen bei Sondervertragskunden [2000=100] ... 87
Tabelle 3-9 Ausgewählte Wirtschaftszweige sortiert nach Stromintensität im Jahr 2002 ... 92
Tabelle 3-10 Produktions-, Strompreis- und Erzeugerpreisindex der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 (2000=100) ... 94
Tabelle 3-11 Bruttowertschöpfung der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 ... 95
Tabelle 3-12 Stromkosten der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 ... 96
Tabelle 3-13 Stromintensität der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 ... 97
Tabelle 3-14 Letztverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes ... 98
Tabelle 3-15 Durchschnittlicher Letztverbrauch pro Unternehmen im Jahr 2002 ... 98
Tabelle 3-16 Letztverbrauch der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 ... 99
Tabelle 3-17 Strombezug ausgewählter Wirtschaftszweige aus dem öffentlichen Netz 2000 bis 2005 ... 100
Tabelle 3-18 Rahmendaten zum Wälzungsmechanismus 2000 – 2005 ... 102
Tabelle 3-19 Rahmendaten zur EEG-Härtefallregelung ... 105
Tabelle 3-20 Preise und Kostenbestandteile für ausgewählte Verbrauchergruppen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG *[eigene Berechnungen, Werte für 2005]* ... 111
Tabelle 3-21 Relative Kostenbelastungen aufgrund des EEG (incl. Härtefallregelung und Deckelung) ... 113
Tabelle 3-22 Wirtschaftszweige mit privilegierten Unternehmen im Jahre 2004 ... 116
Tabelle 3-23 Letztverbrauch der privilegierten Wirtschaftszweige 2004 ... 117
Tabelle 3-24 Stromkosten der privilegierten Wirtschaftszweige in 2004 ... 119
Tabelle 3-25 Bruttowertschöpfung der privilegierten Wirtschaftszweige in 2004 ... 120
Tabelle 3-26 Wirtschaftszweige mit privilegierten Unternehmen in 2005 ... 121
Tabelle 3-27 Unternehmen der Klasse 1 und Klasse 2 in 2005 ... 122
Tabelle 3-28 Letztverbrauch der privilegierten Wirtschaftszweige in 2005 ... 123
Tabelle 3-29 Stromkosten der privilegierten Wirtschaftszweige lt. Anträgen für 2005 ... 125
Tabelle 3-30 Bruttowertschöpfung der privilegierten Wirtschaftszweige in 2005 ... 126
Tabelle 3-31 Daten zur besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2006 ... 127
Tabelle 4-1 Auswahl der Fallbeispiele und Varianten für die Wirtschaftlichkeitsanalyse ... 130
Tabelle 4-2 Modellfall je Leistungsklasse entsprechend EEG-Vergütungsstruktur ... 154
Tabelle 4-3 Eingangsparameter Modellfall PF1 ... 160

Tabelle 4-4 Stromgestehungskosten Modellfall PF1 161
Tabelle 4-5 Eingangsparameter Modellfall BG1 162
Tabelle 4-6 Stromgestehungskosten Modellfall BG1 163
Tabelle 4-7 Eingangsparameter Modellfall BG2 165
Tabelle 4-8 Stromgestehungskosten Modellfall BG2 166
Tabelle 4-9 Eingangsparameter Modellfall FB1 167
Tabelle 4-10 Stromgestehungskosten Modellfall FB1 168
Tabelle 4-11 Eingangsparameter Modellfall FB2 und 3 172
Tabelle 4-12 Stromgestehungskosten Modellfall FB2 und 3 173
Tabelle 4-13 Eingangsparameter Modellfall PF2 175
Tabelle 4-14 Stromgestehungskosten Modellfall PF2 176
Tabelle 4-15 Eingangsparameter Modellfall BG3 178
Tabelle 4-16 Stromgestehungskosten Modellfall BG3 179
Tabelle 4-17 Eingangsparameter Modellfall BG4 181
Tabelle 4-18 Stromgestehungskosten Modellfall BG4 182
Tabelle 4-19 Eingangsparameter Modellfall BG7 184
Tabelle 4-20 Stromgestehungskosten Modellfall BG7 185
Tabelle 4-21 Eingangsparameter Modellfall FB4 188
Tabelle 4-22 Stromgestehungskosten Modellfall FB4 189
Tabelle 4-23 Eingangsparameter Modellfall FB5 194
Tabelle 4-24 Stromgestehungskosten Modellfall FB5 194
Tabelle 4-25 Eingangsparameter Modellfall PF3 196
Tabelle 4-26 Stromgestehungskosten Modellfall PF3 197
Tabelle 4-27 Eingangsparameter Modellfall BG5 199
Tabelle 4-28 Stromgestehungskosten Modellfall BG5 200
Tabelle 4-29 Eingangsparameter Modellfall BG6 203
Tabelle 4-30 Stromgestehungskosten Modellfall BG6 204
Tabelle 4-31 Eingangsparameter Modellfall BG8 206
Tabelle 4-32 Stromgestehungskosten Modellfall BG8 207
Tabelle 4-33 Eingangsparameter Modellfall FB6 210
Tabelle 4-34 Stromgestehungskosten Modellfall FB6 211
Tabelle 4-35 Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmeauskopplung 229
Tabelle 4-36 Stromgestehungskosten bei der Erschließung unterschiedlicher Aquifere 229

1 Aufgaben und Ziele des Projektes

Die Nutzung erneuerbarer Energien – insbesondere zur Stromerzeugung – hat in den vergangenen Jahren aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erheblich zugenommen. Mit der zum 1. August 2004 in Kraft getretenen Novelle des EEG ist das Ziel einer Verbesserung der Fördereffizienz verbunden.

Vor diesem Hintergrund ist eine kontinuierliche Erfolgskontrolle der Förderung erneuerbarer Energien notwendig. Unter den Aspekten Gesamtvolumen der Förderung, Belastung der Stromverbraucher und Lenkungswirkung der Fördersätze stellen sich für die Untersuchung folgende **Fragen**:

1. Welcher Zubau von EE-Anlagen – getrennt nach den verschiedenen Anlagenarten und erneuerbaren Energien – wurde seit dem 01.08.2004 realisiert bzw. wird geplant?
2. Welche Lenkungswirkung für EE-Anlagen geht von den neuen Vergütungssätzen seit dem 01.08.2004 aus?
3. Welche Belastungen der Stromverbraucher – getrennt nach Nutzergruppen – sind mit der EE-Förderung verbunden?
4. Welchen Stellenwert hat das EEG im Hinblick auf die Planungs- und Investitionssicherheit für Hersteller, Anlagenbetreiber, Investoren und Kreditinstitute?
5. Sind die Vergütungssätze – getrennt nach den verschiedenen Anlagenarten und erneuerbaren Energien – im Hinblick auf die Situation im Strommarkt angemessen (Über-/ Unterförderung)?
6. Unter welchen Voraussetzungen und mit welchem zeitlichen Horizont ist ein Auslaufen der EEG-Förderung für welche Energieträger möglich?

Das Bundeswirtschaftsministerium erteilte dem Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Leipzig) und der Prognos AG (Basel) am 1. August 2005 den Auftrag zur Untersuchung dieser Themen.

Das Kapitel 2, das vom Hauptauftragnehmer IE erarbeitet wurde, stellt eine Bestandsaufnahme der aktuellen und absehbaren Marktentwicklungen für die verschiedenen durch das EEG vergüteten Energiearten dar.

Kapitel 3 wurde vom Unterauftragnehmer Prognos AG in Basel bearbeitet und beleuchtet die Auswirkungen des Umwälzungsmechanismus, der die durch das EEG anfallenden Mehrkosten den unterschiedlichen Verbrauchergruppen zuordnet.

Kapitel 4 umfasst eine umfassende Analyse der Rentabilität der einzelnen Energieträger mit Sensitivitätsanalysen für unterschiedliche Parameter (Variation der Zinssätze, der Erträge, der Technologien etc.) und wurde vom IE erstellt.

Das abschließende bewertende Kapitel wurde von beiden Auftragnehmern gemeinsam erstellt.

2 Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien

Die folgenden Kapitel behandeln nacheinander alle Energiearten, für deren Stromeinspeisung das EEG feste Vergütungssätze gewährleistet:

- „Kleine“ Wasserkraft aus Anlagen bis 5 MW Leistung
- „Große“ Wasserkraft aus Anlagen von mehr als 5 MW Leistung
- Deponiegas, Klärgas und Grubengas
- Biomasse
- Geothermische Stromerzeugung
- Windenergie (onshore)
- Windenergie (offshore)
- Solare Strahlungsenergie

Für jede dieser Technologien wird zunächst dargestellt, wie sich die Anzahl der Anlagen und die installierte Leistung in den vergangenen Jahren entwickelt haben. Anschließend wird – ausgehend von den veröffentlichten Statistiken des Verbands der Netzbetreiber (VDN) – die Stromerzeugung aus diesen Anlagen sowie deren Vergütung dargestellt. Als jeweils dritter Unterpunkt werden die Aussichten für die weitere Entwicklung bewertet, im vierten Unterpunkt erfolgt dann jeweils eine Übersicht über die Interessengruppen, die sich an der fachlichen Diskussion beteiligen, sowie deren Intentionen. Dabei wird auch aufgeführt, mit welchen Personen im Zuge des Projektes Interviews stattgefunden haben, insgesamt wurden 28 Akteure befragt. Deren Aussagen wurden bei der Darstellung jeweils mit berücksichtigt.

2.1 „Kleine“ Wasserkraft

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist eine besonders kostengünstige Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Sie benötigt – anders als etwa die Stromerzeugung aus Windenergie oder PV-Anlagen – keine Vorhaltung von fossiler Kraftwerksleistung zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung. Die Jahresnutzungszahlen der installierten Leistung liegen nach Angaben des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) für ein Regeljahr zwischen 5.000 und 6.000 Stunden.

Unter der Bezeichnung „Kleine“ Wasserkraft werden alle Wasserkraftanlagen subsumiert, die eine installierte Leistung von höchstens 5 MW besitzen. Diese Anlagen sind in der Regel im Besitz privater Betreiber, deren Interessen vom BDW vertreten werden. Diese Anlagen werden – von Ausnahmen abgesehen – nicht als Haupterwerb, sondern im Nebenerwerb bzw. als „Abfallprodukt“ anderer Produktionstätigkeiten (Sägewerke, Unternehmen der Papierindustrie) betrieben.

Nach Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) gehören rund 98 % der Wasserkraftanlagen der Leistungsklasse bis 5.000 kW an. Sie erzeugen jedoch nur ca. 19 % der elektrischen Arbeit aus Wasserkraft. Das EEG begünstigt im Wesentlichen die Wasserkraftanlagen unter 5 MW Leistung. Von der EEG-Novellierung profitieren besonders Kleinanlagen unter 500 kW, zudem wurde für Großanlagen über 5 MW die Möglichkeit geschaffen, den Mehrertrag aus Modernisierungen nach EEG vergüten zu lassen (vgl. auch [BMU 2005c]).

2.1.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Mit der gesetzlich fixierten erhöhten Vergütung für die Einspeisung von Strom aus Wasserkraft aus dem Jahre 1991 verbesserten sich die Bedingungen vor allem für die Betreiber kleiner Wasserkraftwerke. Das weitere „Sterben“ von Wasserkraftanlagen, das sich in den 1970er und 1980er vollzog, konnte durch diese Einspeisevergütung verhindert werden. Besonders in den neuen Bundesländern wurden auf dieser Grundlage bereits stillgelegte Anlagen wieder in Betrieb genommen.

Die Reaktivierung der kleinen Wasserkraftanlagen konzentrierte sich nahezu ausschließlich auf die Modernisierung bzw. Revitalisierung vorhandener Anlagen, wobei entweder

- die baulichen Grundlagen (Wassergefälle) unverändert blieben, jedoch Maschinen mit höheren Leistungsparametern installiert wurden oder
- durch zusätzliche Investitionen Veränderungen im Wassergefälle und eine Leistungserhöhung vorgenommen wurden.

Auf Grund der gültigen Einspeisevergütungen war die Rentabilität der erforderlichen Investitionen bei der Modernisierung bzw. Reaktivierung alter Anlagen gewährleistet.

Ein Neubau von Wasserkraftanlagen an neuen Standorten gestaltete sich außerordentlich schwierig und blieb auf Ausnahmen beschränkt. Die Gründe hierfür liegen vor allem in den hohen (administrativen) Anforderungen, die an die Erteilung der erforderlichen Genehmigungen gestellt werden und zur Erhöhung der Investitionskosten führen. Diese Aussage gilt heute, nach Aussagen befragter Akteure sogar noch verstärkt (vgl. auch Abschnitt 2.1.4). Damit bestehen einerseits Hürden, die Investoren davon abhalten, überhaupt in den Neubau von Wasserkraftanlagen zu investieren, andererseits müssen in den Fällen, in denen es zum Neubau solcher Anlagen kommt, erhöhte Investitionskosten berücksichtigt werden.

Die VDEW-Statistik [Kiesel 2005] ist die gegenwärtig einzige verfügbare Statistik, die Aussagen zum Bestand an Wasserkraftanlagen und deren Leistung liefert. Die Statistischen Landesämter sind nicht im Besitz belastbarer Daten.

Die Werte der VDEW-Statistik basieren auf Erhebungen des VDEW unter seinen Mitgliedern. Insgesamt wurden in den Jahren 2003 bis 2005 jeweils zwischen 740 und 780 Unternehmen zu ihren Vorjahres-Kennwerten befragt, darunter auch 40 Unternehmen, die nicht Mitglied im VDEW sind. Die letzte Erhebung erbrachte 597 Rückmeldungen, so dass eine Vollständigkeit über den bestehenden Zustand der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (darunter auch aus Wasserkraftanlagen) nicht gegeben ist, wobei die Meldebereitschaft der befragten Unternehmen sich seit 2002 merklich verbessert hat (Steigerung der Rücklaufquote von 70,7 % auf 78,9 %).

Danach gab es im Jahre 2004 in Deutschland mindestens 5.100 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung < 5.000 kW. Als installierte Leistung sind in dieser Statistik 887 MW erfasst. Wird die in Tabelle 2-2 für das Jahr 2004 angeführte Stromeinspeisung aus kleinen Wasserkraftanlagen sowie eine durchschnittliche Jahresbenutzungsstundenzahl von 5.000 Stunden zugrunde gelegt, so liegt die installierte Leistung kleiner Wasserkraftanlagen bei ca. 920 MW, was dem in der VDEW-Statistik erfassten Leistungswert nahe kommt.

Durch eine Hochrechnung auf der Basis derjenigen befragten Unternehmen, die in allen drei Jahren geantwortet haben, sowie unter Abgleich dieser Ergebnisse nach Bundesländern und unter Einbeziehung von Unternehmen, die nur ein- oder zweimal geantwortet haben, wurde eine Gesamthochrechnung der Entwicklung bei der Wasserkraft möglich.

Die Angaben aus der VDEW-Befragung stellen zu diesem Thema bisher die sicherste Datenquelle dar, obwohl auch hier Falschmeldungen bereinigt und Annahmen über die Angaben von nicht befragten bzw. nicht antwortenden Energieversorgungsunternehmen getroffen werden mussten.

Zu diesem Zweck wurden alle Landkreise Deutschlands einer Relief-Kategorie zugeordnet (flach, hügelig oder gebirgig). Anhand der Flächenabdeckung derjenigen Energieversorger, die geantwortet hatten, wurde erkennbar, ob in deren Netzgebiet alle Reliefklassen des jeweiligen Bundeslandes repräsentativ vertreten waren, so dass eine Hochrechnung anhand der Flächenanteile auf das gesamte Bundesland vertretbar war. Von einer flächen-proportionalen Hochrechnung wurde insbesondere dann abgewichen, wenn sich durch die Ergebnisse von Unternehmen, die weniger als dreimal geantwortet hatten, in einzelnen Jahren deutlich abweichende Werte ergaben. Da der VDEW auch Stromerträge abgefragt hatte, konnte für das Jahr 2004 die durch die Hochrechnung ermittelte Menge an Strom mit der vom VDN gemeldeten eingespeisten Strommenge [VDN 2001-2005] verglichen werden, wobei sich die zuvor hochgerechneten Kennwerte für die Summe (Deutschland insgesamt) bestätigten (unter 1 % Abweichung).

Eine Gliederung in Größenklassen war auf der Grundlage der vom VDEW bereit gestellten Daten [Kiesel 2006] nicht direkt möglich, zumal die im EEG relevante Leistungsgrenze von 500 kW bei der Befragung des VDEW durch eine Leistungsgrenze von 1 MW ersetzt wurde [Kiesel 2005]. Aus den Zwischenergebnissen (ohne Hochrechnung [Kiesel 2005]) ist jedoch zu erkennen, dass die Anlagen mit weniger als 1 MW installierter Leistung bei weitem überwiegen. In Tabelle 2-1 sind die hochgerechneten VDEW-Umfrageergebnisse zur Entwicklung der Anlagenzahl von Kleinwasserkraftanlagen sowie zur installierten Leistung im Zeitraum 2002 bis 2004 aufgeführt.

Tabelle 2-1 Anzahl und Leistung der Kleinwasserkraftanlagen (jeweils installierte Leistung unter 5 MW)

	Anzahl der Anlagen			Installierte Leistung in MW		
Stichtag: Jahresende…	**2002**	**2003**	**2004**	**2002**	**2003**	**2004**
Bayern	2.950	3.100	3.170	471,4	482,8	503,2
Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz, NRW, Hessen, Thüringen, Sachsen	2.810	2.860	3.160	606,8	600,2	652
Übrige Bundesländer (Norddeutschland)	260	260	270	73,3	88,5	74,6
Deutschland gesamt (Abweichungen rundungsbedingt)	**6.020**	**6.220**	**6.600**	**1151,4**	**1171,5**	**1229,8**

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Grundlage von [Kiesel 2005], [Kiesel 2006]

Im Zuge der Befragungen konnten einige der Angaben zudem regional untersetzt werden. So sind (Stand 2005) nach Aussagen der regionalen Arbeitsgemeinschaften Wasserkraftwerke allein im Bundesland Baden-Württemberg 1.500 Kleinwasserkraftwerke in Betrieb, in Rheinland-Pfalz/Saarland 300 und in Nordrhein-Westfalen ebenfalls 300. Von diesen wurde nur ein Teil durch die VDEW-Erhebung [Kiesel 2005] erfasst.

2.1.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Mit der EEG-Novellierung 2004 wurde die Einspeisevergütung für modernisierte Kleinwasserkraftanlagen bis 500 kW auf 9,67 ct/kWh erhöht.

Die Analyse der Auswirkungen der EEG-Novellierung 2004 für die Stromeinspeisung aus kleinen Wasserkraftanlagen gestaltet sich auf Grund einer unbefriedigenden Datenbasis (statistische Erfassung der eingespeisten Strommenge) sehr schwierig, zumal der Planungsvorlauf noch keine Aussagen darüber erlaubt, ob seit August 2004 die Zahl der Reaktivierungen kleiner Wasserkraftanlagen und deren eingespeiste Strommengen (bereinigt von den meteorologischen Verhältnissen) bereits angestiegen ist.

In den Berichtswerten des Verbandes der Netzbetreiber [VDN 2001-2005] werden bis einschließlich dem Jahr 2003 die Stromeinspeisungen der Wasserkraftanlagen < 5.000 kW Leistung in Summe mit der Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas angegeben. Mit dem Ausweis der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas für das Jahr 2004 exis-

tieren somit erst ab jenem Jahr gesicherte eigene Werte für die Stromeinspeisung aus kleinen Wasserkraftanlagen.

Durch die Hochrechnung der installierten Leistung auf Basis der VDEW-Befragungen [Kiesel 2006], kombiniert mit den typischen Erträgen (Jahresertrag in kWh pro zu Jahresende installiertem kW Wasserkraftanlagenleistung, die Bildung eines solchen Kennwertes ist aufgrund der eher geringen Veränderungen in diesem Sektor vertretbar) ergeben sich für Deutschland auch die in den Jahren 2002 und 2003 hochgerechnete Ergebnisse für die Stromeinspeisung aus Wasserkraft. Diese sind in Tabelle 2-2 und Abbildung 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-2 Stromeinspeisung aus kleinen Wasserkraftanlagen (Anlagen < 5 MW, in GWh)

	2001	2002	2003	2004
Einspeisung aus kleiner Wasserkraft [VDN 2001-2005], eigene Hochrechnung auf Basis [Kiesel 2006], 2001 eigene Schätzung in GWh	**4.398**	**4.957**	**3.895**	**4.616**
Stromabgabe an Letztverbraucher aus dem dt. Stromnetz in GWh [VDN 2005 b]	464.286	465.346	478.016	487.627
Marktanteil der Wasserkraft < 5 MW in Prozent [eigene Berechnung]	0,95%	1,07%	0,81%	0,95%
Gesamtvergütung f. kl. Wasserkraft in Mio. Euro [VDN 2001-2005, eigene Schätzung]	**319**	**357**	**282**	**337**
Mittlere Vergütung (Eurocent pro kWh) [VDN 2001-2005]	7,26	7,21	7,25	7,30

Quelle: eigene Berechnungen und Schätzungen auf Basis der VDN-Berichte [VDN 2001-2005], [VDN 2005 b] sowie [Kiesel 2005], [Kiesel 2006]

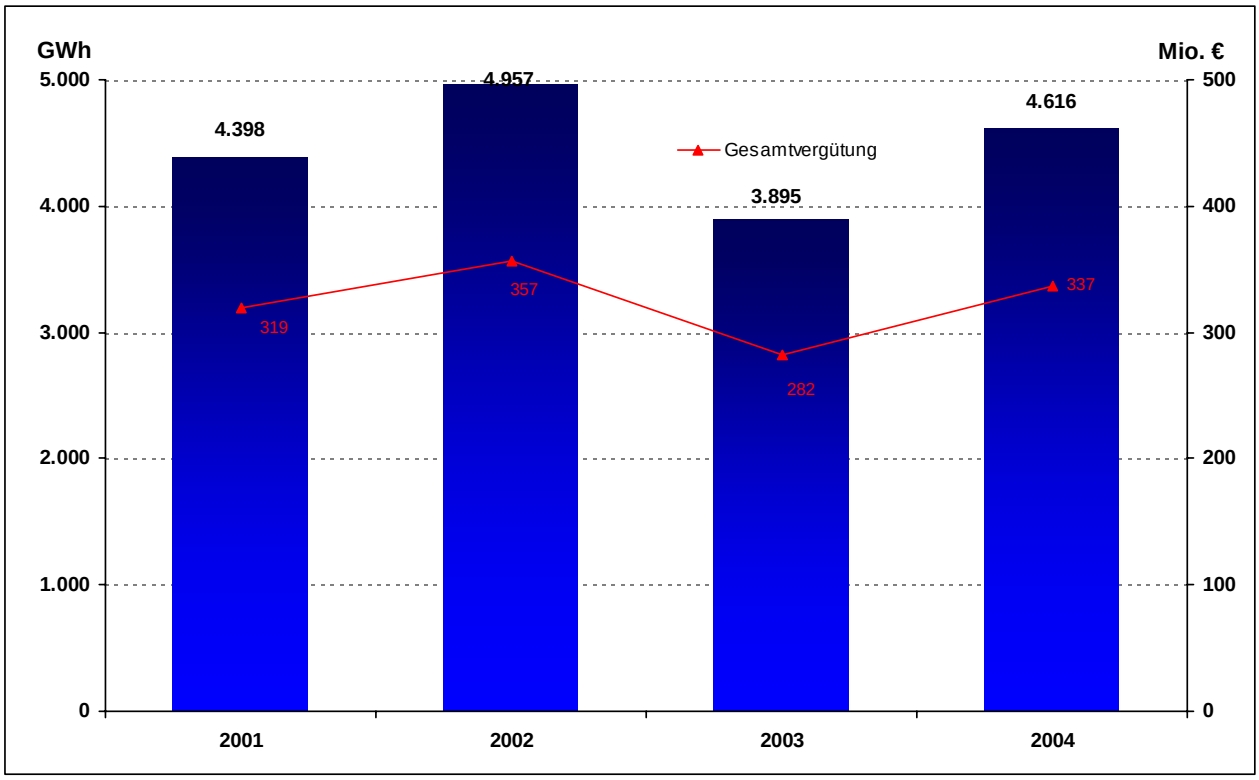


Abbildung 2-1 Entwicklung der Stromeinspeisung aus Klein-Wasserkraft und deren Vergütung 2001-2004

Die Schwankungen der Stromeinspeisung durch den unterschiedlichen Wasserstand der Flüsse überlagern die Entwicklung, in der sich die Reaktivierung alter Anlagen abzeichnet. Das Jahr 2003 war ein niederschlagsarmes Jahr, was sich auch in Form einer verringerten Stromerzeugung der kleinen Wasserkraftanlagen auswirkt. Nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Niederschlagsmenge des Jahres 2003 gemessen am langjährigen Durchschnitt bei ca. 85 % (bezogen auf Baden-Württemberg und Bayern als die Bundesländer mit der größten Stromeinspeisung aus Wasserkraft).

Offenbar hat sich die Stromerzeugung aus kleiner Wasserkraft danach im Jahre 2004 gegenüber 2002 nicht erhöht. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Niederschlagsmengen der einzelnen Jahre die Stromerzeugung gerade der kleinen Wasserkraftanlagen entscheidend beeinflussen.

Von mehreren befragten Akteuren wird eingeschätzt, dass das EEG generell zu einer Zunahme der Einspeisung der Stromerzeugung aus kleiner Wasserkraft geführt hat, wenn die meteorologischen Rahmenbedingungen als konstant angenommen werden. Dies wird durch die Angaben zur installierten Leistung (vgl. Tabelle 2-1) bestätigt, die unabhängig von den meteorologischen Verhältnissen sind.

Auch wenn eine konkrete Aussage zu den Auswirkungen der EEG-Novellierung 2004 noch nicht getroffen werden kann (da sie erst seit August 2004 in Kraft ist), so wird doch insgesamt ein rentabler Betrieb der Anlagen bei der Vergütung entsprechend der Novellierung 2004 erwartet. Dies schließt jedoch nicht aus, dass es Einzelfälle gibt, für die auch die erhöhte Vergütung keinen rentablen Betrieb der Anlage ermöglicht.

Mit der garantierten Vergütung habe sich die Bonität der Unternehmen verbessert. Eingeschränkt wird diese Aussage eines Befragten jedoch durch Bemerkungen eines anderen Interviewpartners, nach der für kleinere Betreiber von Wasserkraftanlagen die Finanzierung der Anlagenmodernisierung durch stärkere Prüfungen der Kreditanträge seitens der Finanzinstitute erschwert würde (Ausnahme: Sparkassen). In den übrigen Gesprächen spielte dieses Hemmnis keine Rolle. Möglicherweise ist die Finanzierbarkeit der Anlagenmodernisierung ein Problem speziell für finanzschwächere Investoren, die etwa in Thüringen öfter auftreten dürften als z. B. in Bayern.

2.1.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Ausgehend davon, dass die Einspeisevergütung nach der EEG-Novelle 2004 prinzipiell einen rentablen Betrieb der Kleinwasserkraftanlagen gewährleistet, wird das mögliche Potenzial für einen Ausbau der Stromerzeugung aus Wasserkraft sehr unterschiedlich bewertet.

Einer der Befragten schätzt das Potenzial auf 1.000 bis 2.000 MW ein. Noch optimistischer ist der Vertreter der Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz/Saarland und Nordrhein-Westfalen, der das mögliche (theoretische) Potenzial auf 15 bis 16 TWh (d. h. 3.000 bis 4.000 MW) beziffert, davon ca. 60 % in kleinen Wasserkraftanlagen. Dazu wären auch Neuanlagen erforderlich. Einer der Befragten schätzte, dass das Ausbaupotenzial in Thüringen zu einer Steigerung der Stromerzeugung um 20 bis 30 % führen könnte.

Ein befragter Wissenschaftler setzt das realistische Ausbaupotenzial dagegen bei maximal 2 TWh an zusätzlicher Stromeinspeisung (d. h. ca. 400 MW installierte Leistung) an.

Die Erschließung der genannten Potenziale ist weniger ein Problem der Einspeisevergütung als viel mehr eine Frage der Genehmigungen weiterer Ausbauprojekte. Ebenso spielt der Zeitraum der Konzessionserteilung eine Rolle. Auf Grund der hohen Kosten für die Investition in eine Anlagenmodernisierung oder gar einen Neubau sollte der Zeitraum, für den eine Konzession erteilt wird, auf 99 Jahre verlängert werden. Deutschland sei, so die Befragten, mit einem Zeitraum von 30 Jahren das Land mit der kürzesten Konzessions-Laufzeit in Europa.

Aussagen zu Potenzialen, die bzgl. ihrer Verwirklichung realistisch sind, können deshalb aus gegenwärtiger Sicht nicht getroffen werden. Sie hängen auch von politischen Rahmenbedingungen ab.

2.1.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Betreiber von Kleinwasserkraftwerken sind überwiegend im **Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke** (BDW) organisiert. Zur Charakterisierung des BDW sei angeführt, dass diesem Verband bundesweit 4.800 private Einzelmitglieder mit Kleinwasserkraftwerken angehören. Im Internet ist der BDW unter www.wasserkraft.org dargestellt.

Im Bereich der technisch-wissenschaftlichen Verbände sind die unterschiedlichen Interessen der Wasserwirtschaft in der **Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall** (DWA) organisiert, die zum Thema Wasserkraft als Verband jedoch keine einheitliche Position vertritt. Empfohlen wurde von dort ein unabhängiger Experte der TU Dresden, der daraufhin in die Befragung einbezogen wurde.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 befragt:

- Dr. Veit Welsch, Geschäftsführer des BDW
- Richard Kail, Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg und RP und NRW
- Sven Richter, Arbeitsgemeinschaft Thüringer Wasserkraftwerke
- Roland Bauer, Till Böhmer, Dr. Maren Hille und Florentine Kiesel vom VDEW
- Prof. Hans-B. Horlacher, TU Dresden.

Als Haupthebel für einen möglichen Ausbau der Stromerzeugung aus kleinen Wasserkraftanlagen werden von allen konsultierten Akteuren Veränderungen im Hinblick auf die erforderlichen Genehmigungen gesehen, welche für eine Modernisierung bzw. einen Ausbau von Wasserkraftanlagen benötigt werden.

Die Branche, die vom Ausbau der Wasserkraft profitiert bzw. profitieren kann, besteht aus zwei Teilen: Einige Arbeiten werden von Bauunternehmen (Tiefbau, Wasserbau) ausgeführt, z. B. die Errichtung von Staumauern, hier kommen Unternehmen zum Zuge, für die Wasserkraft nur eines von mehreren Geschäftsfeldern ist. Für die Herstellung der Turbinen gibt es spezialisierte Anlagenhersteller, die sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern Europas ansässig sind und von dort aus jeweils auf dem gesamten europäischen Markt agieren.

Das EEG hat in diesen Branchen bisher keine signifikanten Veränderungen ausgelöst.

2.2 „Große“ Wasserkraft

Die große Wasserkraft (Anlagen > 5 MW installierte Leistung) profitiert nur dann von der EEG-Novellierung (§6 EEG), wenn die Anlage bis zum 31.12.2012 erneuert und das elektrische Arbeitsvermögen um mindestens 15 % erhöht sowie der ökologische Zustand wesentlich verbessert werden.
Nach Aussagen des VDEW sind hierzu bislang keine Projekte realisiert worden, so dass eine Förderung der Einspeisung nach der EEG-Novellierung derzeit nicht gegeben ist.

2.2.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Die Zahl der Anlagen und ihrer installierten Leistung hat sich seit Einführung des EEG noch nicht geändert. Somit wird aus großen Wasserkraftanlagen bis heute kein EEG-Strom ins Netz eingespeist.

2.2.2 Entwicklung der Stromeinspeisung

Nach den Erhebung des VDEW [Kiesel 2005]ist die Einspeisung aus Anlagen > 5 MW seit 2002 leicht rückläufig. Im Jahre 2002 wurden mindestens 10.025 GWh ins Netz eingespeist, im Jahre 2004 lag die Einspeisung bei mindestens 9.350 GWh, wobei die Einschränkungen aufgrund der nicht vollständigen Antworten zu berücksichtigen sind, die bereits in Abschnitt 2.1.1 gemacht wurden. Dieser Strom wurde jedoch **nicht im Rahmen des EEG vergütet**.
Eine weitere Quelle zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Zeitraum 1990 bis 2003 stellt der Artikel von Thöne und Fahl dar [Thöne/Fahl 2004]. Danach hat die Stromerzeugung aus Wasserkraft (ohne Pumpspeicherwerke) im Zeitraum 1990 bis 2000 um 9.200 GWh zugenommen, was einer Steigerung um 58 % entspricht. Eine Unterteilung in Erzeugung in Kleinwasseranlagen und Anlagen > 5 MW ist dabei jedoch nicht gegeben. Nach dem Jahr 2000 sank die Erzeugung auf 20.400 GWh im Jahre 2003 (vorläufige Werte), wobei das Jahr 2003 als niederschlagsarmes Jahr generell zu einer schwächeren Auslastung der vorhandenen Anlagen führte.
Für das EEG ist die „große“ Wasserkraft somit bisher ohne Belang geblieben.

2.2.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Nach Aussagen aus dem Kreise der Befragten existieren Projekte, die unter bestimmten Rahmenbedingungen umgesetzt werden können.

Zwar hat die Novelle 2004 die Bedingungen für die Stromeinspeisung auf der Grundlage von Modernisierungen großer Wasserkraftwerke verbessert, jedoch reichen diese Verbesserungen offenbar (so das Ergebnis der Befragungen) noch nicht aus, um eine Rentabilität zu erzielen. Dabei spielen neben der Vergütungshöhe – wie bei der Kleinwasserkraft – auch der Aufwand für die Erfüllung der umfangreichen Anforderungen des Naturschutzes eine Rolle.

Die Akteure verwiesen auch auf die geringe Förderung der Forschung und Entwicklung im Bereich der Wasserkraft (im Gegensatz zur Förderung der Windkraft- und PV-Technologie), vgl. hierzu auch die Daten im Abschnitt 2.1.3 [Thöne / Fahl 2004].

Die nach der EEG-Novellierung geforderte Leistungssteigerung um 15 % (und mehr) ist technisch möglich. Die Hälfte des wirtschaftlichen Ertrags dieser Steigerung muss nach Einschätzung von Befragten jedoch in die Einhaltung von Umweltauflagen investiert werden. Auch die im europäischen Vergleich kürzeren Konzessionen stellen hier ein Hemmnis dar: Gegenwärtig betragen sie 30 Jahre, wobei die Laufzeiten der Anlagen bei 40 und mehr Jahren liegen. In den übrigen europäischen Staaten sind längere Konzessionszeiten üblich, in Österreich z. B. 99 Jahre.

Unter günstigeren Rahmenbedingungen könnte nach Einschätzung des VDEW ein Ausbaupotenzial durch Neu- und Ausbaumaßnahmen von ca. 300 MW erschlossen werden. Dies entspräche einer zusätzlichen Erzeugung von rund 1.500 GWh

Zusammengefasst schätzen die Befragten ein, dass die Rahmenbedingungen des EEG noch keinen Impuls für einen rentablen Ausbau der kapitalintensiven „großen“ Wasserkraft im Rahmen des EEG gegeben haben. Einzelne neue Projekte von Laufwasserkraftwerken (z. B. an Hochrhein und Unterweser) werden dennoch realisiert.

2.2.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Betreiber der großen Wasserkraftwerke sind durchweg im VDEW zusammengeschlossen. Die Befragungsergebnisse des VDEW sind bereits in den Abschnitten 2.1.4 (zur kleinen Wasserkraft) und 2.2.3 (Perspektiven der großen Wasserkraft) mit dargestellt.

2.3 Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Verstromung von Deponiegas, Klärgas und Grubengas entwickelt sich seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 unterschiedlich. Während aus dem Klärgasbereich eine etwa gleich bleibende Menge an Strom eingespeist wird (die meisten Anlagen wurden bereits vor Inkrafttreten des EEG in Betrieb genommen), ist die Stromproduktion aus Deponiegas (durch das langsame Ausgasen der vorhandenen Deponien) nach einem ersten Anstieg inzwischen wieder rückläufig. Der Sektor Grubengas konnte dagegen erst durch das EEG erschlossen werden; vor 2000 gab es lediglich drei Anlagen, die mit besonderen Investitionskostenzuschüssen finanziert worden waren.

2.3.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Für **Grubengas** kann aus den zugänglichen Quellen ein hinreichend gesicherter Überblick über die Anlagenzahl und die installierte Leistung abgeleitet werden. Die Daten wurden vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus zusammengestellt [Ilse 2006].
Das statistische Bundesamt verfügt über Daten zur Verstromung von **Klärgas** [Statistisches Bundesamt 2006]. Dabei fällt auf, dass der größte Teil des aus Klärgas erzeugten Stroms nicht ins Netz eingespeist, sondern für den Eigenbedarf genutzt wurde.
Durch die zusammenfassende Darstellung von Wasserkraft, Grubengas, Klärgas und Deponiegas bei den Statistiken des VDN [VDN 2001 – 2005] lässt sich die Stromerzeugung aus **Deponiegas** schließlich als Differenz dieser Summe und den Einzelwerten für Wasserkraft, Grubengas und Klärgas berechnen. Bei dieser Vorgehensweise muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich die möglichen Fehlerquellen und Ungenauigkeiten der anderen Datengrundlagen überlagern, so dass die für Deponiegas resultierende Aussage besonders unsicher wird.
Die Erhebung des VDEW [Kiesel 2005], [Kiesel 2006] ergibt für Klärgas wesentlich höhere Werte als diejenigen des statistischen Bundesamtes. Danach wurde 2004 ca. 2,5 mal so viel Strom aus Deponiegas wie aus Klärgas erzeugt, nach der oben beschriebenen Berechnungsmethode war es fast die zwölffache Menge.
Da die VDEW-Erhebung jedoch die einzige Quelle ist, die für den Bereich Klärgas und Deponiegas Anlagen zur Anlagenzahl und zur installierten Leistung enthält, lassen sich hierzu

keine belastbaren Angaben machen. Tabelle 2-3 enthält daher nur Angaben zur Entwicklung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas.

Tabelle 2-3 Entwicklung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas 2001 bis 2005

	2001	2002	2003	2004	2005
Anzahl der Anlagen zur Grubengas-Verstromung (BHKW-Module) [Ilse 2006]	16	67	103	142	150
installierte Leistung in MW_{el} zum Jahresende nach [Ilse 2006]	23	91	154	213	227

Hier wird deutlich, dass die Grubengas-Technologie seit der Einführung des EEG den wesentlichen Entwicklungsimpuls erhalten hat.

Dies unterscheidet die Entwicklung von Grubengas von den Entwicklungen bei Klär- und Deponiegas, die bereits vor Einführung des EEG praktizierter Stand der Technik war.

Diese Entwicklung lässt sich damit erklären, dass Anlagen zur Grubengasnutzung vor Einführung des EEG nicht rentabel betrieben werden konnten, während die Nutzung von Klär- und Deponiegas für die Strom- und Wärmeerzeugung auch vor Einführung des EEG bereits praktiziert wurde. Dies liegt zum einen darin begründet, dass die Verstromung von Klärgas in großem Umfang auch für den Eigenbedarf der Kläranlagen genutzt wurde, und andererseits die Rentabilität der Kläranlagen und Deponien nie vom Nebengeschäft „Stromerzeugung“ abhängig war, in diesem Sektor sind eher Mitnahmeeffekte zu beobachten, d. h. ohnehin erzeugter Strom wird nunmehr zu EEG-Bedingungen ins Netz eingespeist, sofern die Einkaufspreise für Strom niedriger liegen als die durch das EEG gewährte Vergütung.

2.3.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Der VDN weist in seinem Jahresbericht für 2004 erstmals eine gesonderte Zahl für die Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas aus, in den Vorjahren waren diese Daten stets mit der Wasserkraft zusammengefasst (aufgrund gleicher Vergütung nach § 4 des EEG von 2000). Durch die Angaben des Statistischen Bundesamtes [Statistisches Bundesamt 2006] zur Stromeinspeisung aus Klärgas und des Gesamtverbands der deutschen Steinkohlewirtschaft zur Stromeinspeisung aus Grubengas [Ilse 2006] lässt sich die verbleibende Strommenge dem Deponiegas zuordnen.

Für die Jahre 2002 bis 2004 wurde in Kapitel 2.2 die Menge des eingespeisten Stroms aus Wasserkraft abgeleitet. Die verbleibende Menge des bei VDN ausgewiesenen Stroms aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas insgesamt kann somit wiederum die drei Kategorien Deponiegas, Klärgas und Grubengas gegliedert werden. Bei dieser Vorgehensweise muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich die möglichen Fehlerquellen und Ungenauigkeiten der anderen Datengrundlagen überlagern, so dass die für Deponiegas resultierende Aussage besonders unsicher wird.

Unter Berücksichtigung der genannten Unsicherheiten lässt sich für die Entwicklung der Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas derzeit die in Tabelle 2-4 und Abbildung 2-2 dargestellte Schätzung abgeben.

Tabelle 2-4 Entwicklung der Einspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengasen in Deutschland

	2001	2002	2003	2004	2005
Eingespeiste Strommenge aus Klärgas-Anlagen in GWh [Statistisches Bundesamt 2006]	61	75	77	117	130
Eingespeiste Strommenge aus Grubengas-Anlagen in GWh [Ilse 2006]	70	240	739	1.089	1.351
Eingespeiste Strommenge aus Deponiegas-Anlagen in GWh	1.560	1.393	1.199	1.383	1.350
Strommenge aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas insgesamt in GWh	**1.691**	**1.708**	**2.015**	**2.589**	**2.831**

Quelle: [VDEW 2001-2005], [Ilse 2006], [Statistisches Bundesamt 2006], eigene Berechnungen (IE)

Damit wird deutlich, dass es in dieser Kategorie in den letzten Jahren zu einer klaren Aufwärtsentwicklung gekommen ist, die vornehmlich vom Grubengas getragen wurde.

Grubengas hat sich in diesem Zeitraum von einem fast unbedeutenden Energieträger zum gemeinsam mit Deponiegas Führenden dieser drei Energieträger entwickelt, während die Einspeisung von Klärgas nur auf niedrigem Niveau ansteigt. Bei Deponiegas, dem bisher bedeutendsten dieser drei Energieträger, lässt sich zurzeit kein klarer Trend ausmachen, durch die abfallwirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist hier allerdings für die Zukunft von nachlassenden Einspeisemengen auszugehen. Bedingt durch die Unsicherheit der Gesamtsumme können die einzelnen Jahresscheiben nicht näher interpretiert werden.

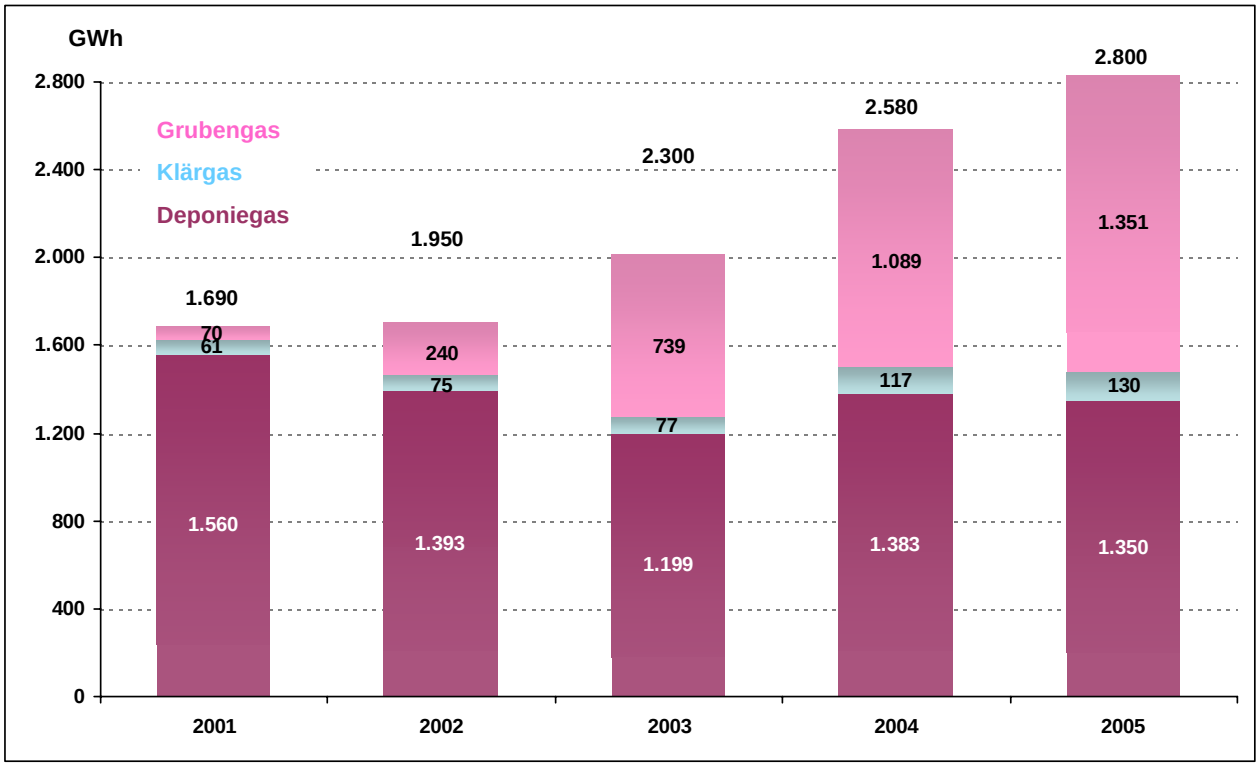


Abbildung 2-2 Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas 2001 bis 2005

2.3.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Die Stromeinspeisung aus **Deponiegas** wird aufgrund der abfallwirtschaftlichen Rahmenbedingungen weiter zurückgehen.

Beim **Klärgas** sind größere Kläranlagen praktisch durchweg mit Anlagen zur Klärgasverstromung ausgerüstet, für einige kleinere Anlagen könnte das EEG ggf. noch einen Anreiz bieten, in innovative Technologien zu investieren, so gibt es Pilotprojekte für eine Mikrogasturbine, für eine Brennstoffzelle und für Stirling-Maschinen, die jeweils zum Ziel haben, auch kleinere Gasmengen wirtschaftlich zu nutzen. Die Grundfrage liegt allerdings bei der Klärschlammbehandlung: Sofern unstabilisierter Klärschlamm energetisch als Brennstoff genutzt werden soll, fällt Klärgas gar nicht an, diese Tendenz kann sich verstärken, wenn generell kein (stabilisierter) Klärschlamm mehr in der Landwirtschaft ausgebracht werden kann.

Bei **Grubengas** verlangsamt sich die Entwicklung wieder, weil der Gasstrom aus geschlossenen Bergwerken zunehmend unstetig wird. Zur Sicherung der Rentabilität setzen die Betreiber von Grubengasanlagen zunehmend auf den Emissionshandel, durch den die vermiedenen Methanemissionen im Zuge von Joint-Implementation-Projekten vermarktet werden können.

Eine entsprechende Ausweitung des Emissionshandels auf die vermiedenen Methanemissionen aus Klärgas, Deponiegas und auch Biogas ist grundsätzlich vorstellbar und könnte auch niedrigere Einspeisevergütungen kompensieren (vgl. auch [Heidelmann 2005]).

2.3.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Stromerzeugung aus Deponiegas und Klärgas hat keine eigenständige Branche hervorgebracht. Die Betreiber der Anlagen sind in der Regel zugleich die Betreiber der Kläranlagen bzw. der Deponien. Als Interessenverband sind beide in der **Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (DWA)** zusammengeschlossen. Die DWA als Verband ging aus der Vereinigung der Abwassertechnischen Vereinigung (ATV) und des Deutschen Verbands für Wasserwirtschaft und Kulturbau (DVWK) hervor und bündelt die Kompetenzen in den Bereichen Abfallwirtschaft, Wasserwirtschaft und Abwasserentsorgung. Rund 15.000 Mitglieder der DWA repräsentieren die Fachleute und Führungskräfte aus Kommunen, Hochschulen, Ingenieurbüros, Behörden und Unternehmen. Die fachliche Arbeit

findet in ehrenamtlich besetzten Gremien statt. Im Internet stellt sich die DWA unter www.dwa.de dar.

Darüber hinaus hat sich keine spezielle Branche entwickelt, da die Hersteller der Anlagen, mit denen die Verstromung von Klärgas und Deponiegas erfolgt, zugleich auch sonstige Blockheizkraftwerke produzieren, mit denen z. B. Biogas verstromt werden kann.

Für die Stromerzeugung aus Grubengas hat sich 1999 der **Interessenverband Grubengas** e. V. (IVG) gegründet. Eines der ersten Verbandsziele war die Aufnahme von Grubengas in das EEG, das 2000 erreicht wurde. Auf seiner Internetseite www.grubengas.de verzeichnet der IVG 23 Mitglieder, die von Tochterunternehmen des Steinkohlebergbaus über Stadtwerke mit Grubengasbetrieb, Ingenieurunternehmen und Wissenschaftler bis hin zur Landesinitiative Zukunftsenergien NRW reichen. Damit ist das Spektrum der Akteure im Bereich Grubengas gut vertreten, wenn es sich auch auf die beiden Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Saarland beschränkt, da in anderen Bundesländern kein Grubengas gewonnen wird.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 telefonisch befragt:

- Prof. Frank Baur, Institut für Zukunftsenergiesysteme (Saarbrücken)
- Reinhard Reifenstuhl, Fachreferent für Abfall und Klärschlamm bei der DWA (Hennef)

Die Befragung zum Thema Grubengas führte zu einer gemeinsamen schriftlichen Antwort der Befragten:

- Hans-Josef Lohkamp und Clemens Backhaus, Vorstand des IVG
- Andreas Minke, Geschäftsführer der MineGas GmbH und der MinGas-Power GmbH.

Die Befragungsergebnisse sind in die einzelnen Unterkapitel eingeflossen.

2.4 Biomasse

Mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG, [Bundestag 2000]), und der Biomasseverordnung (BiomasseV, [Bundestag 2001]) wurden die Grundlagen für einen verstärkten Ausbau der Stromerzeugung bzw. der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung auf Biomassebasis in Deutschland geschaffen, die eine dynamische Entwicklung der installierten Anlagenanzahl anregte.

Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung werden in allen Leistungsbereichen bis 20 MW_{el} betrieben. Als Anlagenbetreiber treten je nach Anlagentyp und Leistungsklasse vor allem kleine bis mittelständische Unternehmen sowie einzelne Großunternehmen (z. B. E.on, RWE) aber auch Privatpersonen auf. Mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 erfolgte ein Durchbruch in der Bioenergienutzung zur Stromerzeugung, da Investoren durch den wirtschaftlichen Anreiz der EEG-Vergütungssätze sich gezielt mit dem Einsatz von Bioenergieträgern befassten.

Insbesondere für die Verbrennung von Altholz in Kraftwerken konnte mit dem EEG ein legaler Absatzmarkt geschaffen werden. Neben Altholz wird in **Biomasse(heiz)kraftwerken** vor allem Waldrestholz oder Landschaftspflegeholz eingesetzt. Andere feste Bioenergieträger wie Stroh oder Zitrusschalen aus der Pektinherstellung stellen eine Ausnahme dar.

Die noch relativ junge **Biogastechnologie** konnte durch die Erfahrungen zahlreicher kleiner landwirtschaftlicher Anlagen zur Marktreife weiterentwickelt werden.

Im kleinen und mittleren Leistungsbereich wurden einige **Pflanzenöl-/ Pflanzenölmethylester-BHKW** installiert, konnten sich jedoch im Vergleich zur Stromerzeugung aus festen und gasförmigen Bioenergieträgern nicht in größerem Umfang am Markt etablieren. Auf Grund von technischen Schwierigkeiten sowie dem Scheitern einer kontinuierlichen Brennstoffversorgung mussten teilweise Anlagen bereits nach kurzer Laufzeit wieder abgebaut bzw. auf fossile Kraftstoffe (Heizöl) umgestellt werden. In jüngster Zeit war eine neue Tendenz zu Großprojekten auf der Basis von importiertem Palmöl zu beobachten, da dieses preiswerter geliefert werden kann als einheimisches Rapsöl.

Die nachfolgend dargestellte Entwicklung des Standes zur energetischen **Nutzung fester Bioenergieträger** ist vorrangig durch Abfragen bei Genehmigungsbehörden sowie der Auswertung frei verfügbarer Informationen (Fachpresse, Internet etc.) ermittelt worden. Ergänzend wurden Planer und Anlagenbetreiber befragt. Alle Daten sind in einer internen IE-Datenbank archiviert, die im Rahmen mehrerer Projekte des Bundesministeriums für Umwelt, Natur-

schutz und Reaktorsicherheit sowie des Umweltbundesamtes [IE 2003], [IE 2005] angelegt wurde und weiterhin gepflegt wird.

Die Erhebung des Standes der energetischen **Nutzung von Biogas** erfolgte durch Befragungen von Genehmigungsbehörden, Energieagenturen, der landwirtschaftlichen Offizialberatung der Länder sowie Förderstellen des Bundes und der Länder. Durch die Einbeziehung der Daten, die durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für die Kreditvergabe im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) erhoben werden, ist ein relativ guter Datenabgleich möglich gewesen, wobei das rasante Marktwachstum zum Ende des Jahres 2004 und neue Finanzierungswege für Biogasanlagen eine gewisse Unschärfe der Datenauswertung verursachen können.

Für die **Nutzung flüssiger Bioenergieträger** ist die statistische Datenerhebung vor allem auf Befragungen von Anlagenherstellern und Interessensverbänden zurückzuführen. Schwierig nachvollziehbar ist deshalb das Inbetriebnahmejahr der bestehenden Anlagen, das z. B. Auswirkungen auf die Einspeisevergütung hat. Da die Bedeutung der Stromerzeugung auf Basis flüssiger Bioenergieträger jedoch im Vergleich zu festen und gasförmigen Bioenergieträgern gering ist, wird der Stand bei Anlagenanzahl, -leistung und Stromerzeugung der letzten Erhebung (Ende 2003/ Anfang 2004) dokumentiert. Diese Zahlen haben in ihrer Größenordnung auch für das Jahresende 2004 bzw. dem Gesamtjahr ihre Gültigkeit, wobei durch Energieträgerumstellungen ggf. deutliche Verringerungen der Stromerzeugung resultieren könnten.

2.4.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

In Tabelle 2-5 ist der bekannte Anlagenbestand sowie die installierte Leistung dieser Anlagen zur Stromerzeugung aus festen, gasförmigen und flüssigen Bioenergieträgern dargestellt. Insgesamt sind derzeit etwa **2.200 Biomasseanlagen** mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. **1.100 MW_{el}** in Betrieb.

Demnach wurden zum Jahresende 2004 etwa **110 Biomasse(heiz)kraftwerke** mit einer installierten elektrischen Leistung von **810 MW_{el}** betrieben. Innerhalb der letzten vier Jahre konnten etwa 64 Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 610 MW_{el} neu in Betrieb genommen werden. Während bis Ende 2003 der Anlagenbestand durch Anlagen im Bereich bis einschließlich 5 MW installierter elektrischer Leistung bestimmt war, wurden infolge der besseren Rentabilität (Vergütungsregelung des EEG) und der vorhandenen Tech-

nik in den letzten Jahren tendenziell verstärkt (Heiz)kraftwerke im Leistungsbereich größer 5 MW_{el} neu installiert. So waren beispielsweise von den insgesamt 18 im Jahr 2004 neu in Betrieb gegangenen Biomasse(heiz)kraftwerken 13 Anlagen größer als 5 MW_{el}. An 6 Standorten wurden Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer Leistung von jeweils 20 MW_{el} realisiert. Die durchschnittliche Anlagenleistung des gesamten Anlagenbestandes beträgt etwa 7,4 MW_{el}. Zusätzlich – jedoch ohne EEG-Vergütung – wurde 2004 das Biomassekraftwerk des Zellstoffwerks Stendal mit 100 $MW_{el.}$ in Betrieb genommen, welches Rinden und Schwarzlauge verstromt [Zellstoff Stendal 2006].

Im Bereich der Biogasanlagen konnte seit dem Start des Marktanreizprogramms (MAP) und dem Inkrafttreten des EEG bis zu dessen Novellierung Mitte 2004 eine deutliche und leicht beschleunigte Zunahme der Anzahl an **Biogasanlagen** verzeichnet werden. Ausgehend von etwa 1.040 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen Ende 2000 (78 MW_{el}) hat sich deren Anzahl bis Ende 2004 auf etwa **2.010 Anlagen** knapp verdoppelt. Insgesamt gingen 2004 ca. 250 Anlagen vorwiegend im landwirtschaftlichen Bereich in Betrieb. Der Zubau fand schwerpunktmäßig in der zweiten Jahreshälfte nach der Verabschiedung des neuen EEG statt. Hinsichtlich der installierten Anlagenleistung wurde im Jahr 2004 der bereits im Vorjahr zu beobachtende Trend hin zu größeren Leistungen noch stärker ausgeprägt. Die installierte Gesamtleistung aller Biogasanlagen betrug zum Jahresende 2004 etwa **245 MW_{el}**. Der Zubau im Jahr 2004 betrug dabei 55 MW_{el} und lag damit fast doppelt so hoch wie der des Jahres 2003 (30 MW_{el}). Die durchschnittliche Anlagenleistung des gesamten Anlagenbestandes beträgt 122 kW_{el}.

In Deutschland nutzten Ende 2004 etwa **150** Blockheizkraftwerke (**BHKW**) **Pflanzenöl** zur Strom- und Wärmeerzeugung. Deren installierte elektrische Gesamtleistung beträgt ca. 10 MW_{el}. Zusätzlich wurden etwa **10 BHKW** mit **Pflanzenölmethylester** (PME; auch als Biodiesel bezeichnet) betrieben. Deren Gesamtleistung beläuft sich auf etwa 2 MW_{el}. Die installierte elektrische Leistung aller mit Pflanzenöl und PME betriebenen BHKW betrug im Jahr 2004 somit ca. **12 MW_{el}**, wobei 47 % der Gesamtleistung durch die drei größten Anlagen bereitgestellt wird. Fast 60 % der mit Pflanzenöl bzw. PME betriebenen BHKW haben eine installierte elektrische Leistung bis einschließlich 10 kW_{el}, weitere 30 % bis einschließlich 100 kW_{el}. Der Anteil der Anlagen über 100 kW_{el} beträgt nur etwa 10 %. Die Anlagen im kleinen Leistungsbereich werden überwiegend im privaten und kommunalen Bereich betrieben. Nahezu alle Anlagen erzeugen sowohl Wärme als auch Strom (KWK).

Tabelle 2-5 Entwicklung der Anzahl und installierten Leistung von Biomasseanlagen in Deutschland

	2001	2002	2003	2004
Installierte Leistung in Anlagen **fester Bioenergieträger**	250 MW_{el}	350 MW_{el}	500 MW_{el}	810 MW_{el}
Installierte Anlagenanzahl an Biomasse(heiz)kraftwerken	60	76	92	110
Installierte Leistung in Anlagen **gasförmiger Bioenergieträger**	110 MW_{el}	160 MW_{el}	190 MW_{el}	245 MW_{el}
Installierte Anlagenanzahl an Biogasanlagen	1.360	1.610	1.760	2.010
Installierte Leistung in Anlagen **flüssiger Bioenergieträger**	keine Daten verfügbar	ca. 9 MW_{el}	ca. 12 MW_{el}	
Installierte Anlagenanzahl an Pflanzenöl- bzw. Pflanzenölmethylester-BHKW	keine Daten verfügbar	ca. 130	ca. 160	
Installierte Leistung von Biomasseanlagen insgesamt	**360 MW_{el}**	**520 MW_{el}**	**700 MW_{el}**	**1.070 MW_{el}**
davon im Bezugsjahr neu installierte Leistung	80 MW	150 MW	190 MW	370 MW

Quellen: [IE 2003], [IE 2005]

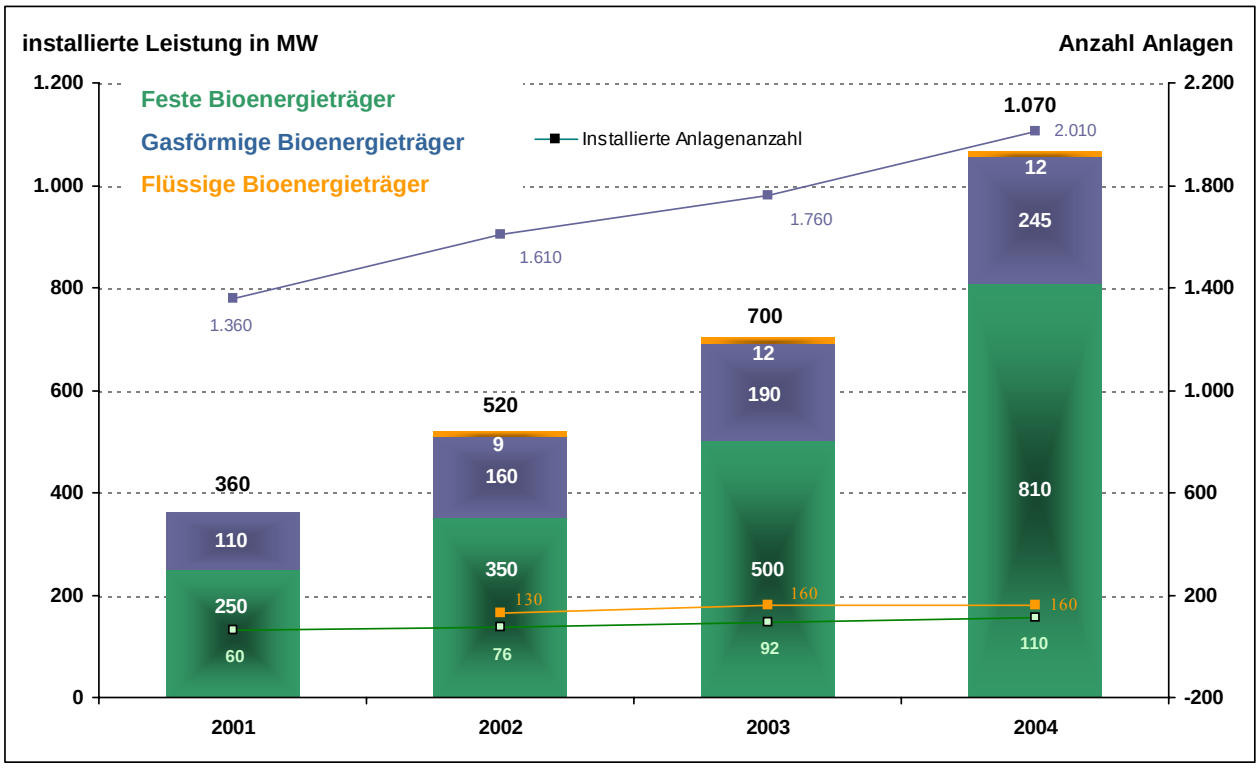


Abbildung 2-3 Entwicklung der Anzahl und installierten Leistung von Biomasseanlagen 2001 bis 2004

2.4.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

2.4.2.1 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG

Ein zusammenfassender Überblick zur Entwicklung der **potenziellen und tatsächlichen Stromerzeugung** durch Biomasseanlagen in Deutschland in den vergangenen Jahren ist in Tabelle 2-6 dargestellt. Demnach hätten 2004 die insgesamt 2.200 Biomasseanlagen (1.100 MW_{el}), auf Basis mittlerer Volllaststunden (unten bei den verschiedenen Technologien aufgeführt), etwa **7,3 TWh/a** Strom erzeugen können. Dies entspricht einem Anteil von etwa 1,1 % des Stromverbrauchs in Deutschland, der an Letztverbraucher abgegeben wurde [VDN 2005 b]. Gegenüber dem Jahr 2001 konnte somit etwa die 3-fache Strommenge aus Biomasse erzeugt werden. Auf Grund der Inbetriebnahme der neu installierten Anlagen zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahresverlauf (somit weniger Betriebsstunden dort), ergibt sich eine **realisierte Stromerzeugung** aus Biomasseanlagen von etwa **5,3 TWh im Jahr 2004**.

Die vom IE ermittelten Daten zur Stromerzeugung aus Biomasseanlagen wurden unter Einbeziehung aller in Deutschland bekannten Anlagen ermittelt. Die Daten zur realisierten Stromerzeugung in den einzelnen Bezugsjahren können jedoch auf Grund der Datenverfügbarkeit nur für die Jahr 2003 und 2004 vollständig aufbereitet werden. Für die Jahre 2001 und 2002 ist es nicht möglich, die realisierte Stromerzeugung in Pflanzenöl- bzw. PME-BHKW nachzuvollziehen. Zum Vergleich können jedoch die vom VDN veröffentlichten EEG-Stromeinspeisemengen von Biomasseanlagen herangezogen werden, da diese auch in den Jahren 2003/04 mit denen vom IE ermittelten Ergebnissen nahezu übereinstimmen [VDN 2005 b].

Biomasse(heiz)kraftwerke leisten nach wie vor mit Abstand den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland. Die potenzielle Stromerzeugung in Biomasse(heiz)kraftwerken für das Jahr 2004 kann, auf Basis mittlerer Volllaststunden[1], mit etwa 5,6 TWh/a brutto abgeschätzt werden. Die realisierte Stromerzeugung liegt wegen der im Jah-

[1] Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende mittlere Volllaststunden angenommen: Anlagen im kleinen Leistungsbereich (≤ 0,5 MW_{el}): 2 500 h/a; Anlagen im mittleren Leistungsbereich (≤ 5 MW_{el}): 4 000 h/a; Anlagen im großen Leistungsbereich (> 5 MW_{el}): 7500 h/a.

resverlauf erfolgten Inbetriebnahmen und der damit deutlich geringeren Betriebsstunden bei etwa 3,9 TWh.

Die in Betrieb befindlichen **Biogasanlagen** in Deutschland hätten, bei Annahme von ca. 6.500 Jahresvolllaststunden, bis Ende des Jahres 2004 potenziell etwa 1,6 TWh Strom erzeugen können, wozu rund 730 Mio. m³ Biogas (15,8 PJ) notwendig gewesen wären. Die reale Stromerzeugung durch Biogasanlagen im Jahr 2004 lag – da zahlreiche Anlagen erst zum Jahresende in Betrieb gegangen sind – mit ca. 1,35 TWh deutlich niedriger als die potenzielle Stromproduktion. Dazu wurden etwa 616 Mio. m³ Biogas (13,3 PJ) eingesetzt.

Die Stromerzeugung mittels **Pflanzenöl-/PME-BHKW** leistet derzeit noch einen geringen Beitrag in Deutschland. Auf Basis mittlerer Volllaststunden[2] trugen Pflanzenöl- und PME-BHKW mit etwa 76 GWh_{el}/a brutto zur potenziellen Stromerzeugung bei.

Tabelle 2-6 Entwicklung der Stromerzeugung durch Biomasseanlagen in Deutschland

	2001	2002	2003	2004	2005
Potenzielle Stromerzeugung [a] aus Biomasseanlagen insgesamt	**ca. 2.300 GWh**	**ca. 3.300 GWh**	**4.600 GWh**	**7.300 GWh**	**11.800 GWh**
Realisierte Stromerzeugung aus Biomasseanlagen insgesamt	keine Daten verfügbar	keine Daten verfügbar	**3.400 GWh**	**5.300 GWh**	**(7.800 GWh)**[3]
EEG-Stromeinspeisung aus Biomasseanlagen [VDN 2005 b]	**1.471,7 GWh**	**2.293,5 GWh**	**3.468,8 GWh**	**5.241 GWh**	**(6.993 GWh)**
Marktanteil des Biomasse-Stroms in Prozent	0,317 %	0,493 %	0,726 %	1,076 %	k.A.
Gesamtvergütung in Mio. Euro	**140,0**	**217,4**	**325,5**	**508,5**	**(687,5)**
Mittlere Vergütung (Eurocent / kWh)	9,52	9,48	9,38	9,70	(9,83)

[a] Mögliche Stromerzeugung aller zum Jahresende installierten Anlagen bei Annahme typischer Volllaststunden
Quellen: Zeilen 1 bis 2: [IE 2003], [IE 2005] und [IE 2006], Zeile 3 ff.: [VDN 2005 b], Daten in Klammern: Prognosen

[2] Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende mittlere Volllaststunden angenommen: Anlagen bis 10 kW_{el}: 2 500 h/a; Anlagen bis 100 kW_{el}: 5 000 h/a; Anlagen größer 100 kW_{el}: 7 000 h/a.

[3] Die realisierte Stromerzeugung mittels Pflanzenöl-BHKW ist in der Summe noch nicht enthalten.

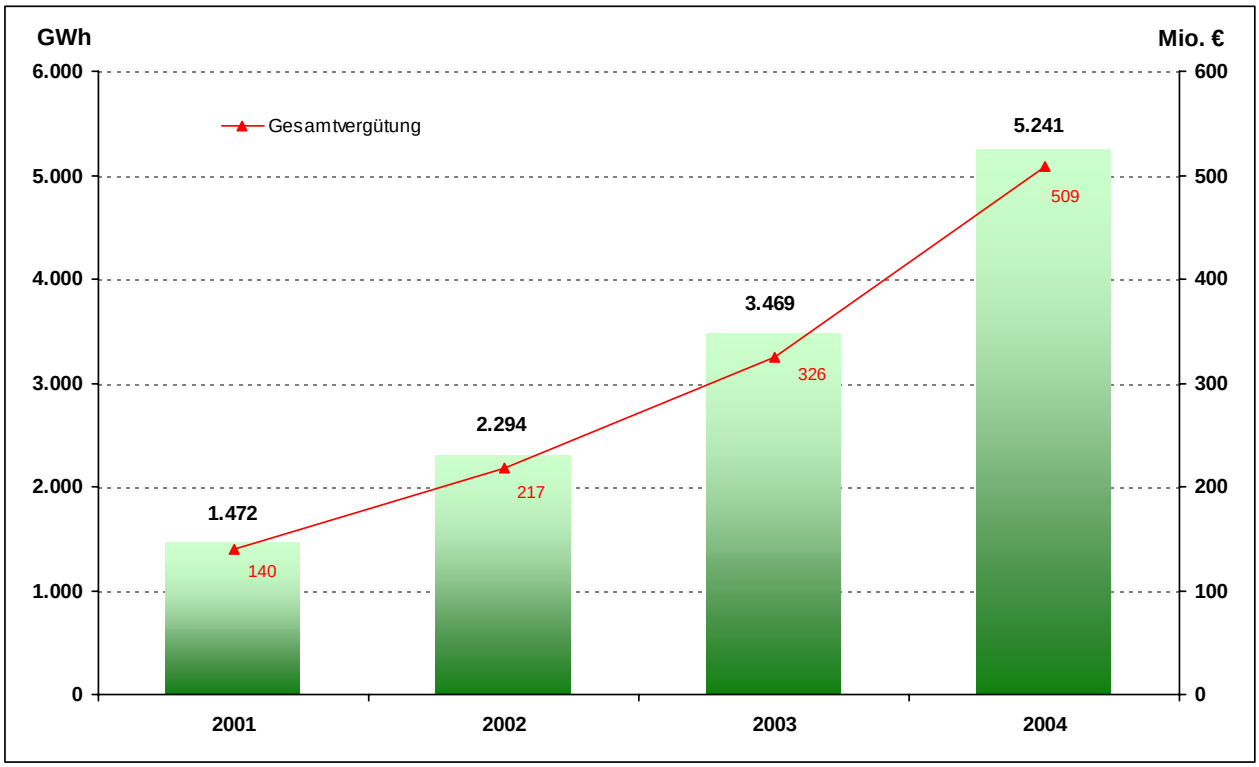


Abbildung 2-4 Einspeisung von Strom aus Biomasse und dessen Vergütung 2001 bis 2004

2.4.2.2 Entwicklung der EEG-Vergütung

Biomasseanlagen sind bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 20 MW förderfähig. Dabei staffelte sich die Vergütung entsprechend dem EEG aus dem Jahr 2000 in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung (< 0,5 MW, < 5 MW und > 5 MW) und sank ab 1. Januar 2002 in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres um 1 % pro Jahr (Tabelle 2-7).

Nach der Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde im Leistungsbereich der Anlagen < 0,5 MW eine weitere Klassifizierung für Anlagen < 0,15 MW durch Bonussysteme eingeführt. Die Degression um jährlich 1,5 %, die ab dem 01.01.05 wirksam wird, bezieht sich dabei nur auf die Mindestvergütungssätze, nicht auf die Boni (Tabelle 2-8). Die Einstufung in Leistungsklassen berücksichtigt nachträglich die im Jahresverlauf eingespeiste Strommenge, auch wenn die Anlage baulich einer größeren Leistungsklasse zuzuordnen ist. Davon werden insbesondere neu installierte Anlagen begünstigt, da so auch Anlagen im größeren Leistungsbereich zunächst die höhere Vergütung in Anspruch nehmen können (so genannte Mischungsregelung).

Tabelle 2-7 Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 29. März 2000 (in Eurocent/kWh) [VDN 2003]

	2000		2001		2002		2003	
	EEG	real	EEG	real	EEG	real	EEG	Real
≤ 0,5 MW	**10,2**	10,2	**10,2**	10,2	**10,1**	10,1	**10,0**	10,0
≤ 5 MW	**9,2**	9,3	**9,2**	9,3	**9,1**	9,2	**9,0**	9,1
> 5 MW	**8,7**	8,9	**8,7**	8,9	**8,6**	8,8	**8,5**	8,7

Tabelle 2-8 Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 31. Juli 2004 [Bundestag 2004], [VDN 2005 b]

in ct/kWh	EEG alt 2004	EEG neu[1]					
		Mindestvergütung[2]		Bonus			
			Altholz AIII + AIV (ab 01.07.06)	naturbelassene Biomasse[3]		KWK	Innovativ + KWK[4]
				LW, FW, Gartenbau	Holz		
≤ 0,15 MW		**11,5**	3,9	+ 6,0	+ 6,0	+2,0	+ 2,0
≤ 0,5 MW	9,9	**9,9**	3,9	+ 6,0	+ 6,0	+ 2,0	+ 2,0
≤ 5 MW	8,9	**8,9**	3,9	+ 4,0	+ 2,5	+ 2,0	+ 2,0
> 5 MW	8,4	**8,4**	3,9			+ 2,0	

1) Die reale EEG-Vergütung für Biomasseanlagen (unter Berücksichtigung der Mischungsregelung zur real eingespeisten Jahresstrommenge) lag laut VDN-Angaben im Jahr 2004 durchschnittlich bei 9,7 ct/kWh
2) Die Mindestvergütung wird vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantiert. Die jährliche Degression beträgt 1,5 %.
3) z. B. Holz aus Landschaftspflege, Waldrestholz, Stroh, Gülle, Maissilage, Schlempe aus landwirtschaftlicher Brennerei
4) Thermochemische Vergasung, Trockenfermentation, Aufbereitung Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität, Brennstoffzelle, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen (insb. Kalina-Cycle-Anlagen), Stirling-Motor

Die tatsächlich erfolgte Vergütung wurde den Jahresberichten des VDN [VDN 2001 – 2005] entnommen und ist bereits in Tabelle 2-6 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass im Jahr 2004 die mittlere Vergütung gegenüber den Vorjahren leicht angestiegen ist, was bereits eine erste Folge der Novellierung des EEG sein kann.

2.4.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Die weitere Entwicklung der Stromerzeugung aus festen, gasförmigen und flüssigen Bioenergieträgern wird im Wesentlichen durch die EEG-Vergütung bestimmt sein. Der Ausbau der Nutzung fester Bioenergieträger ist seit der EEG-Novellierung im Jahr 2004 ins Stocken gekommen. Biomasse(heiz)kraftwerksprojekte auf Altholzbasis, die unter den zuvor geltenden Rahmenbedingungen (EEG 2000) geplant wurden, werden jedoch weitgehend umgesetzt.

Beispielsweise befanden sich Ende 2004 noch mindestens sieben Biomasse(heiz)kraftwerke im großen Leistungsbereich (5-20 MW_{el}) im Bau, die im Jahr 2005 bzw. in der ersten Jahreshälfte 2006 bereits in Betrieb gegangen sind oder demnächst gehen werden. Es wird nicht erwartet, dass nach der Absenkung der Mindestvergütungssätze für Altholz (ab 01.07.2006) weitere Anlagen auf Altholzbasis in Betrieb gehen, zumal der Altholzbrennstoffmarkt gesättigt ist. Ein weiterer Ausbau der Biomasse(heiz)kraftwerke wird voraussichtlich nur bei Nutzung naturbelassener Brennstoffe in Kombination mit Wärmenutzung und möglichst auch innovativen Techniken (Technik-Bonus) für die Anlagenbetreiber wirtschaftlich tragbar sein, da ansonsten die höheren Brennstoffbereitstellungskosten nicht gedeckt werden können. Der Umstieg von ursprünglich mit Altholz betriebenen Anlagen auf naturbelassene Brennstoffe wird wohl eher die Ausnahme bleiben, da die höheren Brennstoffkosten sowie die Standortrahmenbedingungen nur in wenigen Fällen eine Verbesserung der Rentabilität der Anlagen erwarten lassen. Aktuell setzen Investoren deshalb verstärkt auf Anlagen mit Organic-Rankine-Cycle-Technologie (ORC) im Leistungsbereich <1 MW_{el}. Verhalten positive Aussichten bescheinigen einige Branchenexperten der Holzvergasung. Hier gibt es ein zunehmendes Interesse von potenziellen Investoren; eine verstärkte Projektrealisierung wird jedoch erst für 2007/08 erwartet.

Die Novellierung des EEG verursachte vor allem in der Biogasbranche einen Anlagenboom. Seit August 2004 konnten mehrere hundert Neuanlagen installiert werden; wobei der Trend zunehmend weg von kleinen landwirtschaftlichen Anlagen und hin zu etwa 500 kW-Anlagen unter Einbeziehung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) geht. Häufig werden diese als Gemeinschaftsprojekt mehrerer Landwirte realisiert. Biogasanlagen im Bereich von 2-3 MW werden voraussichtlich Einzelprojekte bleiben, da die Substratlogistik nur bei günstigen Rahmenbedingungen rentabel ist. Prinzipiell sind sich die Akteure der Branche einig, dass es mit den bestehenden Vergütungssätzen für kleine Biogasanlagen schwieriger ist einen rentablen Anlagenbetrieb nachzuweisen als für Anlagen im mittleren Leistungsbereich. Investitionen in reine NawaRo-Biogasanlagen werden häufig nur dann realisiert, wenn neben dem NawaRo-Bonus zusätzlich auch der KWK-Bonus bzw. KWK- und Technologiebonus in Anspruch genommen werden kann. Als benachteiligt betrachtet wird die Biogasproduktion in Abfallbehandlungsanlagen nach dem neuen EEG; deren Ausbau in den vergangenen Jahren auch nahezu stagnierte.

Die Pflanzenölnutzung zur Stromerzeugung wird im Vergleich zur Nutzung von festen und gasförmigen Bioenergieträgern voraussichtlich eine Nischenanwendung bleiben. Offensichtlich ist in den letzten Jahren eine erhöhte Nutzungskonkurrenz von Rapsöl zugunsten des Ausbaus der Biodieselproduktion in Deutschland aufgetreten. Dennoch wurde in den vergangenen Monaten verstärkt die Anwendung von Pflanzenöl-BHKW mit importierten Pflanzenölen (z. B. Palmöl, Sojaöl) geplant. Insbesondere Industrieunternehmen mit günstigen Standortbedingungen (z. B. Hafenanbindung), aber auch Gartenbaubetriebe mit hohem Wärmebedarf sind an der Installation von Pflanzenöl-BHKW im mittleren Leistungsbereich interessiert. Auf Grund der Vorlaufzeit zwischen Projektplanung und Realisierung existieren jedoch bisher nur wenige Projekte zwischen 100 kW bis 1 MW. Seit der Novellierung des EEG Mitte 2004 wurden allerdings etwa 120-150 Pflanzenöl-BHKW im kleinen Leistungsbereich neu installiert - vorrangig bis 20 kW. Mit Biodiesel betriebene BHKW sind seit der EEG-Novellierung von der gesetzlichen Stromeinspeisevergütung ausgenommen. Tendenziell wird eine verstärkte Nutzung von Pflanzenölen (insbesondere Rapsöl) ab 2007 bei Zündstrahlmotoren von Biogasanlagen gesehen (besitzen derzeit etwa 70 % aller Biogasanlagen auf dem Markt).

2.4.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Akteure im Bereich der Bioenergienutzung zur Strom- bzw. Strom- und Wärmenutzung sind breit gegliedert, oftmals nur auf Teilbereiche (feste, flüssige oder gasförmige Biomassenutzung) bzw. einzelne Brennstoff (z. B. Altholz) oder spezifiziert und können deshalb hier nur exemplarisch benannt werden, ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit:

- Eigenfinanzierte Institutionen und Wirtschaftsverbände, deren ideelles Ziel die verstärkte Nutzung von Biomasse ist, z. B. Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE), Bundesverband der Altholzaufbereiter und -verwerter e.V. (BAV), Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V. (UFOP), Deutscher Bauernverband (DBV)
- Wissenschaftliche Institutionen, die sich sowohl mit technischen als auch wirtschaftlichen Fragen und einer eher neutralen Bewertung der Biomassenutzung befassen, z. B. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL)
- Private Unternehmen und Vereine, deren Erfolg von der Entwicklung der Bioenergiebranche abhängt, z. B. Fachverband Biogas e.V. und Ingenieurbüros

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 telefonisch befragt:

- Prof. Dr. Peter Weiland, Experte für Biogas bei der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL)
- Bernd Geißen, Geschäftsführer beim Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)
- Torsten Fischer, Geschäftsführer der Krieg & Fischer Ingenieure GmbH (Ingenieurbüro für Biogasanlagen)
- Norbert Dobe, Geschäftsführer des Bundesverbandes der Altholzaufbereiter und -verwerter e.V. (BAV)
- Markus Gailfuß, Geschäftsführer der BHKW-Consult sowie des BHKW-Infozentrums (Internet-Informationsplattform für alle Fragen zu KWK-Anlagen)

Der NawaRo-Bonus für Biomasseanlagen wird von vielen Neuanlagenbetreibern genutzt und sollte auch weiterhin so bestehen bleiben. Allerdings wäre es aus Sicht der befragten Experten wünschenswert, Klarheit zu schaffen, welche Biomassen als NawaRo gesetzlich anerkannt sind. Um zukünftig auch den Ausbau der Nutzung fester Biomasse durch die Bonusvergütung voranzubringen, sollte eine Mischvergütungsregel für die Nutzung von naturbelassenem Holz in Kombination mit Altholz in Biomasse(heiz)kraftwerken gefunden werden.
Von vielen Akteuren kritisch betrachtet wird der Technologiebonus. Die eigentliche Intention des Bonus, die Forschung und Entwicklung innovativer Technologien zu unterstützen, wird vermutlich verfehlt, da hierfür die Vergütungssätze zu gering sind (z. B. technischer Aufwand bei der Biogasaufbereitung zur Einspeisung ins Erdgasnetz). Weiterhin sollten die im EEG benannten bonusfähigen Einzeltechnologien näher definiert sein (z. B. Trockenfermentation) und auch die Inanspruchnahme der Vergütungssätze in Kombination mit anderen Technologien eindeutig vor Inkrafttreten eines Gesetzes geklärt werden (z. B. ORC-Technologie bei Biogasanlagen in Kombination mit einem Motor zur doppelten Abwärmenutzung). Die Einrichtung einer anerkannten EEG-Clearingstelle für offene Rechtsfragen wurde in diesem Zusammenhang mehrmals erwähnt. Anstatt des Technologie-Bonus im EEG könnte beispielsweise ein separates Marktanreizprogramm mit einem Investitionskostenzuschuss gezielter auf Innovationsförderung eingehen.
Die bestehende EEG-Vergütungslaufzeit von 20 Jahren wird von vielen Akteuren als angemessen angesehen, da insbesondere Banken diese Garantie für eine Kreditbewilligung heranziehen. Eine Absenkung der Laufzeit auf 15 Jahre erhöht das Investitionsrisiko.

Neben den bereits erwähnten technischen, ökonomischen und teilweise administrativen Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Biomasseanlagen wurden auch nicht EEG-relevante Hemmnisse von den Akteuren benannt. Dazu gehören u. a.:

- Verbesserung der Zusammenarbeit von Kommunen und Genehmigungsbehörden um potenzielle Investoren und Planer besser zu unterstützen und administrative Hemmnisse abzubauen,
- Genehmigungsverfahren von Holzvergasungsanlagen sind bei den Behörden zu wenig bekannt,
- den Flächenkonkurrenzen von NawaRo-Anbau zur Nutzung in Biogasanlagen und Rapsanbau zur Biodieselproduktion wird kritisch entgegen gesehen
- Kleinteilige Gliederung des Privatwaldes in zahlreiche Besitztümer behindern eine effektive Waldbewirtschaftung (zu viele Verhandlungspartner für ein Projekt).

2.5 Geothermische Stromerzeugung

Die Technologie zur geothermischen Stromerzeugung befindet sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Seit der Einführung des EEG haben sich eine Vielzahl von Projektentwicklern und Forschungseinrichtungen mit der Thematik beschäftigt. Viele technische und nichttechnische Hemmnisse konnten bisher aufgrund von unterschiedlichen Fördermaßnahmen und Forschungsarbeiten reduziert werden. Einige Probleme werden aber noch immer in dem Status einer Grundlagenforschung behandelt.

Die in Deutschland einsetzbaren Technologien zur Nutzung der tiefen Geothermie zur Stromerzeugung unterscheiden sich erheblich. Dies gilt sowohl für die ober- als auch die untertägigen Installationen. Grundsätzlich bieten sich alle Konzepte zur Stromerzeugung auch für eine (gekoppelte) Wärmebereitstellung an.
Gemeinsam ist allen Untertage-Varianten, dass Wasser als Wärmeträgermedium aus dem Untergrund gefördert wird und seine Wärme an einen Arbeitskreislauf bzw. an ein Nahwärmenetz abgibt, bevor es wieder in den Untergrund verpresst wird. Dabei wird zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden.

Bei offenen Systemen kommt das zirkulierende Fluid direkt in Kontakt mit dem Untergrund. Hierbei lassen sich zwei Systeme unterscheiden.

- Heißes Thermalwasser wird aus ausreichend klüftig-porösen Speichern (Aquifere) entnommen, abgekühlt und wieder an anderer Stelle re-injiziert. Aufgrund der hierfür notwendigen geologischen Randbedingungen ist die Anwendung dieses Verfahrens regional beschränkt. Dieses Verfahren wird von nahezu allen derzeit laufenden privatwirtschaftlichen Projekten verfolgt.
- Wasser wird innerhalb künstlich erzeugter Risssysteme (sog. Enhanced Geothermal Systems) zirkuliert. Durch die regional weitere Verbreitung stimulationsfähiger Gesteinsschichten im Untergrund ist die sog. Hot Dry Rock oder Hot Fractured Rock (HDR-/HFR) Technologie geografisch großflächiger anwendbar. Dieses Verfahren ist derzeit noch Thema in der Grundlagenforschung.

Geschlossene Systeme erlauben keinen Kontakt des Fluids mit den Gesteinsschichten. Daraus resultieren spezifisch geringe thermische Leistungen. Deshalb hat dieser Ansatz derzeit keine Marktbedeutung für die Stromerzeugung. Vorteile liegen hierbei aber im nahezu geologie-unabhängigen Einsatz. Für die Wärmerzeugung sind solche Systeme bereits wirtschaftlich darstellbar.

Übertage kann das heiße Wasser mit Hilfe von Niedertemperaturkreisprozessen zur Stromerzeugung genutzt werden. Hier können zwei Systeme zum Einsatz kommen.

- Die Organic-Rankine-Cycle (ORC-) Technologie unterscheidet sich vom konventionellen Dampfkraftprozess hauptsächlich durch das eingesetzte Kreislaufmedium (organische Stoffe wie Perfluorpentan). Die dafür benötigte Anlagentechnik ist in den erreichbaren Leistungsbereichen praktisch marktverfügbar.
- Der Kalina-Prozess erlaubt durch die Verwendung eines Zweistoffgemisches (Ammoniak-Wasser) grundsätzlich höhere elektrische Wirkungsgrade. Dafür ist ein höherer anlagentechnischer und damit finanzieller Aufwand erforderlich. Betriebserfahrungen zu dieser Technologie liegen in Deutschland praktisch nicht vor.

2.5.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Wie oben bereits beschrieben, befindet sich die geothermische Stromerzeugung noch am Anfang der Technologieentwicklung. Es wurde bisher nur ein Demonstrationsprojekt in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) realisiert. In Neustadt-Glewe (ca. 6.000 Einwohner) wird aus 2.250 m Tiefe Thermalwasser gefördert. Damit kann fast die komplette Wärmenachfrage (16 bis 20 GWh/a) der Stadt gedeckt werden. Die bestehende Heizzentrale wurde im November 2003 um eine ORC-Anlage zur Stromerzeugung erweitert, die im Volllastbetrieb 210 kW elektrische Leistung bereitstellen kann. Die Anlage läuft im Dauerbetrieb mit einer elektrischen Leistung von ca. 150 kW, kann aber aufgrund der vorhandenen Wärmeversorgungsaufgabe nur außerhalb der Heizperiode betrieben werden.
Im Rahmen der Vorhaben „Wissenschaftliche Begleitung der Projekte zur geothermischen Stromerzeugung“ und „Vernetzung der Aktivitäten im Bereich geothermische Stromerzeugung“ sind die Projektentwicklungen und charakteristischen Parameter der geplanten Projekte bekannt. Die Zusammenstellung der Werte aktueller und konkreter Projekte sind in Tabelle 2-9 wiedergegeben.

Tabelle 2-9 Konkrete Projekte zur geothermischen Stromerzeugung

	Geoth. Leistung	Elektr. Leistung	Tem-peratur	(erwarte-te) För-derrate[1]	Bohr-tiefe	Wärme-nutzung	Strom-erzeug.	Lager-stätte	Geplante Inbetriebn.	Bemerkung
	In MW	in MW	in °C	in m³/h	in m				Jahr	
Norddeutschland										
Neustadt-Glewe	6,5	0,21	97	118,8	2.250	Heizung, Br.wasser	ORC	Aquifer	2003	Bestand, Dublette
Groß Schönebeck		ca. 1	150	>50	4.294			Aquifer/ HDR	2007	Forschung, Dublette
Südwestdeutschland										
Bad Urach	6-10	ca. 1,0	170	48[2]	4.500	Heizung	ORC	HDR	Projekt ruht	Triplette
Bruchsal	4	ca. 0,5	120	72	2.000	Heizung	ORC	Aquifer	2007	Dublette
Offenbach	25-30	4,8	150	360	2.700	Heizung	Kalina	Aquifer	2007	Dublette
Landau		ca. 2,5	150	250	3.000	Heizung	ORC	Aquifer	2007	Dublette
Speyer	24-50	5,4	150	120	2.500	Heizung	ORC	Aquifer		?
Süddeutschland										
Unterhaching	>30	3,39	122	ca. 540	3.350	H	Kalina	Aquifer	2007	Dublette
Ausland										
Soultz[2]	30	6	200	240[2]	5.084	?	ORC	HDR	2008	Triplette

[1] die Förderraten wurden zur Vergleichbarkeit auf eine Dublette normiert; [2] an d. französisch – deutschen Grenze im Oberrheingraben

Seit der Inbetriebnahme von Neustadt-Glewe sind keine weiteren Projekte in Betrieb gegangen. Eine Vielzahl von Projekten befindet sich derzeit aber im Stadium der Planung und Realisierung. Dies ist vor allem auf die erhöhte EEG-Vergütung zurückzuführen.

2.5.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Die Einspeisung von geothermisch erzeugtem Strom wird derzeit durch eine Anlage (Neustadt-Glewe) realisiert.

Die vollständig ins Netz eingespeisten Strommengen betrugen

- 2004: 0,5 GWh laut Betreiberangaben [Bewag 2006] bzw. 0,2 GWh laut VDN [VDN 2001-2005]
- 2005: 0,19 GWh laut Betreiberangaben (Planungen bei 0,7 GWh)

Seit der Inbetriebnahme im November 2003 ergaben sich EEG-Stromvergütungen (der spezifische Wert liegt bei 0,0895 €/kWh) von

- 2004: 44.750 bzw. 17.900 €
- 2005: 17.005 €.

Der Wert entspricht aufgrund der fehlenden Abstufung der mittleren Vergütung. Nach Tabelle 2-9 ist für das Jahr 2006 kaum mit einer höheren Bruttostromerzeugung zu rechnen als für die Planwerte von 2005 (0,7 GWh).

2.5.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Zur Abschätzung der weiteren Marktentwicklung muss die Entwicklung der laufenden Projekte herangezogen werden. Dazu werden nachstehend zunächst die vorhandenen technologischen Hemmnisse kurz wiedergegeben.

2.5.3.1 Hindernisse bei der Umsetzung einer geothermischen Stromerzeugung

Probleme bei der Umsetzung sind vor allem in den Bereichen der **Technologieentwicklung** zu finden. Ein großes Problem bei dem Start neuer Projekte zur geothermischen Stromerzeugung ist die z. T. ungenügende Verfügbarkeit **geologischer Grunddaten**. Da die Möglichkeiten der Nutzung der Erdwärme immer an die lokalen geologischen Gegebenheiten gebunden sind, können nur eingeschränkt Informationen und Erfahrungen aus anderen Geothermie-Projekten übernommen werden. Viele kleine und mittelständische Unternehmen (Projektentwickler) bzw. kommunale Unternehmen betreten mit ihren Projekten naturgemäß Neuland.
Die auf die Anforderungen der Kohlenwasserstoff-Industrie (Öl- und Gasförderung) zugeschnittene Bohr- und Komplettierungstechnik ist in Bezug auf die Anforderungen der Geothermie nur bedingt angepasst. Daraus lassen sich nur eingeschränkt **Kostenreduktionspotenziale** erschließen. Dabei lohnen sich Neu- bzw. Weiterentwicklungen nur bei einem deutlich größeren Markt und damit einer größeren Anzahl an fortgeschrittenen Geothermie-Projekten.
Auch um die obertägigen Installationen an die Anforderungen der Geothermie anzupassen, sind erhebliche Technologieentwicklungen bzw. Betriebserfahrungen notwendig. Derzeit stehen als Konversionskreisläufe die ORC-Technologie – mit langjährigen Betriebserfahrungen aus anderen Anwendungsbereichen – und zukünftig, mit theoretisch höheren Wirkungsgraden, die bisher kaum erprobte Kalina-Technologie zur Verfügung.
Hemmnisse bei der Entwicklung neuer Projekte bestehen außer im technischen auch im nichttechnischen Bereich. So sind z.B. die Analyse und die objektive Bewertung der gegebenen Risiken sowie die Erörterung möglicher Alternativstrategien bei der Entwicklung konkreter Projekte unerlässlich. Damit lässt sich das so genannte Fündigkeits- bzw. Erfolgsrisiko eines

geothermischen Projekts quantifizieren und ggf. durch eine Versicherungs- oder Fondslösung absichern. Da dieses Fündigkeitsrisiko ein großes Hemmnis der Markteinführung ist – und stets ein Bestandteil der geothermischen Stromerzeugung bleiben wird – müssen objektive Verfahren zur technischen Risikoquantifizierung erarbeitet werden. Die bisherige Entwicklung zeigt, dass Geothermieprojekte zukünftig räumlich sehr nah nebeneinander realisiert werden könnten, so dass auch hier eine Regelung zur Abgrenzung (der "Aquiferbewirtschaftung") geschaffen werden muss (vgl. auch [Eckhardt 1994]).

Durch die EEG-Novellierung ist die Finanzierungsbranche auch innerhalb der Geothermie aktiv. Unter anderem führen auch die Vergütungssätze zu einer starken Erhöhung der Anzahl aktiver Akteure innerhalb der Teilbranche. Zunehmend werden auch unseriös „wirtschaftliche Projekte“ mit Verweis auf die Vergütungssätze versprochen.

Zusätzlich belasten die stark gestiegenen Rohstoff- und Energiepreise auch diese Branche.

Ausländische Akteure auf dem deutschen Markt sind bereits vorhanden. Dies wird aber in aller Regel von der Teilbranche nicht als Hemmnis sondern als Potenzial verstanden. Vielmehr können dadurch z.B. die Engpässe an verfügbaren Bohrgeräten teilweise behoben werden.

Diese Hemmnisse führen dazu, dass derzeit nur unter sehr günstigen Bedingungen eine geothermische Stromerzeugung rentabel betrieben werden kann. Das EEG wird generell unter technologischen Gesichtspunkten für nicht ausreichend befunden. Lernkurveneffekte und damit verbundene Kostensenkungspotenziale können erst in der nächsten Projektgeneration wirken.

2.5.3.2 Regionale Aktivitäten und nationale Entwicklungstendenzen

Die konkreten Projekte zu geothermischen Stromerzeugung sind bereits oben in Tabelle 2-9 dargestellt. Daneben gibt es aber eine Vielzahl von weiteren Projekten, die sich in der Planung befinden und die teilweise an die Projekterfahrungen und -erfolge oben genannter anknüpfen wollen. Die Entwicklung konzentriert sich gegenwärtig in den süddeutschen Regionen. Diese geologisch begünstigten Gebiete sind für eine geothermische Nutzung bereits nahezu vollständig bergrechtlich gesichert.

Bayrisches Molassebecken. In dieser Region existieren mit Stand Mitte 2005 ca. 44 Erlaubnisfelder zur Nutzung tiefer Geothermie. Fünf Anlagen sind für die Wärmenutzung teilweise langjährig in Betrieb. 39 Projekte zur Stromerzeugung sind derzeit von mehr als 20 Rechtsin-

habern in der Realisierung, wovon 75 % zumindest in ihrer Planung von einer KWK-Lösung ausgehen. Wird für eine sehr optimistische Abschätzung eine durchschnittliche Anlagenleistung von 5 MW unterstellt, so wären in dieser Region max. 200 MW_{el} realisierbar.

Baden-Württembergisches Molassebecken. Hier sind acht Gewinnungen in Betrieb. Es existiert ein Erlaubnisfeld. Stromerzeugungsaktivitäten sind hier nicht bekannt.

Rheinland-Pfalz (Oberrheingraben). In dieser Region existieren mit Stand Mitte 2005 ca. 18 Tiefen-Geothermiefelder (verteilt auf ca. 10 Rechtsinhaber). Alle Projekte streben eine gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung an. Mit diesen Ausgangswerten für die Region könnten ca. 100 MW_{el} realisiert werden.

Baden-Württemberg (Oberrheingraben). In dieser Region existieren ca. 26 Tiefen-Geothermiefelder. Nahezu alle Projekte streben eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung an. In dieser Region könnten somit 125 MW_{el} realisiert werden.

Hessen (Oberrheingraben). Hier befindet sich ein Stromerzeugungsprojekt in der Planung.

Norddeutsches Becken. Hier sind aufgrund der ungünstigeren Bedingungen weniger Aktivitäten bekannt. Allerdings laufen die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten am GeoForschungsZentrum Potsdam am Standort Groß Schönebeck. Sollten die Forschungsergebnisse einen rentablen Betrieb von Geothermieanlagen auch im Norddeutschen Becken belegen, werden sich auch hier die Aktivitäten verstärken. Bisher sind jedoch kommerzielle Projekte kaum bekannt bzw. noch in einem sehr frühen Stadium.

Sollten die Geothermieprojekte der ersten Stunde alle erfolgreich sein, so hat dies selbstverständlich Auswirkungen auf die Umsetzung der Folgeprojekte; zum einen werden dadurch Risiken minimiert und zum anderen werden durch die Erfolge der Branche die Finanzierungsmöglichkeiten für künftige Projektumsetzungen stark verbessert. Dieses gewissermaßen optimistische Szenario, in dem alle in Tabelle 2-9 aufgeführten Projekte ihre Planungsziele erreichen, zeigt Abbildung 2-5. Aufgrund von Synergieeffekten und von sehr guten Übertragbarkeiten sowie der langen Vorlaufzeit eines Geothermieprojektes werden ca. 5 zusätzliche Projekte zu je 5 MW Leistung für 2010 angenommen. Basierend auf diesen Annahmen und den Werten der VDN könnten so im Jahre 2010 ca. 0,35 TWh Strom erzeugt werden.

Sollten jedoch die aufgezeigten, z. T. noch erheblichen Hemmnisse zum Tragen kommen und nur wenige, bereits fortgeschrittene Projekte zur erfolgreichen Realisierung gelangen, liegt die

Entwicklung der zukünftigen Stromeinspeisung aus Geothermie deutlich niedriger. Daraus resultieren deutlich geringere Synergieeffekte und Erfahrungsanwendungen in weiteren Projekten bis zum Jahr 2010, so dass lediglich 0,15 TWh Strom bereitgestellt werden (Abbildung 2-5).

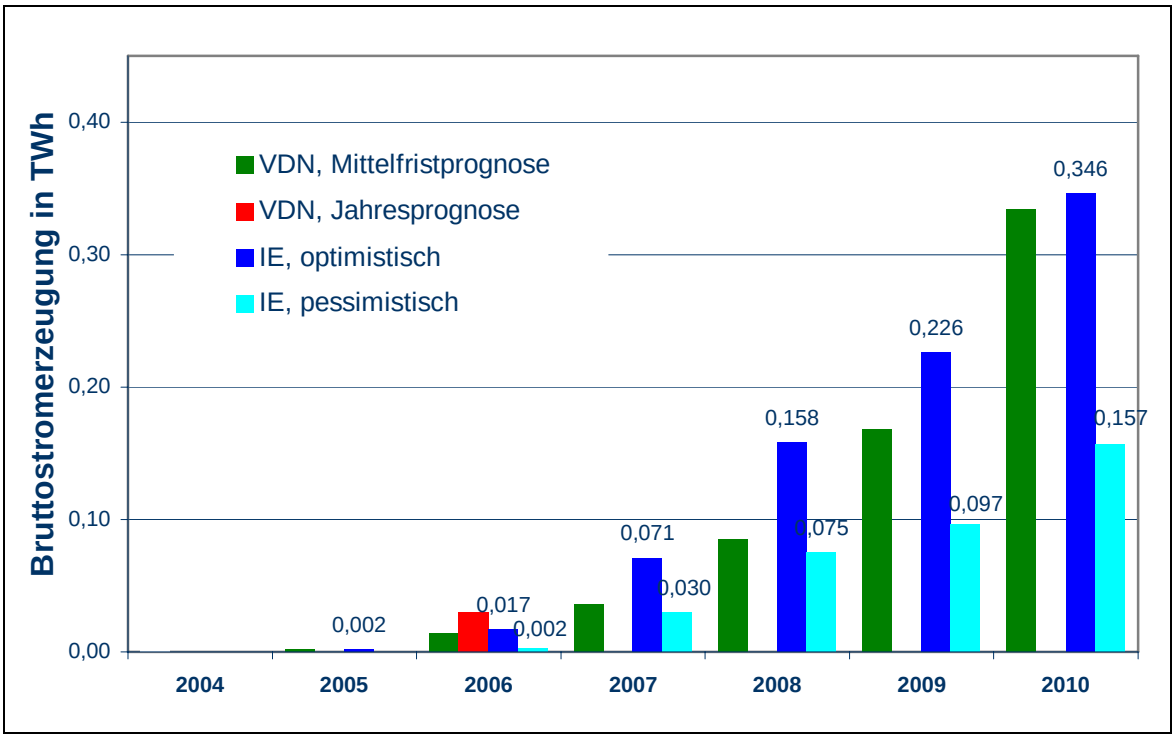


Abbildung 2-5 Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung [VDN 2005 b], eigene Berechnungen

Inwiefern sich die optimistische bzw. die pessimistische Variante in der Zukunft bewahrheiten wird, hängt vor allem von den unterschiedlichen, aktuellen Projektentwicklungen ab. Eine aussagekräftige Abschätzung kann somit erst Ende 2007 getroffen werden.

2.5.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Akteure in der Teilbranche Geothermische Stromerzeugung gliedern sich v. a. in

- kleine und mittelständische Unternehmen (z.B. Service-Firmen, Planungsbüros, kommunale Gesellschaften) und
- (wissenschaftliche) Institutionen und Gremien.
- Größere Energieversorgungsunternehmen beteiligen sich langsam aber zunehmend direkt und indirekt an der geothermischen Stromerzeugung; sie sind aber bisher noch marginal vertreten.

- Als Verband existiert die **Geothermische Vereinigung e.V.** (GtV), die u. a. auch die Tiefengeothermie stark unterstützt. In der GtV sind derzeit 600 Mitglieder, darunter 140 Unternehmen organisiert.
- Der **BMU Beirat Geothermische Stromerzeugung** – Mitglieder sind vor allem die ersten Projektentwickler, Forschungseinrichtungen und die GtV – unterstützt als Plattform einen unabhängigen Erfahrungs- und Informationsaustausch zu aktuellen Entwicklungen und Problemen.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 befragt:

- Dr. Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam
- Prof. Dr. Horst Rüter, Geothermische Vereinigung (Lehrte)
- Prof. Dr. Martin Kaltschmitt, Beirat „Geothermische Stromerzeugung“ beim BMU
- Christian Scholz, Projektenwickler FirstGeotherm (Speyer / Waldsee)

Die Befragungsergebnisse sind in die einzelnen Unterkapitel eingeflossen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann noch nicht von einer eigenständigen Branche für Geothermie-Projekte gesprochen werden, auch wenn sich die Zahl der Akteure, die entsprechende Projekte verfolgen, deutlich erhöht hat. Die Unternehmen, die vom Aufschwung der Geothermie profitieren, können in drei Gruppen gegliedert werden:

Zum einen sind es Bohrfirmen (mit eigener Bohrausrüstung, Geologen, Technikern usw.), die ihre meist aus der Öl- und Gasförderung stammenden Bohrgeräte, die sonst überwiegend im Ausland zum Einsatz kommen, nun teilweise für inländische Geothermie-Bohrungen einsetzen können. Hierzu sind auch Service-Firmen zu rechnen, welche Tests und Vermessungen am Bohrloch durchführen, außerdem die Hersteller von Tiefpumpen und anderen Komplettierungstechniken.

Zum zweiten sind es Unternehmen der Kraftwerkstechnik, die in der Lage sind, die obertägigen Anlagen auszurüsten. Für die Anlagenbauer ergibt sich durch die Geothermie somit ein zusätzliches wirtschaftliches Standbein im Bereich der Niedertemperatur-Kreisprozesse.

Zum dritten findet Wertschöpfung in den Ingenieurbüros für geologische Erkundung und Projektplanung statt, die sich als Projektentwickler inzwischen teilweise auf Geothermie spezialisiert haben. In dieser Branche gibt es am ehesten Arbeitsplätze, die mittlerweile vollständig von der Entwicklung der Geothermie abhängen.

2.6 Windenergie (onshore)

Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland erhielt bereits mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes 1991 einen starken Wachstumsimpuls. Im Laufe der 1990er Jahre führten dann Konflikte um die Rechtmäßigkeit des Stromeinspeisegesetzes, erste baurechtliche Beschränkungen sowie der Rückgang der Endverbraucherpreise durch die Liberalisierung des Strommarktes ab 1998 zu einer gewissen Stagnation.
Mit der Einführung des EEG 2000 wurde für die Branche wieder eine sichere Planungsgrundlage hergestellt. Die Zahl der neu installierten Anlagen wuchs jährlich bis 2002 deutlich an. Anschließend vergrößerte sich der Windpark wieder langsamer, was auf Restriktionen im Zusammenhang mit den ausgewiesenen Flächen, Höhenbegrenzungen und den Grenzen der Aufnahmefähigkeit der vorhandenen Stromnetze in den nördlichen und östlichen Schwerpunktregionen der Windenergiegewinnung zurückgeführt werden kann. Seit 2004 stellt Windenergie noch vor der Wasserkraft mit rund 5 % der deutschen Stromerzeugung die mengenmäßig wichtigste erneuerbare Energiequelle dar.
Die Novelle des Jahres 2004 brachte eine geringfügige Absenkung der durchschnittlichen Vergütung mit sich; für neue Anlagen in Gebieten, deren Windpotenzial unter 60 % eines definierten Referenzwertes liegt, sind die Netzbetreiber (nach § 10 Abs. 4 EEG) nicht mehr verpflichtet, deren eingespeisten Strom gemäß EEG zu vergüten. Hinzu kam die Möglichkeit des Erzeugungsmanagements, das in § 4 EEG für alle erneuerbaren Energien geregelt ist, das aber zunächst nur im Bereich der Windenergie Anwendung finden dürfte, da aus anderen Energieträgern, deren Stromeinspeisung nach dem EEG vergütet wird, noch keine so hohen Strommengen einspeist werden, dass sie die regionalen Stromnetze überlasten.

2.6.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Die Zahl der installierten Anlagen in Deutschland und deren Leistung wurde bis einschließlich Bezugsjahr 2005 vom Deutschen Windenergie-Institut (DEWI) veröffentlicht (Ergebnisse vgl. in Tabelle 2-10). Zudem veröffentlicht das Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Kassel e.V. (ISET) monatlich die aktuellsten Statistiken zur installierten Leistung und zur Anlagenzahl und den Windenergie-Report Deutschland. Hier lagen Daten bis einschließlich 2005 vor.

Tabelle 2-10 Windenergie onshore: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland

	2001	2002	2003	2004	2005
Insgesamt installierte Leistung zum Jahresende nach [DEWI 2006] in MW	8.753,72	12.001,22	14.609,7	16.628,75	18.427,52
Davon im Bezugsjahr neu installierte Leistung nach [DEWI 2006] in MW	2.658,96	3.246,96	2.644,53	2.036,90	1.807,77
Anzahl der Anlagen insgesamt	11.438	13.759	15.387	16.543	17.574
davon im Bezugsjahr neu installierte Anlagen nach [DEWI 2006]	2.079	2.328	1.703	1.201	1.049

Quellen: [DEWI 2002-2006]

Die Differenzen zwischen der Summe der zum Vorjahresende vorhandenen und im Jahreslauf zugebauten Anlagen einerseits und der Anzahl der zum Jahresende vorhandenen Anlagen andererseits lässt sich mit dem Abbau von Anlagen erklären, der in geringem Umfang stattfand. Eine Gliederung nach Bundesländern, die sowohl dort als auch beim DEWI erfasst wird, zeigt, wie sich die installierte Leistung regional konzentriert (vgl. Tabelle 2-11).

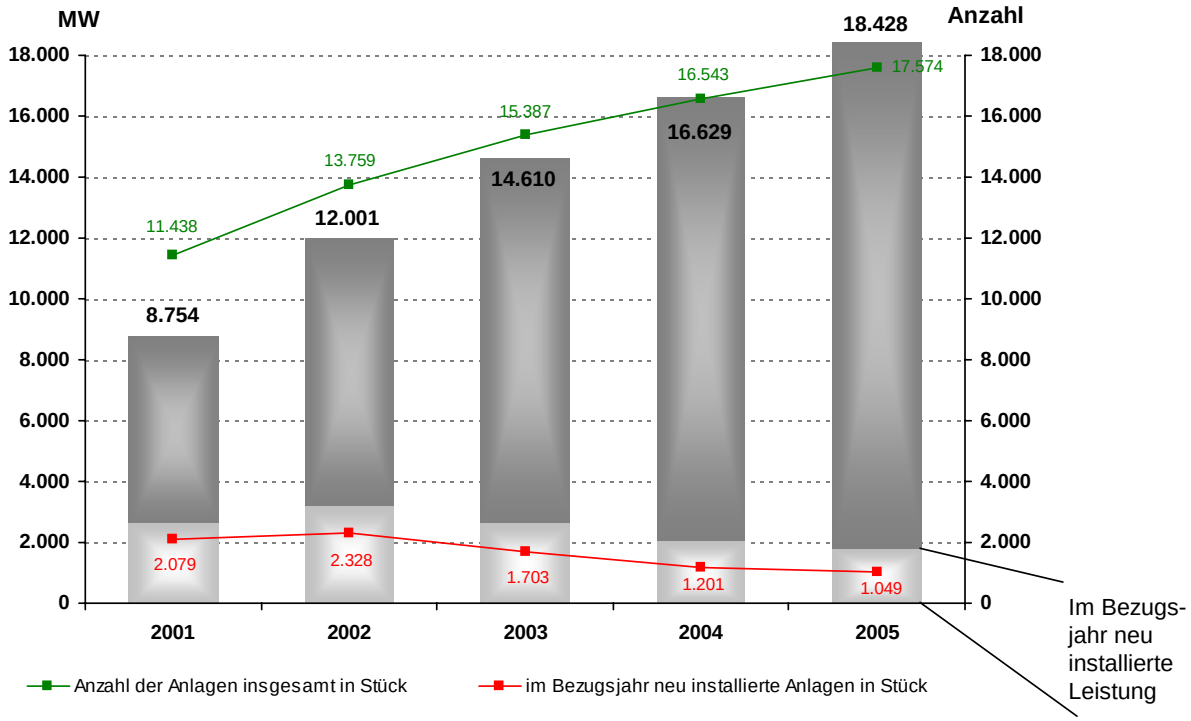


Abbildung 2-6 Entwicklung der installierten Windenergieanlagen und ihrer Leistung 2001 bis 2005

Tabelle 2-11 Verteilung der Windenergieanlagen auf Bundesländer (November 2005)

	Anlagen		Installierte Leistung		Landesfläche	Anlagendichte
Bundesland	Anzahl	Anteil an Deutschland	in MW	Anteil an Deutschland	In km²	MW 1000 km²
Baden-Württemberg	261	1,5%	263	1,4%	35.751	7,3
Bayern	271	1,5%	258	1,4%	70.548	3,7
Berlin	0	0,0%	0	0,0%	892	0,0
Brandenburg	2.033	11,6%	2.620	14,2%	29.477	88,9
Bremen	46	0,3%	52	0,3%	404	129,5
Hamburg	57	0,3%	34	0,2%	755	44,6
Hessen	522	3,0%	426	2,3%	21.114	20,2
Mecklenburg-Vorpommern	1.135	6,5%	1.095	5,9%	23.173	47,2
Niedersachsen	4.508	25,7%	4.905	26,6%	47.616	103,0
Nordrhein-Westfalen	2.395	13,6%	2.226	12,1%	34.081	65,3
Rheinland-Pfalz	761	4,3%	810	4,4%	19.847	40,8
Saarland	54	0,3%	57	0,3%	2.569	22,3
Sachsen	695	4,0%	703	3,8%	18.413	38,2
Sachsen-Anhalt	1.652	9,4%	2.201	11,9%	20.446	107,7
Schleswig-Holstein	2.740	15,6%	2.275	12,3%	15.763	144,3
Thüringen	444	2,5%	502	2,7%	16.172	31,0
Deutschland	**17.574**	**100,0%**	**18.428**	**100,0%**	**357.021**	**51,6**

Quellen: [DEWI 2006]

2.6.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Die Stromeinspeisung der Windenergieanlagen wurde vom VDN jährlich erfasst und in seinen Berichten veröffentlicht. Bis zur Mittelfristprognose vom Februar 2005 wurde darin auch nach Kategorien differenziert. Da allerdings in der Kategorie „Offshore“ bis zu diesem Zeitpunkt noch keine Anlagen in Betrieb waren, fallen alle bisher installierten Anlagen in die Kategorie „Onshore“.

Tabelle 2-12 Entwicklung der Windstrom-Einspeisung und deren Vergütung in Deutschland

	2001	2002	2003	2004
Insgesamt eingespeiste Strommenge Windstrom in GWh [VDN 2005 c]	10.509	15.856	18.859	25.509
Stromabgabe an Letztverbraucher aus dem dt. Stromnetz [VDN 2005 b]	464.286 GWh	465.346 GWh	478.016 GWh	487.627 GWh
Marktanteil des Windstroms in Prozent [eigene Berechnung]	2,26%	3,41%	3,95%	5,23%
Gesamtvergütung in Mio. Euro	956,3	1.440,6	1.709,1	2.300,5
Mittlere Vergütung (Eurocent pro kWh)	9,10	9,09	9,06	9,02

Quellen: [VDN 2005 b], [VDN 2005 c]

Der Zuwachs der eingespeisten Strommenge fiel 2003 etwas geringer als 2002 aus, obwohl der Zubau neuer Windenergieanlagen 2002 den Höhepunkt erreichte (vgl. Tabelle 2-10). Dies lässt sich dadurch erklären, dass 2003 ein windärmeres Jahr war, so dass alle vorhandenen Anlagen jeweils geringere spezifische Erträge als im Vorjahr lieferten. Die mittlere gezahlte Vergütung ist im Jahr 2004, dem Jahr des Inkrafttretens der EEG-Novelle, weiter leicht zurück gegangen, weil der Anteil der älteren Erzeugungsanlagen, für die höhere Einspeisevergütungen gezahlt werden, mit jeder neu installierten Anlage entsprechend zurück geht.

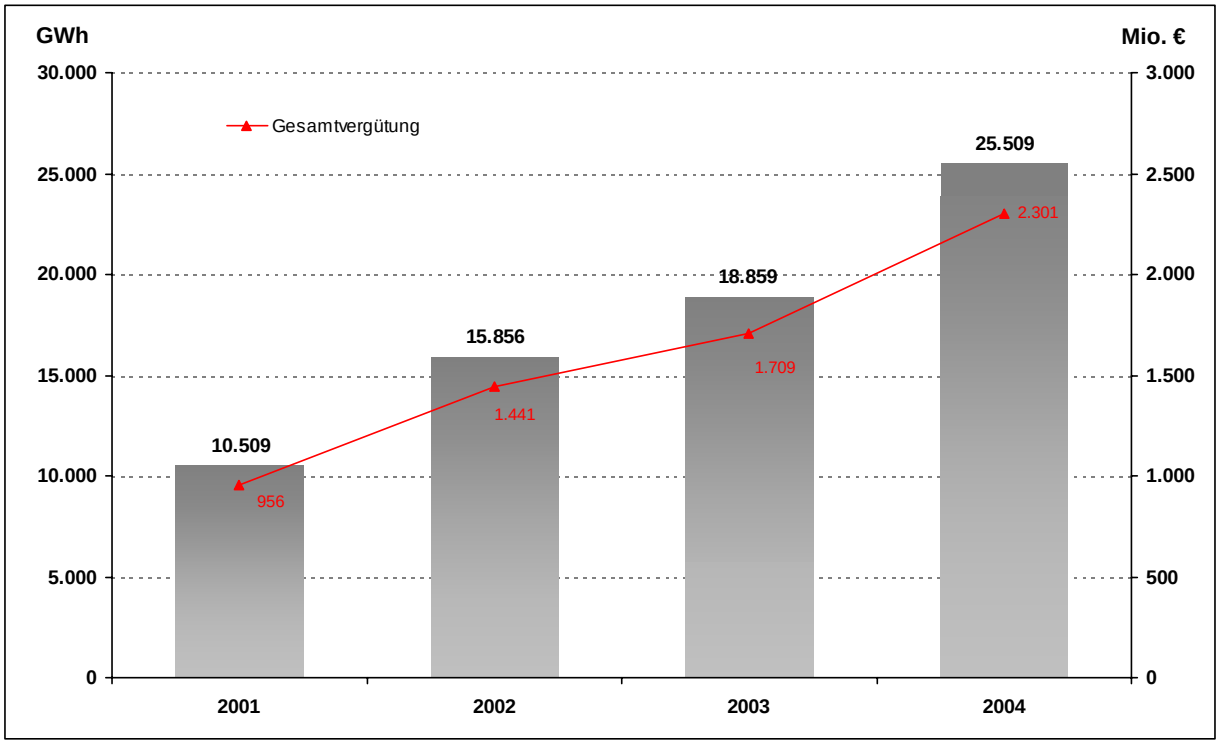


Abbildung 2-7 Stromeinspeisung aus Windenergie 2001 bis 2004 und deren Vergütung

Die bisherige Entwicklung der spezifischen Einspeisevergütungen für Windstrom ist im Windenergie-Report 2005 [ISET 2005] sehr anschaulich dargestellt:

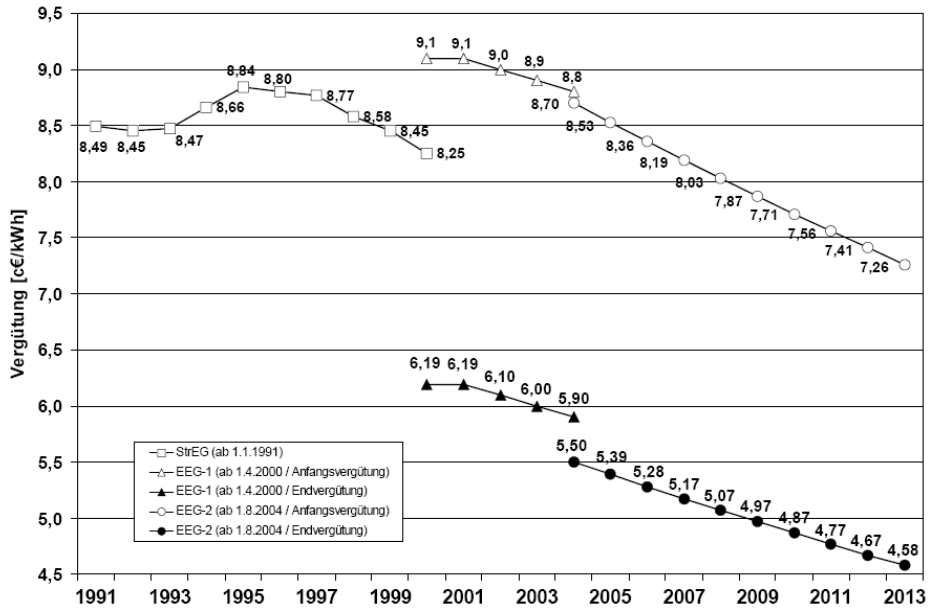


Abbildung 2-8 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie. Quelle: [ISET 2005]

2.6.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Die begonnene Abflachung der Entwicklung beim Zubau neuer Windenergie-Kapazitäten an Land wird sich voraussichtlich fortsetzen. Dies entspricht sowohl den Szenarien, die in der aktuellen Literatur (z. B. [dena 2005], [Nitsch et al. 2005]) aufgeführt werden. Gegenüber einigen der bisher verwendeten Prognosen (z. B. DEWI-Studie „WindEnergy 2004“ in [dena 2005], S. 57) fällt der Rückgang der beiden letzten Jahre noch etwas deutlicher aus, was auch für die nächsten Jahre auf eine deutlich gebremste Geschwindigkeit des Zubaus hindeutet. Auch der VDN hat die Erwartung der zu erwartenden Windstromvolumina der nächsten Jahre von der ersten zur zweiten seiner 2005 veröffentlichten Mittelfristprognosen leicht gesenkt (für 2006 von 33,3 TWh in [VDN 2005 a] auf 32,0 TWh in [VDN 2005 b] und für 2010 von 61,3 TWh in [VDN 2005 a] auf 60,7 TWh in [VDN 2005 b]).

Für diesen Rückgang sind mehrere Gründe erkennbar, von denen die Degression der EEG-Vergütungen nur einer unter mehreren ist:

- Die noch frei verfügbaren Flächen in ausgewiesenen Vorranggebieten für die Windenergienutzung werden knapp, die attraktivsten Standorte sind bereits belegt.

- In vorhandenen Vorranggebieten führen kommunale Bauleitpläne zu verschärften Abstandsregeln und neuen Höhenbegrenzungen, was die Möglichkeiten für neue Anlagen weiter einengt.
- Während das EEG für neue Anlagen jährlich sinkende Vergütungssätze vorschreibt, sind die Investitionskosten eher gestiegen, weil die Weltmarktpreise für wesentliche Komponenten der Anlagen (v. a. Stahl) erheblich angestiegen sind.
- Der Netzausbau der Stromnetzbetreiber hat mit der bisherigen und absehbaren Entwicklung nicht Schritt gehalten. In einigen Regionen, in denen sich die Erzeugung der Windenergie konzentriert, ermöglicht das novellierte EEG erstmals ein Erzeugungsmanagement. Dieses hat zwar bis 2005 noch nicht statt gefunden, es wird jedoch damit gerechnet, dass es ab 2006 zu temporären Abschaltungen von Anlagen kommt, deren Strom nicht mehr eingespeist werden kann. Die Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber wird damit vermindert, so dass die Banken bei der Finanzierung neuer Projekte auch höhere Risikozuschläge berechnen.
- Neue Netzanschlussregeln führen zu einem höheren technischen Aufwand beim Netzanschluss der Anlagen.
- Höhere Anlagen werden teilweise (regional unterschiedlich) aus Gründen der Flugsicherheit zur Befeuerung verpflichtet.

Von einigen dieser Hemmnisse ist auch das Repowering betroffen, d. h. das Ersetzen älterer (kleinerer) Anlagen durch größere und höhere (ertragreichere). Haupthemmnisse sind hier neben den o. g. Höhenbeschränkungen und Diskussionen mit Flugsicherheitsbehörden

- einerseits die Tatsache, dass etliche Altanlagen nicht in Vorranggebieten stehen und Ersatzanlagen am gleichen Standort somit baurechtlich nicht genehmigungsfähig wären und
- andererseits die Rentabilität der Altanlagen, die in der ersten Dekade nach ihrer Errichtung stärker von Kreditzinsen belastet waren und die zweite Dekade bis zum Ende der 20-jährigen Vergütungszeit mit geringem Aufwand und guten Erträgen weiter betrieben werden können. Damit beginnt der Anreiz zur Erneuerung alter Anlagen erst nach 2010 in größerem Umfang zu greifen.

2.6.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Grundsätzlich werden die Diskussionen von privaten Interessensvertretungen, Wirtschaftsverbänden und wissenschaftlichen Einrichtungen geführt.

Private Interessensvertretungen, deren Ziel der Ausbau der Windenergie war, haben sich im Laufe der Jahre teilweise zu Wirtschaftsverbänden weiter entwickelt. Heute noch bestehende private Interessensvertretungen existieren v. a. noch unter den Windkraftgegnern, hier sind der **Bundesverband Landschaftsschutz (BLS)** und etliche Bürgerinitiativen im Umfeld bestehender oder geplanter Windenergieanlagen zu nennen, die das gemeinsame Internetportal www.windkraftgegner.de betreiben. Diesen Initiativen geht es primär um den Erhalt des Landschaftsbildes, teilweise wird auch die Kritik am Umlagesystem des EEG als unterstützendes Argument verwendet. Einschätzungen zur konkreten Rentabilität von Anlagen oder zu einzelnen Paragrafen des EEG werden von diesen Initiativen jedoch nicht getroffen.

Unter den Wirtschaftsverbänden ist der **Bundesverband Windenergie (BWE)** der bedeutendste. Mit 19.000 Mitgliedern, darunter 500 Herstellern und 2000 Betreibern bzw. Betreibergesellschaften repräsentiert er nach eigener Einschätzung über 80 % des deutschen Marktes der Hersteller von Windenergieanlagen und deren direkten Vorprodukten sowie ein Drittel aller Betreiber von Windenergieanlagen (gemessen an der installierten Leistung). Innerhalb des Verbandes bestehen mehrere Fach-Arbeitskreise Im Internet betreibt der Verband das Portal www.wind-energie.de.

Ein kleinerer Wirtschaftsverband ist der **Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.** (WVW), der sich im Internet (unter http://www.wvwindkraft.de) als „Zusammenschluss von Unternehmen, die Windparks und Einzelanlagen betreiben“, bezeichnet. Zielsetzung des Verbandes ist in erster Linie die Sicherung der wirtschaftlichen Interessen seiner Mitglieder.

Für die **Unternehmen der Branche (Herstellung der Windenergieanlagen)**, bei denen zunehmend internationale Konzerne in die bisher mittelständisch geprägte Struktur eingreifen, stellt sich der Markt dreigeteilt dar (Inland onshore, Ausland onshore, Offshore): Konnten bis 2002 durch den stetig wachsenden Inlandsmarkt kontinuierlich steigende Umsätze erwirtschaftet werden, verlagerte sich das Interesse der Unternehmen seither stärker auf die Auslandsmärkte, deren Nachfrage stark angestiegen ist und in denen gegenwärtig besonders gute Renditen möglich sind. Inzwischen besteht nach übereinstimmenden Aussagen mehrerer der befragten Akteure ein deutlicher Exportüberschuss im Bereich der deutschen Windenergietechnologie (verglichen mit den Importen). Somit profitieren die deutschen Firmen, für die

die positive Entwicklung der Windkraft der letzten Jahre auch ein Standortvorteil war, inzwischen auch vom Auslandsgeschäft. Da die Auslandsmärkte (onshore) derzeit leichter zu erschließen sind als deutsche Offshore-Projekte oder Repowering-Vorhaben, verzögern sich die letztgenannten Projekte stärker als noch vor einigen Jahren vermutet.

Die Zahl der Hersteller von Windenergieanlagen, deren wirtschaftliche Existenz vom EEG wesentlich abhängt, hat sich im Zuge eines Konzentrationsprozesses in den letzten Jahren auf neun verringert. Auf dem Weltmarkt gingen 2004 die Herstellung und der Verkauf von 80 % der Nennleistung des Weltmarktes auf nur fünf Unternehmen zurück. Unter diesen Unternehmen ist mit dem deutschen Marktführer enercon ein deutsches Unternehmen vertreten, das gemessen an der verkauften Nennleistung weltweit auf Platz drei steht [ISET 2005].

Weitere Teile der Wertschöpfung entfallen auf den **Betrieb der Anlagen**: Unter den vom ISET erfassten Betreibern entfallen etwa die Hälfte der installierten Leistung auf Betriebsgesellschaften und Betreibergemeinschaften, die Windparks und Windenergieanlagen betreiben; deutlich weniger als ein Viertel der Leistung entfällt auf Energieversorgungsunternehmen sowie andere Unternehmen, die unabhängig vom Betrieb der Windenergieanlagen existieren, der Rest entfällt auf Privatpersonen, v. a. aus dem Bereich der Landwirtschaft, für die der Betrieb der Windenergieanlagen einen Nebenerwerb darstellt [ISET 2005].

Unter den **wissenschaftlichen Institutionen**, die sich mit der Windenergie befassen, haben zwei Institute besonders umfangreiches Know-how angesammelt:

Die **Deutsche Windenergie-Institut GmbH (DEWI)** mit Sitz in Wilhelmshaven, die 1990 als Tochter des Landes Niedersachsen gegründet wurde, um die Forschung an der Windkraft voranzutreiben. Inzwischen wird das Institut zu 94 % durch Aufträge (Dienstleistungen und Beratungen) finanziert, über 90 % der Aufträge kommen aus der Privatwirtschaft, davon etwa zwei Drittel aus dem Ausland. Das DEWI ist auch maßgeblich beteiligt an der Entwicklung von Standards und Richtlinien für nationale und internationale Normungs-Organisationen. Im Internet wird das DEWI unter www.dewi.de vorgestellt.

Das **Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)**, Verein an der Universität Kassel e.V. befasst sich mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Elektro- und Systemtechnik für die Nutzung der Erneuerbaren Energien und die Dezentrale Energieversorgungstechnik. Die Entwicklung der Windenergie bildet bereits seit über 15 Jahren einen wesentlichen Schwerpunkt. Das ISET wird durch eine Grundfinanzierung des Landes Hessen (20 %) sowie durch Aufträge, überwiegend der öffentlichen Hand, finanziert.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 telefonisch befragt:

- Dr. Peter Ahmels, Präsident des Bundesverbands Windenergie (Osnabrück)
- Michael Durstewitz, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (Kassel)
- Jens-Peter Molly, Geschäftsführer der Deutsche Windenergie-Institut GmbH (Wilhelmshaven)
- Dr. Maren Hille, Till Böhmer, Roland Bauer und Florentine Kiesel, VDEW, (Berlin)
- Dörte Ohlhorst, TU Berlin, Zentrum für Technik und Gesellschaft

Die Befragungsergebnisse sind in die einzelnen Unterkapitel eingeflossen.

2.7 Windenergie (offshore)

Für die Erzeugung von Windenergie auf See werden in der Fachwelt große Potenziale gesehen, da der Wind dort stetiger und stärker weht als an Land. Bereits im EEG des Jahres 2000 war eine Begünstigung des Stroms vorgesehen, der mit Offshore-Windenergie erzeugt wird. Diese Vergünstigung war im alten EEG bis Ende 2006 befristet, da der Gesetzgeber annahm, dann ausreichend Erfahrung mit der Offshore-Windkraft gesammelt zu haben. Durch die EEG-Novelle des Jahres 2004 wurde die Vergütung nochmals erhöht, der Zeitraum der Besserstellung bis Ende 2010 verlängert und Regelungen getroffen, um Mehrkosten von Anlagen in größerer Wassertiefe und größerer Küstenentfernung abzufedern.

2.7.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Bis Herbst 2006 wurden in den deutschen Hoheitsgewässern sowie in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands in der Nordsee und Ostsee noch keine Anlagen errichtet.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hat in der AWZ bis Oktober 2006 13 Windparkprojekte in der Nordsee sowie zwei in der Ostsee genehmigt. Von diesen verfügt nur eines über sämtliche Genehmigungen, die auf See, im Küstengewässer und an Land erforderlich waren, um den Bau zu beginnen. Dieses Projekt (Borkum West) wurde 2005 von der „Stiftung der deutschen Wirtschaft für die verbesserte Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See“ (Offshore-Stiftung) übernommen, um darin Pilotprojekte dreier Hersteller zu verwirklichen, mit denen die Betriebserfahrungen für weitere Projekte im In- und Ausland gesammelt werden sollen.

2.7.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Bis Herbst 2006 wurde kein Strom nach EEG aus Offshore-Windenergieanlagen eingespeist.

2.7.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Die Einschätzungen zur Marktentwicklung früherer Jahre gingen davon aus, dass bis 2010 hinreichend Erfahrungen mit Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ gesammelt wer-

den können, um die Einspeisevergütungen danach wieder deutlich zu senken (daher auch die entsprechende Befristung des Offshore-Zuschlags im EEG). Mittlerweile haben sich die Projekte jedoch weiter verzögert, was z. T. damit erklärt werden kann, dass die Unternehmen der Branche ihre Umsätze mit risikoärmeren Investitionen generieren können (vgl. Kap. 1.6.4). (Falscher Verweis)

Weitere Hemmnisse sind die

- Konflikte um die Standortfindung zwischen Interessen der bereits vorhandenen wirtschaftlichen Nutzungen der Küstenmeeresflächen von Fischerei, Schifffahrt, Öl- und Gasförderung bis zu Kies- und Sandabbau sowie den Naturschutzinteressen,
- fehlende Konzentrationswirkung von Genehmigungsverfahren, mit der Folge dass für die Gesamtprojekte eine Vielzahl unterschiedlicher Genehmigungsbehörden ihre Zustimmungen erteilen müssen (BSH, Landesplanung der betroffenen Bundesländer, Deichbehörden, Naturparkverwaltung etc.), wobei sich für die Kabeltrassen zur Anbindung der Windparks an Land ein besonders hoher Aufwand ergibt sowie die
- volle Verantwortung der Investoren für die Netzanbindung ans Festland, durch welche die Netzanbindung zum wesentlichen Kostenbestandteil der Projekte wird. Hierin wird eine Benachteiligung gegenüber Onshore-Anlagen gesehen sowie gegenüber den Infrastrukturen des Straßenverkehrs (bei denen die Bundesregierung selbst ins Fernstraßennetz investiert).

Der vollständig fertig genehmigte Windpark (Borkum West) soll 12 Anlagen mit jeweils 2,5 bis 5 MW Leistung umfassen. Die weiteren 10 vom BSH genehmigten Projekte umfassen in einem Fall 48, ansonsten 77 bis 80 Großanlagen und können damit jeweils ca. 300 MW Leistung erreichen. Insgesamt könnten mit diesen Anlagen folglich rund 3.000 MW Leistung installiert werden, wenn diese Projekte auch realisiert werden. Dies ist jedoch offen, die Genehmigungen für die Kabel durch die AWZ und durch die Hoheitsgewässer stehen (außer bei Borkum West) ebenso aus wie der Nachweis der Rentabilität unter den Rahmenbedingungen des EEG.

Die Internetplattform www.offshore-wind.de, die von der Deutschen Energieagentur (dena) betreut wird, zeigt weitere mögliche Standorte von Windparks auf See auf, die noch nicht vom BSH genehmigt sind. Der dort zum 03.11.2006 erreichte Datenstand wird in Tabelle 2-13 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 2-13 Offshore-Windenergie in Deutschland: Genehmigte und geplante Anlagen

	Nordsee	Ostsee	gesamt	darunter in 12-Seemeilen-Zone
Anzahl einzelner Pilotanlagen (genehmigt)	2	2	4	4
Anzahl der genehmigten Windparks	13	2	11	0
Windparks in der weiteren Planung	10	4	14	3
Anzahl genehmigter Anlagen	978	162	1.140	4
Anlagenzahl als geplante Erweiterung genehmigter Windparks	3.265	121	3.386	0
Anlagen in noch nicht genehmigten Windparks	1.498	342	1.840	119
Installierte Leistung genehmigter Anlagen	4.316 MW	725 MW	5.040 MW	13 MW
Installierte Leistung aus geplanter Erweiterung genehmigter Windparks	15.161 MW	605 MW	15.766 MW	0 MW
Installierte Leistung noch nicht genehmigter Windparks	6.613 MW	1.188 MW	7.800 MW	520 MW

Quellen: [dena 2006] (mit eigener Abschätzung von Datenlücken)

Einerseits planen die Projektentwickler den Ausbau bereits genehmigter Standorte, wodurch sich die Kapazität um den Faktor 4 bis 5 steigern ließe, zudem befinden sich zahlreiche Projekte noch im Genehmigungsverfahren, die noch mehr als 7.000 MW Leistung in der jeweils ersten Baustufe, und über 13.000 MW im Endausbau beisteuern könnten. Damit könnten die (von der Bundesregierung in der Strategie zur Windenergienutzung auf See vom Januar 2002) angestrebten 20 bis 25 GW installierter Leistung erreicht werden. Die ersten ausgewiesenen Eignungsgebiete umfassen nach Einschätzung von einem der befragten Experten jedoch nicht deutlich mehr als die bereits genehmigten Pilotprojekte, so dass die Frage der Flächennutzungskonkurrenz auf See für die noch geplanten Projekte und Ausbaustufen nicht abschließend geklärt ist.

2.7.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Acht deutsche Gesellschaften, die sich mit der Planung von Offshore-Windenergieanlagen befassen, haben sich seit ca. 5 Jahren im „**offshore forum windenergie**“ zusammengeschlossen. Die Gesellschafter dieses Forums wollen gemeinsam „ihre Vorstellungen und Interessen entwickeln und gegenüber den politischen Gremien, Behörden, Wirtschafts- und Umweltverbänden sowie gegenüber der Öffentlichkeit vertreten und sich dafür einsetzen, dass die rechtlichen, ökonomischen und administrativen Rahmenbedingungen verbessert werden, um das politisch Wünschbare auch technisch und wirtschaftlich möglich zu machen.“ Im Internet präsentiert sich das Forum unter www.ofw-online.de.

Den am weitesten reichenden Zusammenschluss von Akteuren stellt die „Stiftung der deutschen Wirtschaft für die verbesserte Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See“ **(Offshore-Stifung)** dar, die im Juli 2005 gegründet wurde und alle wesentlichen Akteure vereint, die ein Interesse an der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland haben. Dazu gehören mehrere Bundesbehörden, die Küstenländer, drei Hersteller, Banken, Versicherungen sowie Wirtschaftsverbände der Windenergie (vgl. auch unter 2.6.4 zu Windenergie onshore). Die Stiftung konnte mit Fördermitteln einen vollständig geplanten und genehmigten Windpark („Borkum West“) in der Nordsee erwerben und will dort den drei beteiligten Herstellern großer Offshore-Windenergieanlagen die Möglichkeit geben, ihre Anlagen im Pilotbetrieb zu testen und zu optimieren. Die Anlagen sollen bis Herbst 2007 errichtet sein, von da an wird die Stiftung Pachtgelder der drei Betreiber erhalten und diese zur Finanzierung weiterer Studien im Sinne des Stiftungszwecks einsetzen. Ein wesentliches Ziel der Stiftung ist es auch, die Planungsverfahren für Windparks und deren Netzanbindung rechtlich zu vereinfachen, um die Hemmnisse abzubauen (vgl. unter 2.7.3).

Die **Unternehmen**, die sich in der Offshore-Windenergie betätigen, sind vorwiegend als Partner oder Tochterunternehmen an größere Konzerne (z. B. der Elektrizitätswirtschaft) und Banken gebunden, da Mittelständler allein den mehrjährigen Planungsvorlauf und die entsprechenden Investitionsvolumina nicht allein vorfinanzieren können.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 telefonisch speziell zur Offshore-Windkraft befragt:

- Jörg Kuhbier, Vorstandsvorsitzender der Stiftung der deutschen Wirtschaft für die verbesserte Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See (Offshore-Stiftung) und Vorsitzender des Offshore Forum Windenergie

sowie im Rahmen der Befragung, die ihren Schwerpunkt bei der Onshore-Windenergie hatte:

- Dr. Peter Ahmels, Präsident des Bundesverbands Windenergie (Osnabrück)
- Michael Durstewitz, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (Kassel)
- Jens-Peter Molly, Geschäftsführer der Deutsche Windenergie-Institut GmbH (Wilhelmshaven)
- Dr. Maren Hille, Till Böhmer, Roland Bauer und Florentine Kiesel, VDEW, (Berlin)
- Dörte Ohlhorst, TU Berlin, Zentrum für Technik und Gesellschaft

Die Befragungsergebnisse sind in die einzelnen Unterkapitel eingeflossen.

2.8 Solare Strahlungsenergie

Die Entwicklung der Fotovoltaik hat seit der Einführung des EEG in Deutschland im Jahr 2000 einen steilen Aufschwung genommen (solarthermische Kraftwerke, für die das EEG prinzipiell ebenfalls anwendbar wäre, werden in Deutschland aufgrund mangelnder Direktstrahlung nicht kommerziell genutzt). Dieser Aufschwung wurde durch das zu Jahresanfang 2004 in Kraft getretene Vorschaltgesetz [Bundestag 2003] offenbar weiter verstärkt. Da dieses Gesetz die Regelungen des novellierten EEG [Bundestag 2004] für das Jahr 2005 inhaltlich übereinstimmt (lediglich für die Jahre ab 2006 wurde im novellierten EEG die Degression der Vergütungssätze für Freiflächenanlagen geändert), können für die Entwicklung der Photovoltaik die Daten des Jahres 2004 bereits vollständig dem Status zugeordnet werden, wie er bei den übrigen erneuerbaren Energien mit dem Inkrafttreten des novellierten EEG am 01. August 2004 eingetreten ist.

2.8.1 Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

Über die Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung bis Ende 2003 liegen die genauesten Daten aus den Berichten zum 100.000-Solarstrom-Programm vor. Außer bei [Kreitzmann et al. 2005] wird allgemein wird davon ausgegangen, dass in den Jahren 1999 bis 2003 weit über 80 % aller Fotovoltaik-Anlagen Deutschlands im Rahmen dieses Programms errichtet wurde. Durch die von der KfW veröffentlichten Statistiken [KfW 1999-2003] und Berichte [Oppermann 2004] zum 100.000-Solarstrom-Programm besteht hier sowohl nach Bundesländern als auch nach Größenklassen der Anlagen gegliedert ein recht genauer Überblick. Fast alle vorliegenden Quellen gehen davon aus, dass mehr als 90 % der 1999 bis 2002 in Deutschland installierten Anlagenleistung im Rahmen dieses Programms gefördert wurde [EurObserv'ER 2002 ff.], [Fawer-Wasser 2004], [IEA 2005], erst 2003 wurden Anlagen in nennenswertem Umfang auch außerhalb des Programms installiert, nachdem dieses zur Jahresmitte ausgelaufen war. Abweichend davon geht die Zeitschrift Photon davon aus, dass bereits bis 2003 auch außerhalb des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms eine größere Anzahl von Anlagen installiert wurde als bisher angenommen [Kreutzmann et al. 2005].
2004 war das erste Jahr, in dem die Regelungen des novellierten EEG [Bundestag 2003], [Bundestag 2004] über ein Kalenderjahr hinweg zur Anwendung kamen. Dabei zeichnet sich

ab, dass hier hinsichtlich der tatsächlich installierten Leistung erhebliche Unterschiede zwischen den Einschätzungen der Solarwirtschaftsverbände und aktuellen Recherchen der Zeitschrift Photon liegen [Kreutzmann et al. 2005]. Die Befragungen des VDEW bei den Netzbetreibern [Kiesel 2005] waren aufgrund der begrenzten Rücklaufquote ebenfalls nicht aussagefähig, da die Zuordnung der Nicht-Antworten auf die einzelnen EVU aus datenschutzrechtlichen Gründen nicht möglich war. Für ein Hochrechnungsverfahren auf der Grundlage genauerer Angaben des VDEW [Kiesel 2006] fehlten wiederum andere Eckwerte, so dass sich eine Nutzung dieser Datenquelle nicht als zielführend erwies.

In einem ersten Schritt wurden daher zur besseren Abschätzung auch die eingespeisten Strommengen in die Berechnung mit einbezogen (s. u.).

Unabhängig von der genutzten Quelle wird deutlich, dass sich die neu installierte Leistung im Jahr 2004 gegenüber 2003 mindestens verdoppelt hat.

In Tabelle 2-14 sind die genannten Datenquellen für die Jahre 2001 bis 2004 zusammengestellt.

Tabelle 2-14 Fotovoltaik: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland

	2001	2002	2003	2004
Insgesamt installierte Leistung zum Jahresende nach [IEA 2005]	194,6 MW	278 MW	431 MW	794 MW
Davon im Bezugsjahr neu installierte Leistung a) nach [IEA 2005] b) nach [BSW 2006]	80,9 MW	83,4 MW	153 MW	363 MW ca. 400 - 500 MW
Neu installierte Leistung nach [Kreutzmann et al. 2005], mit Fortschreibung [photon 2006]	131 MW	174 MW	213 MW	727 MW
Darunter im 100.000-Dächer-Programm [Oppermann 2004]	76 MW	78 MW	146 MW	0
Anzahl der Anlagen im 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm [Oppermann 2004]	19.326	15.191	19.844	0
Mittlere Anlagengröße im 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm (errechnet aus [Oppermann 2004])	3,9 kW	5,1 kW	7,4 kW	-

Quellen: [BSW 2006], [IEA 2005], [Kreutzmann et al. 2005], [Oppermann 2004], [Photon 2006], [VDN 2005 c]

Anm.: Angaben beziehen sich auf alle Anwendungsfälle (Dächer, Freifläche), wobei die in den letzten Jahren errichteten Anlagen bis auf marginale Ausnahmen auch netzgekoppelt waren.

Unter Zuhilfenahme der Daten zu den eingespeisten Strommengen sowie des mittleren Jahresertrages ganzjährig betriebener Fotovoltaik-Anlagen in den jeweiligen Bezugsjahren (Daten in Tabelle 2-15) lässt sich die in Deutschland installierte Leistung genauer abschätzen. Danach lag die neu installierte Leistung in den Jahren 2001 und 2002 bei 80 bis 100 MW (etwa stagnierend), im Jahr 2003 bei 150 bis 200 MW und im Jahr 2004 zwischen 500 und 600 MW. Diese Daten lassen sich auch mit den im Internet veröffentlichten Hochrechnungen [Photon 2006] in Übereinstimmung bringen, wenn man ausgehend von den erhobenen Basisdaten andere Hochrechnungsverfahren anwendet. 2005 stieg die neu installierte Leistung noch um ca. 10 % an, wie sich aus den Befragungen (im Januar 2006) ergab. In Abbildung 2-9 sind die Ergebnisse dieser Abschätzung dargestellt. Der wesentliche Unsicherheitsfaktor ist dabei jeweils der Stromertrag derjenigen Anlagen, die erst im Bezugsjahr in Betrieb gingen, da diese mit unterschiedlichen zeitlichen Schwerpunkten in Betrieb genommen wurden. Dadurch wurde in den meisten Jahren von den neuen Anlagen deutlich weniger als die Hälfte des Ertrags eingespeist, den ganzjährig betriebene Anlagen aufweisen konnten.

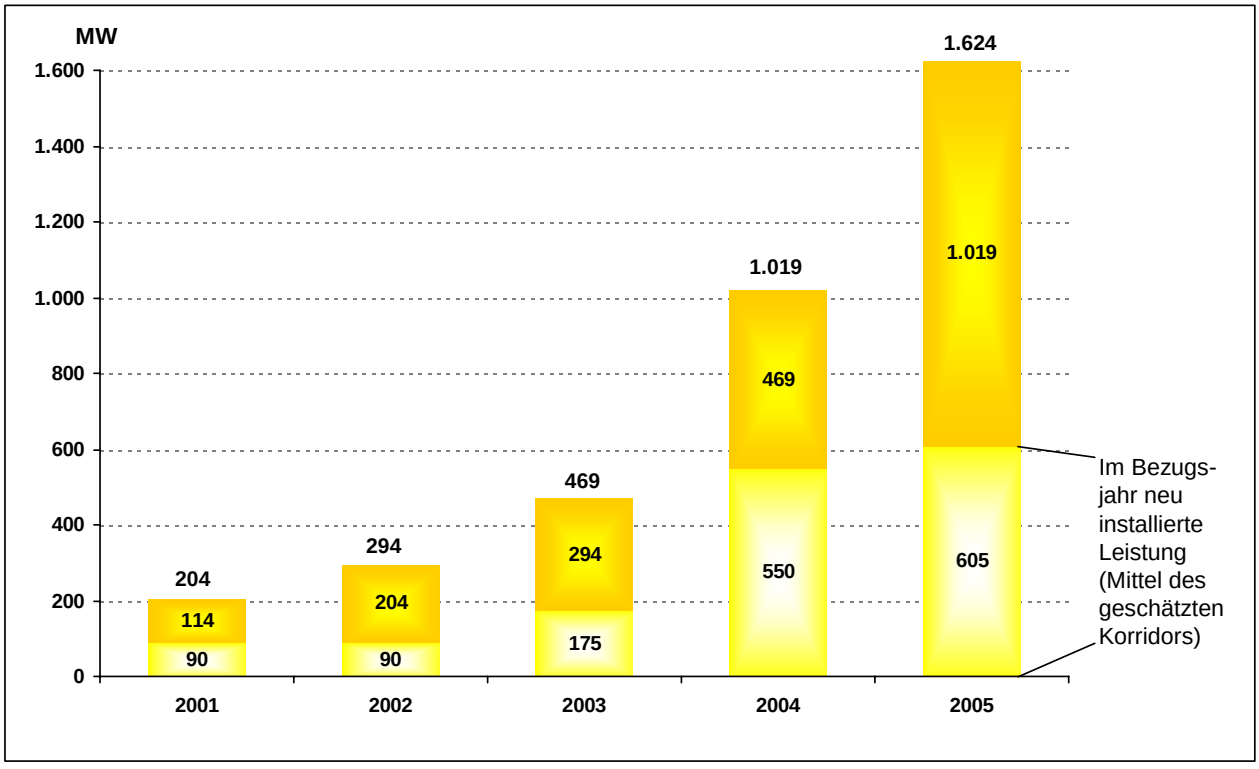


Abbildung 2-9 **Fotovoltaik: Entwicklung der installierten Leistung 2001 bis 2005 (netzgekoppelte Dach- und Freiflächenanlagen)**

2.8.2 Entwicklung der Stromeinspeisung nach EEG und deren Vergütung

Die Stromeinspeisung der Fotovoltaik-Anlagen nach dem EEG wird jährlich vom VDN erfasst. Darüber hinaus ergibt sich aus dem Energiestatistik-Gesetz für die einzelnen Netzbetreiber die Verpflichtung, die eingespeisten Strommengen aus unterschiedlichen erneuerbaren Energien den Statistischen Landesämtern zu melden, die diese Daten anschließend an das Statistische Bundesamt weiter melden.

Die Daten des VDN werden dabei als sicherer eingestuft, da sie auf den Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber beruhen, deren Richtigkeit jeweils durch Wirtschaftsprüfer bescheinigt wurde.

Die dort veröffentlichten Daten differenzieren allerdings nicht nach den einzelnen Kategorien des neuen EEG, sondern fassen den gesamten eingespeisten Solarstrom zusammen. Eine Differenzierung nach Kategorien findet sich lediglich in der Detaillierten Mittelfristprognose des VDN vom Februar 2005 [VDN 2005a]. Die dortigen Daten können für die Jahre bis 2003 als stabil gelten (geringe Abweichungen durch nachträgliche Korrekturen sind jedoch nicht ausgeschlossen) – für 2004 handelt es sich jedoch noch um Prognosewerte, die von der im Oktober veröffentlichten Jahresabrechnung teilweise deutlich abweichen.

Für die Solarenergie wurde im alten EEG jedoch nicht nach Kategorien differenziert, für das Jahr 2004 wurde beim VDN keine Differenzierung nach den Kategorien dargestellt.

Die gezahlten Vergütungen hängen jeweils vom Jahr der Inbetriebnahme der Anlage ab, ab 2004 zusätzlich von den Kategorien (Freilandanlage, Aufdachanlagen verschiedener Größen, gebäudeintegrierte bzw. Fassaden-Anlagen). Die Summe der Vergütungen wurde vom VDN jeweils in den Jahresabrechnungen erfasst [VDN 2001-2005], eine Differenzierung nach der Herkunft (Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft etc.) ist darin allerdings erst seit der Jahresabrechnung 2004 dargestellt. Die Vergütungssummen der vorangegangenen Jahre wurden der Mittelfristprognose vom Februar 2005 [VDN 2005 a] entnommen. Mit Hilfe dieser Quellen lassen sich auch die durchschnittlichen Vergütungen ableiten.

Aus den Jahresabrechnungen des VDN ergeben sich so für die Jahre seit 2001 die in Tabelle 2-15 dargestellten vergüteten Solarstrommengen sowie deren absolute durchschnittliche Vergütung.

Tabelle 2-15 Entwicklung der Solarstromeinspeisung und deren Vergütung in Deutschland

	2001	2002	2003	2004
mittlerer Jahresertrag ganzjährig betriebener Fotovoltaik-Anlagen (kWh pro kW) [SFV 2006]	816	852	1.024	912
Insgesamt eingespeiste Strommenge Solarstrom in GWh [VDN 2005 c]	76,2	148,1	294,2	556,5
Stromabgabe an Letztverbraucher aus dem dt. Stromnetz [VDN 2005 b]	464.286 GWh	465.346 GWh	478.016 GWh	487.627 GWh
Marktanteil des Fotovoltaik-Stroms in Prozent [eigene Berechnung]	0,016%	0,032%	0,062%	0,114%
Gesamtvergütung in 1000 Euro	38.583	74.628	144.449	282.650
Mittlere Vergütung (Eurocent pro kWh)	50,63	50,39	49,10	50,79

Quelle: [SFV 2006], [VDN 2005 b], [VDN 2005 c]

Aus Tabelle 2-15 und Abbildung 2-10 wird ersichtlich, dass die eingespeisten Strommengen sich in den analysierten drei Jahren fast jährlich verdoppelt haben. Für das Jahr 2005 wird erstmals das Überschreiten von 1 TWh Solarstrom-Einspeisung prognostiziert [VDN 2005 b]. Die damit verbundenen mittleren spezifischen Vergütungen sind bis 2003 auf Grund der Degression der Einspeisetarife des alten EEG gesunken, 2004 sind sie wieder leicht angestiegen, was sich auf die in der Novelle erhöhten Einspeisevergütungen für Anlagen an und auf Gebäuden zurückführen lässt.

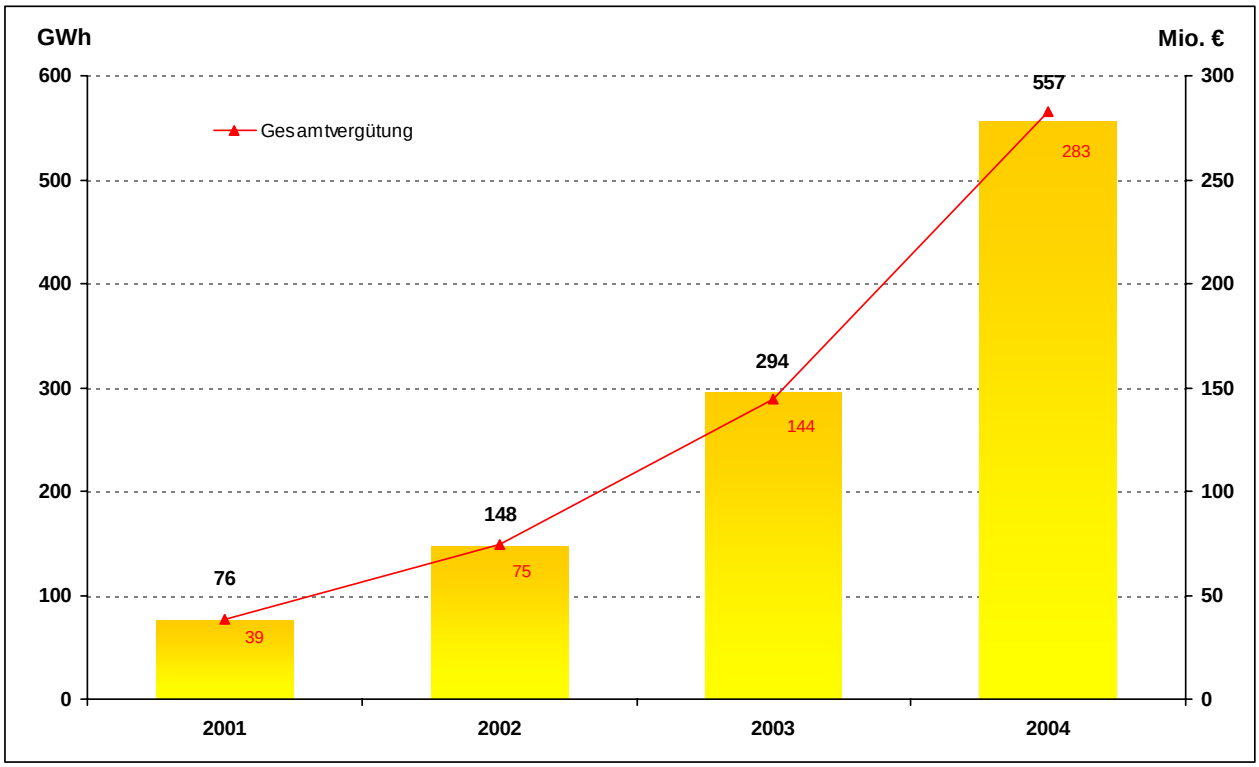


Abbildung 2-10 Entwicklung der Solarstrom-Einspeisung 2001 bis 2004 und ihrer Vergütung

2.8.3 Einschätzungen zur weiteren Marktentwicklung

Für die weitere Marktentwicklung liegen unterschiedliche Quellen vor. Der VDN hat eine Mittelfristprognose veröffentlicht, die in regelmäßigen Abständen fortgeschrieben wird und sich direkt an den Vergütungssätzen des EEG orientiert. Darüber hinaus wurden interne Quellen aus laufenden Projekten genutzt und mehrere Akteure zu ihren Einschätzungen befragt. Alle Aussagen beziehen die bis Oktober 2006 bekannten Quellen mit ein.

Demnach ist die neu installierte Leistung im Jahr 2005 gegenüber 2004 noch um etwa 10 bis 15 % angewachsen, nachdem sie sich 2004 gegenüber 2003 verdreifacht hatte. Für 2006 und 2007 wird das Zubauvolumen vermutlich noch langsamer anwachsen oder stagnieren. Dies lässt sich hauptsächlich darauf zurückführen, dass die 2004 und 2005 erzielbaren Renditen und Gewinne vorläufig nicht mehr möglich sind. Während die Einspeisevergütungen für neue Anlagen weiter der Degression unterliegen, hat die hohe Nachfrage der beiden letzten Jahre zu einer Knappheit auf dem Silizium-Markt und damit zu steigenden Preisen geführt. Bei den Freiflächenanlagen, bei denen die Degression seit dem 31.12.2005 mit 6,5 % stärker als bei den Dachanlagen ausfällt, und bei denen zudem die 2004 gezahlte Grundvergütung niedriger

als bei Dachanlagen war, ist ein deutlicher Rückgang des Marktvolumens bereits 2006 erkennbar. Die Hersteller geraten damit unter einen verschärften Preisdruck, der trotz Silizium-Engpass schon im Laufe des Jahres 2006 erstmals wieder zu sinkenden Preisen führte. Bis dahin besteht in der Branche ein hoher Anreiz, Silizium sparende und andere Kosten senkende Innovationen einzusetzen.

Durch den Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Solarsilizium ist ab 2008 mit einer Entspannung des Marktes und sinkenden Gestehungskosten zu rechnen. Inwieweit das Angebot an Silizium dann die Nachfrage überkompensieren wird, hängt allerdings stark davon ab, in welchem Umfang sich die ausländischen Märkte entwickeln werden. Der Boom des Jahres 2004 hatte dazu geführt, dass in Deutschland rund die Hälfte des gesamten Weltmarktes an Fotovoltaik-Modulen abgesetzt und installiert wurde. Diese Relation wird sich in den nächsten Jahren dadurch verändern, dass in anderen Ländern (europa- und weltweit) neue Vergütungsregelungen greifen, die auch dort zu stark wachsender Nachfrage führen werden (und z. T. schon geführt haben).

Die aktuelle Mittelfristprognose des VDN [VDN 2005 b] zu den EEG-Strommengen kann vor diesem Hintergrund für 2005 als realistisch, ab 2006 als eher konservative Schätzung angesehen werden. Eine jährliche Steigerung der eingespeisten Strommenge um 400 bis 500 GWh jährlich ist in den nächsten drei Jahren realistisch, falls der Zubau an neu installierten Anlagen nicht zurückgeht.

2.8.4 Akteurinnen und Akteure sowie Branchenentwicklung

Die Akteure im Bereich der Fotovoltaik gliedern sich in drei Gruppen:

- Private Institutionen, deren ideelles Ziel die Verbreitung der regenerativen Energien und insbesondere der Solarenergie ist
- Wissenschaftliche Institutionen, die sich mit technischen Fragen und einer eher neutralen Bewertung der Sonnenergie befassen
- Wirtschaftsverbände, deren Erfolg von der Entwicklung der Solarwirtschaft abhängt

Unter den privaten Institutionen kann der **Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV)** hervorgehoben werden, der das Ziel einer ausschließlich regenerativen Stromversorgung verfolgt und daher auch erreichen möchte, dass der gesamte in den nächsten Jahren zu erneuernde Kraftwerkspark konventioneller Kraftwerke durch regenerative Energien ersetzt wird. Der

SFV (ca. 2100 Mitglieder) hat dazu auch einige Vorstellungen zu einer Umstrukturierung des Steuersystems eingebracht, die eine völlige Verlagerung der Lohnnebenkosten auf Energiesteuern vorsehen. Daneben pflegt der SFV eine aktuelle Datenbank über die Stromerträge von rund 3.000 Fotovoltaik-Anlagen, aus der sich auch regionale Ertragskennwerte ableiten lassen. Im Internet stellt sich der SFV unter www.sfv.de dar.

Die **Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V. (DGS)** versteht sich ebenfalls als Verein zur Förderung der Solarenergie, der privaten Interessenten offen steht. Er wendet sich (im Sinne des Verbraucherschutzes) auch direkt an die Endverbraucher (die ggf. Solaranlagen betreiben), arbeitet jedoch stärker wissenschaftlich, so auch an technischen Regelwerken (z. B. RAL-Güteschutzrichtlinie für Fotovoltaik-Anlagen). Die DGS stellt auch die deutsche Sektion der International Solar Energy Society dar. Unter den ca. 3.000 Mitgliedern befinden sich zudem rund 350 Unternehmen (die teilweise mehrfach organisiert sind). Im Internet stellt sich die DGS unter www.dgs.de dar.

Der **Forschungsverbund Sonnenenergie e. V. (FVS)** ist eine Kooperation der außeruniversitären Forschungsinstitute in Deutschland auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Mit dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung erforschen und entwickeln die Mitgliedsinstitute neue Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Die Mitgliedsinstitute stimmen ihre Forschung untereinander ab. In strategischen Partnerschaften werden langfristige Ziele und Aufgaben definiert, Aktivitäten und Know-how vernetzt und Erfahrungen ausgetauscht. Der FVS hat acht Institute als Mitglieder, von denen eines (das ZSW in Stuttgart) auch in die Befragung zum Thema Fotovoltaik einbezogen wurde. Die meisten der acht Institute arbeiten mit öffentlicher Grundfinanzierung oder für überwiegend öffentliche Auftraggeber, so dass eine größere Neutralität als bei den Branchenverbänden besteht.

Der **Bundesverband Solarwirtschaft (BSW)** ist seit 2006 die Nachfolge-Organisation der beiden fusionierten Verbände „Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft“ (UVS) und „Bundesverband Solarindustrie“ (BSI). Der BSI war seinerseits vor einigen Jahren aus einer Verbändefusion entstanden. Der BSW hat ca. 650 Mitglieder, die in der Regel Unternehmen sind. Diese Mitglieder decken ca. 80 % des Umsatzes der deutschen Solarwirtschaft ab, wobei der Organisationsgrad in der Industrie (Hersteller von Modulen, Zellen und Wafern) höher als 80 % liegt, im Handwerk (Installateure etc.) eher niedriger. Der BSW ist somit die zentrale Interessenvertretung der deutschen Solarbranche auf nationaler und auch internationaler Ebene.

Im Zuge des Projektes wurden im Januar 2006 telefonisch befragt:

- Dr. Uwe Hartmann, Vizepräsident der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e. V. (DGS)
- Carsten Körnig, Geschäftsführer des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW);
- Dr. Hans-Jörg Gabler, Bereichsleiter des Geschäftsbereiches „Photovoltaik“ und Mitglied des Vorstandes im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Die Befragungsergebnisse sind in die einzelnen Unterkapitel eingeflossen.

Durch den Aufschwung bei der Nutzung der Fotovoltaik hat sich in Deutschland eine neue Branche etabliert, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Siliziumherstellung bis zur Installation der Anlagen auf dem Dach abdeckt. Dabei kam es auch zu Ansiedlungen international tätiger Konzerne in Deutschland. Der Bundesverband Solarwirtschaft nennt für das Jahr 2005 ca. 20.000 Beschäftigte bei Produktion, Vertrieb und Installation von Solarstromanlagen [BSW 2005]. Der Branchenumsatz der Fotovoltaik-Branche im Jahr 2005 wird mit vom BSW auf 3 Milliarden Euro geschätzt, was einer Versechsfachung in drei Jahren entspricht (2002: 500 Mio. €, 2003: 750 Mio. €, 2004: 2,5 Milliarden € Branchenumsatz) [BSW 2006]. Die Exportquote der deutschen Solarzellenhersteller überstieg 2005 erstmals ein Drittel des Umsatzes.

Die meisten Teile der Wertschöpfungskette (Herstellung der Wafer, der Zellen, der Module) werden von Unternehmen erbracht, deren Umsatz ausschließlich auf Fotovoltaik beruht. Bei der Planung und Installation (ca. 20 % der Wertschöpfung) gibt es sowohl rein auf Fotovoltaik spezialisierte Unternehmen als auch Unternehmen (Ingenieurbüros, Elektroinstallateure), für die die Fotovoltaik eine von mehreren wirtschaftlichen Säulen ist.

Somit hat sich eine wachsende Branche aus Unternehmen herausgebildet, deren Existenz im Wesentlichen von der durch das EEG gewährten Planungssicherheit für die Einspeisung von Solarstrom abhängt.

2.9 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Überblick

Die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien hat sich in den drei Jahren von 2001 bis 2004 mehr als verdoppelt, gleiches gilt für die nach EEG gezahlten Vergütungen für den eingespeisten Strom. Die Windenergie dominiert im Bereich des EEG-Stroms weiterhin mit etwa zwei Dritteln des eingespeisten EEG-Stroms. Die in Abbildung 2-11 dargestellten Stromeinspeisungen aus Wasserkraft umfassen die Großanlagen ab 5 MW nicht, da diese keine Vergütung nach EEG erhalten. Würden diese einbezogen, so läge das Gewicht der Wasserkraft insgesamt bis 2003 noch oberhalb der durch Windenergie eingespeisten Strommengen. Bei den Vergütungen wird ab 2004 erstmals der überproportional starke Anstieg der Fotovoltaik erkennbar, da hier die spezifischen Vergütungen deutlich höher ausfallen als bei den übrigen dargestellten Energieträgern.

Somit wirken sich Veränderungen bei den spezifischen Vergütungen in den Bereichen Windenergie und Fotovoltaik am stärksten auf das Gesamtsystem der EEG-Vergütungen aus. Ebenfalls überproportional fällt der Anstieg des Stroms aus Biomasse aus, während der Anstieg beim Grubengas das Gewicht der Kategorie „Deponie-, Klär- und Grubengas“ nicht erhöhen konnte. Aufgrund der Stagnation bei der installierten Leistung der Wasserkraft ist deren Anteil an der Stromeinspeisung deutlich zurückgegangen, am stärksten fiel der Rückgang im trockenen Jahr 2003 aus.

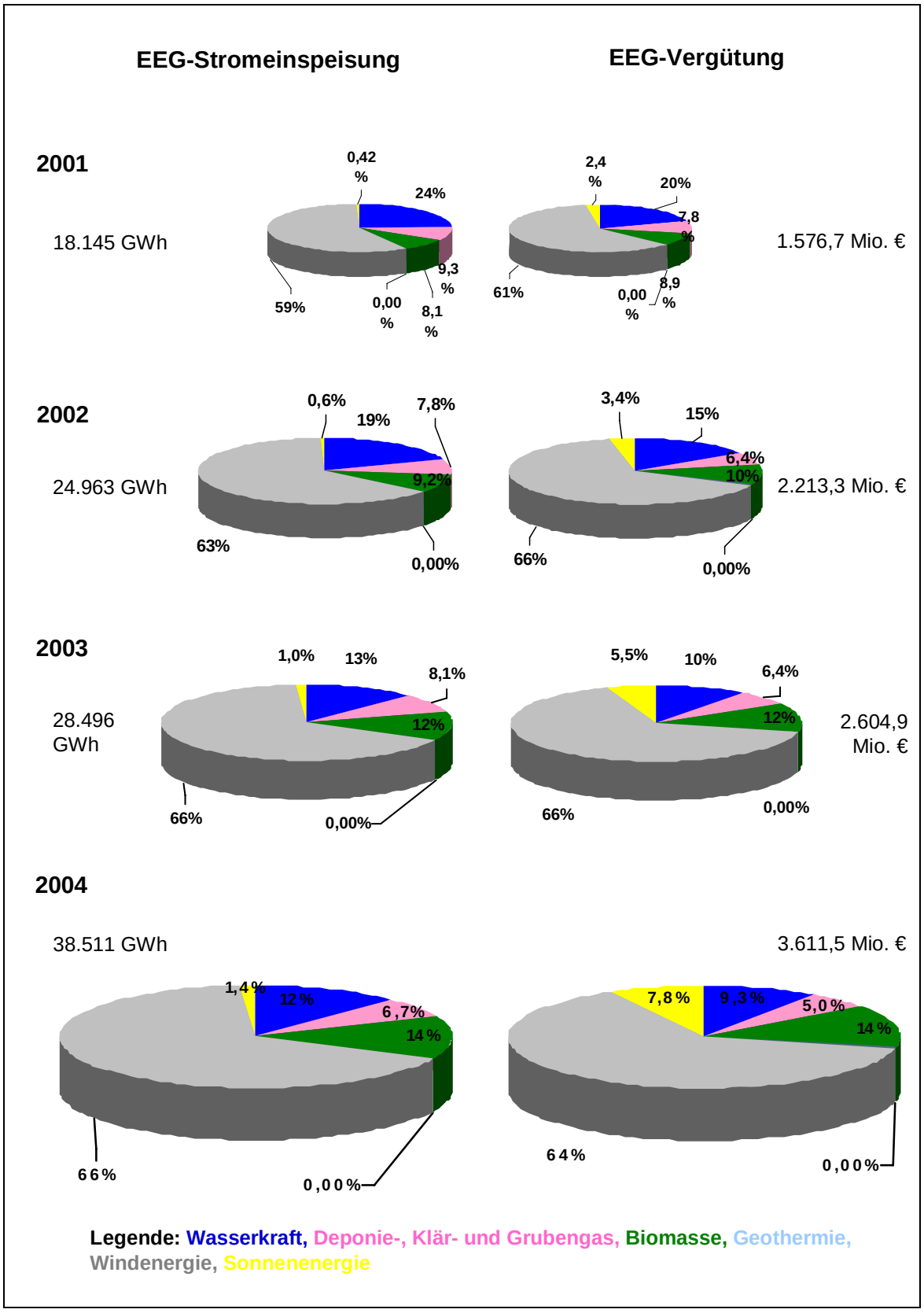


Abbildung 2-11 **Entwicklung der eingespeisten Strommengen und ihrer Vergütung für alle nach EEG begünstigten regenerativen Energien von 2001 bis 2004**

3 Analyse der Auswirkungen des EEG-Wälzungsmechanismus auf die Letztverbraucher

3.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Nach der erstmaligen Einführung der besonderen Ausgleichsregelung („Härtefallregelung“) mit der Änderung des EEG vom 16. Juli 2003 (EEG §11a) wurde diese Regelung bei der Novellierung im Jahr 2004 ausgeweitet (EEG-Novelle §16). Dabei wurden auch Unternehmen mit geringerer Stromintensität und geringerem Stromverbrauch in die Regelung einbezogen. Um die Belastung nicht-privilegierter Abnehmer bei gleichzeitig wachsender Entlastung privilegierter Abnehmer nicht zu groß werden zu lassen, wurde zusätzlich eine so genannte Deckelung (EEG-Novelle § 16 Abs. 5 Satz 1) eingeführt. Diese begrenzt den Anstieg der härtefallbedingten Belastung auf max. 10% der EEG-bedingten Vorjahresbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher. Dadurch entsteht ein komplexer Regelungsmechanismus.

Ziel dieses Untersuchungsteils ist die Analyse und Bewertung des Regelungsmechanismus hinsichtlich seiner finanziellen Auswirkungen auf die Letztverbraucher – getrennt nach Sektoren und Verbrauchertypen. Im besonderen Blickpunkt stehen dabei die stromintensiven Wirtschaftszweige.

3.2 Vorgehensweise

3.2.1 Struktur und Aufbau

Dieser Untersuchungsteil ist in mehrere Abschnitte gegliedert.

- Im ersten Abschnitt wird zunächst der Wälzungsmechanismus nach EEG-Novelle §14 und die Umlage der EEG-bedingten Belastung auf die Letztverbraucher sowie die besondere Ausgleichsregelung (so genannte „Härtefallregelung“) nach EEG §11a und

EEG-Novelle §16 erläutert. Zur Veranschaulichung wird die Entwicklung ausgewählter Rahmendaten über den Zeitverlauf aufgezeigt und erörtert.

- Um eine Bewertungsgrundlage für die Wirkungen des EEG zu schaffen, wird in einem zweiten Abschnitt die wirtschaftliche Gesamtsituation sowie der Letztverbrauch an Strom für verschiedene Verbrauchertypen analysiert. Als weitere Grundlagen werden die Strompreise sowie deren Bestandteile erörtert. Der Sektor „Produzierendes Gewerbe“ wird für die spätere Analyse der Härtefallregelung detaillierter dargestellt und nach ausgewählten Wirtschaftszweigen differenziert.

- Im dritten Abschnitt erfolgt die Analyse der EEG-bedingten Belastung der einzelnen Verbrauchertypen. Hier wird sowohl die absolute als auch die relative Belastung (z.B. Anteil gemessen an der Bruttowertschöpfung, dem verfügbaren Einkommen, dem Umsatz, etc.) der Letztabnehmer untersucht. Besonderes Gewicht wird hierbei auf eine Quantifizierung der typischen Härtefallgruppen nach EEG-Novelle §16 gelegt (stromintensive Betriebe des produzierenden Gewerbes). Die so ermittelte Entwicklung der absoluten und relativen Belastungen der Letztabnehmer über die Zeit dient schließlich der kritischen Analyse und Bewertung. Insbesondere wird untersucht, ob die Novellierung des EEG bei Einzelgruppen zu einem Anstieg der Belastung bzw. zu einer Entlastung geführt hat.

3.2.2 Statistische Grundlage und Datensituation

Die Darstellung und Analyse des Status der Letztverbraucher sowie deren EEG-bedingte Belastung stützt sich hauptsächlich aus offiziellen Quellen:

- Statistisches Bundesamt (StBA),
- Verband der Netzbetreiber (VDN),
- Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften (EUROSTAT),
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und
- AG Energiebilanzen (AGEB).

Im Einzelnen wurden zur Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Situation der Letztverbraucher sowie zur Charakterisierung deren Stromabnahme folgende Jahre und Daten als Ausgangsbasis verwendet:

- Jährliche Kostenstrukturerhebung des Verarbeitenden Gewerbes für 2000 bis 2003 (StBA),
- Material- und Wareneingang 2002 (StBA),
- Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden 2002 (StBA).

Die Quantifizierung der Wirkung der Härtefallregelung auf einzelne Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes erfolgt auf Basis von Daten des BAFA für die Antragsjahre 2004 und 2005. Aus Datenschutzgründen liegen diese Daten für die von der Härtefallregelung betroffenen Wirtschaftszweige nur auf 2-Steller[4] Ebene vor, was eine detaillierte Darstellung und Analyse dieser Regelung erschwert.

Für alle nachfolgend beschriebenen Datenanalysen gilt: Sofern die Genauigkeit der verfügbaren Daten (z. B. Feinheit der Zeitscheiben) nicht ausreicht, werden Datenlücken auf nachvollziehbare Weise durch Fortschreibung oder plausible Schätzungen geschlossen, um ein vollständiges Bild zu erhalten. Dabei wurde im Einzelnen wie folgt vorgegangen:

- Fortschreibung der Kostenstruktur auf Basis des Jahres 2003 mit dem Produktionsindex sowie dem Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte für die Jahre 2004 und 2005,
- Fortschreibung der Stromkosten auf Basis des Jahres 2002 mit dem Produktionsindex und Strompreisindex für Sondervertragskunden für die Jahre 2003, 2004 und 2005,
- Fortschreibung des Stromverbrauchs auf Basis des Jahres 2002 mit dem Produktionsindex für die Jahre 2003, 2004 und 2005.

Eine genauere Beschreibung des Fortschreibungskonzepts findet sich im Kapitel 3.4.3.2.

[4] Wirtschaftszweige werden in unterschiedlicher Gliederungstiefe dargestellt. Die 2-Steller Ebene stellt eine grobe Gliederungsstufe dar.

3.3 Wälzungsmechanismus und besondere Ausgleichsregelung

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über das Funktionsprinzip des so genannten „Wälzungsmechanismus nach EEG“ (EEG-Novelle §14) sowie der „besonderen Ausgleichsregelung“ (EEG §11a bzw. EEG Novelle §16) gegeben.

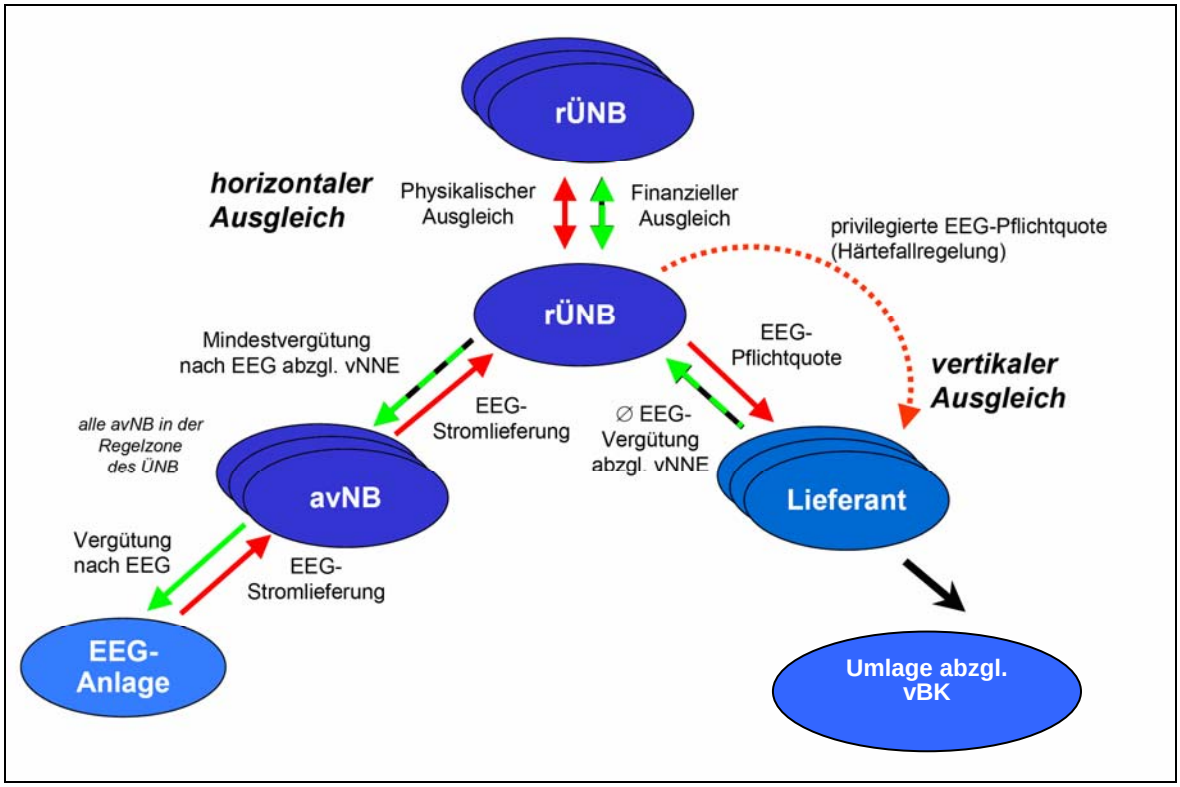
3.3.1 Der Wälzungsmechanismus nach EEG

Die Überwälzung des eingespeisten EEG-Stroms sowie der finanziellen Belastung aufgrund der gezahlten Vergütungen (so genannte „EEG-bedingte Belastung“) erfolgt in den folgenden fünf Schritten:

1. Überwälzung von der EEG-Anlage auf die abnahmeverpflichteten Netzbetreiber (avNB) der jeweiligen Regelzone,
2. Überwälzung von den avNB auf den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (rÜNB),
3. Ausgleich zwischen den rÜNB,
4. Überwälzung von den rÜNB auf die Stromlieferanten und
5. Überwälzung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher.

Die Schritte 1-4 sind in EEG-Novelle §14 geregelt, während die Umlage der EEG-bedingten Belastung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher gesetzlich nicht festgelegt ist.

Abbildung 3-1 stellt den Wälzungsmechanismus nach EEG-Novelle §14 graphisch dar.



Quelle: VDN, 2005

Abbildung 3-1 Wälzungsmechanismus gemäß der EEG-Novelle von 2004

3.3.1.1 Überwälzung von der EEG-Anlage auf die avNB

In einem ersten Schritt nehmen die avNB der jeweiligen Regelzone den von EEG Anlagen eingespeisten Strom ab und zahlen hierfür die entsprechende Vergütung an die Anlagenbetreiber.

3.3.1.2 Überwälzung von den avNB auf die rÜNB

In Schritt zwei leiten die avNB einer Regelzone den abgenommenen EEG-Strom an den jeweiligen rÜNB weiter. Der weitergeleitete EEG-Strom wird den avNB entsprechend der gültigen Mindestvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) erstattet.

3.3.1.3 Ausgleich zwischen den rÜNB

In Schritt 3 werden die EEG-Strommengen und die resultierende finanzielle Belastung aufgrund der Abnahme von EEG-Strom zwischen den rÜNB (dies sind die Stromnetzunternehmen der vier Energieversorgungsunternehmen RWE, EON, Vattenfall und EnBW) ausgegli-

chen. Als Folge nimmt jeder rÜNB eine einheitliche Quote an EEG-Strom, welche sich an der jeweiligen gesamten Stromabgabe an Letztverbraucher orientiert, ab. Somit zahlen alle rÜNB einen gleichen durchschnittlichen Vergütungssatz für EEG-Strom. Dieser horizontale Ausgleich in finanzieller und physikalischer Hinsicht vermeidet eine regionale Ungleichbehandlung der rÜNB.

3.3.1.4 Überwälzung von den rÜNB auf die Stromlieferanten

In Schritt vier findet ein vertikaler Ausgleich zwischen den rÜNB und Stromlieferanten statt, indem EEG-Strom und die resultierende finanzielle Belastung an die Stromlieferanten weitergewälzt werden. Hierbei wird ein annäherungsweise der tatsächlichen Einspeisung von EEG-Strom entsprechendes Profil zugrunde gelegt. So hat jeder Stromlieferant einen einheitlichen Anteil EEG-Strom an seinem gesamten Stromabsatz (so genannte „EEG-Quote“) abzunehmen und hierfür eine Vergütung (so genannte „durchschnittliche EEG-Vergütung“) abzüglich vNNE zu entrichten. EEG-Strom, welcher auf von der Härtefallregelung privilegierte Letztverbraucher überwälzt wird, wird von den rÜNB an die Stromlieferanten gesondert geliefert und abgerechnet.

3.3.1.5 Überwälzung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher

Die Überwälzung von EEG-Strom sowie die Umlage der EEG-bedingten Belastung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher ist nicht explizit im EEG geregelt. Folglich ist es den Stromlieferanten freigestellt, die EEG-Stromenge sowie die EEG-bedingte Belastung an die Letztverbraucher weiter zu geben. In der Praxis wird jede von Letztverbrauchern abgenommene Kilowattstunde (kWh) Strom mit einem Aufschlag (so genannter „Wälzungsbetrag“ oder „EEG-Umlage“) belegt. Dieser Überwälzungsschritt wird im Folgenden ausführlicher dargestellt.[5]

3.3.1.6 Bestimmung der Umlage

Wie oben dargestellt, zahlt der Stromlieferant *i* an den jeweiligen rÜNB aufgrund des EEG-Wälzungsmechanismus einen Betrag, welcher sich aus dem Produkt der aktuellen EEG-

[5] Im Anhang A.2 findet sich eine formale Darrstellung der Umlage der EEG-bedingten Belastung auf die Letztverbraucher.

Quote, dem aktuellen Stromabsatz des Stromlieferanten *i*, sowie der aktuellen EEG-Durchschnittsvergütung (vermiedene Netznutzungsentgelte sind hier schon in Abzug gebracht) zusammensetzt. Allerdings wird dieser Betrag nicht vollständig auf die Letztverbraucher überwälzt, da die Stromlieferanten aufgrund der Abnahme von EEG-Strom auch vermiedene Kosten – in der Form von vermiedenen Beschaffungskosten für Nicht-EEG Strom – haben. Diese vermiedenen Kosten werden in der Praxis bei der Überwälzung auf die Letztverbraucher berücksichtigt, indem sie von der durchschnittlichen EEG-Vergütung abgezogen werden.

Demnach setzt sich die EEG-bedingte Belastung für den Stromlieferanten *i* im Jahr *t* wie folgt zusammen:

$$\textit{EEG-Belastung}_{i,t} = \textit{EEG-Quote}_{t} * \textit{Stromabsatz}_{i,t} * (\textit{EEG-Durchschnittsvergütung}_{i,,t} - \textit{vermiedene Beschaffungskosten Nicht-EEG-Strom}_{i,t})$$

Die Höhe der EEG-bedingten Belastung hängt somit von den zugrunde liegenden vermiedenen Beschaffungskosten für Nicht-EEG-Strom des jeweiligen Stromlieferanten ab. Dies hat zur Folge, dass die EEG-bedingte Mehrbelastung zwischen den einzelnen Lieferanten variieren kann. Diese EEG-bedingte Mehrbelastung der Stromabnehmer wird in der Praxis gleichmäßig auf alle von den Letztverbrauchern abgenommenen kWh Strom verteilt (so genannte „EEG-Umlage“). Folglich müssen Letztverbraucher, die von Stromlieferanten mit niedrigen Beschaffungskosten für Nicht-EEG Strom beliefert werden, eine höhere EEG-Umlage tragen.

3.3.2 Besondere Ausgleichsregelung

Am 16 Juli 2003 wurde das EEG um die besondere Ausgleichsregelung (so genannte „Härtefallregelung“) ergänzt, um die EEG-bedingte Belastung stromintensiver Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu reduzieren und diesen Unternehmen aufgrund einer festgeschriebenen EEG-Umlage Planungssicherheit zu geben (EEG §11a). Im Zuge der Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde auch die Härtefallregelung nach EEG §11a modifiziert (EEG Novelle §16). Die Härtefallregelung führt zu einer Unterscheidung zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchern. Privilegierte Letztverbraucher sind jene Letztverbraucher, welche aufgrund der Härtefallregelung entlastet werden. Dementsprechend werden nicht-privilegierte Letztverbraucher durch die Härtefallregelung zusätzlich belastet.

Im Folgenden wird die „alte“ Härtefallregelung nach EEG §11a und die „neue“ Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 vorgestellt.[6]

3.3.2.1 Härtefallregelung nach EEG §11a

Die Härtefallregelung nach EEG §11a privilegierte jene Unternehmen des produzierenden Gewerbes, welche:

1. innerhalb von 12 Monaten an einer Abnahmestelle mehr als 100 GWh Strom abgenommen haben,
2. ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens von größer als 20% haben,
3. EEG-Strom bezogen haben und
4. in den letzten 12 Monaten wesentlich in Ihrer Wettbewerbsfähigkeit aufgrund der EEG-Belastung beeinträchtigt wurden.

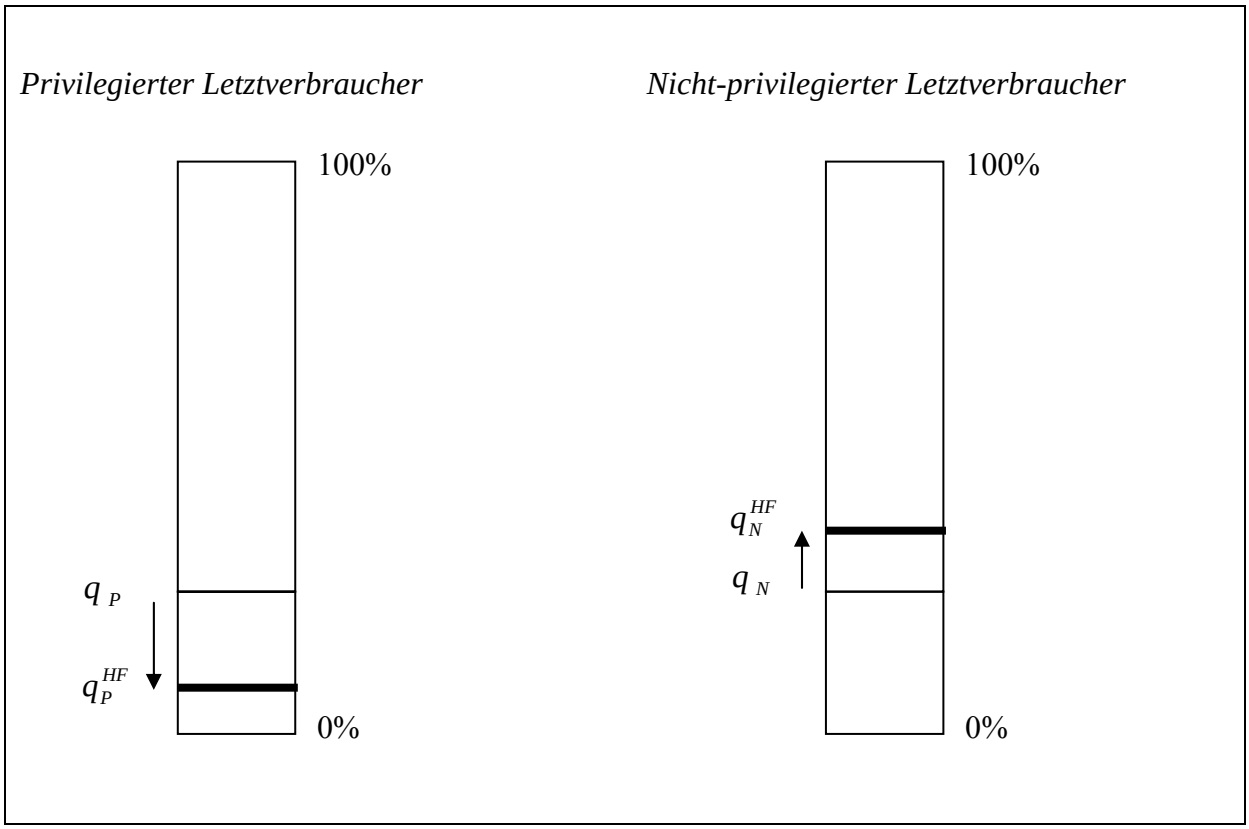
Die Begrenzung für einzelne Unternehmen erfolgte im Voraus auf Antrag beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Die Entscheidung, ob ein Unternehmen privilegiert wurde, geschah auf Basis von Vorjahresdaten des Entscheidungsjahres. Dies bedeutete, dass beispielsweise über Härtefallanträge für 2004 im Jahr 2003, basierend auf von den Unternehmen gemeldeten Daten aus dem Jahr 2002, entschieden wurde. Im Falle eines positiven BAFA-Bescheids galt die Privilegierung für ein Kalenderjahr.

Die Härtefallregelung nach EEG §11a sollte verhindern, dass der EEG-bedingte Aufschlag auf den über 100 GWh hinausgehenden Letztverbrauch auf den Strompreis 0,05 €ct/kWh übersteigt. Deshalb wurde die, für den Letztverbrauch über 100 GWh pro Jahr, anteilig abzunehmende Menge EEG-Strom für jeden privilegierten Letztverbraucher entsprechend begrenzt. Mit anderen Worten musste für den Verbrauch unterhalb von 100 GWh die volle EEG-Quote abgenommen werden, während für den Verbrauch oberhalb von 100 GWh eine individuelle, reduzierte EEG-Quote bestimmt wurde. Folglich erfuhr die EEG-Quote für pri-

[6] Im Anhang A.2 findet sich eine formale Darstellung der „alten“ und „neuen“ Härtefallregelung.

vilegierte Letztverbraucher (q_P^{HF}) und nicht-privilegierte Letztverbraucher (q_N^{HF}) eine Anpassung.

Abbildung 3-2 illustriert die Situation für einen ausgewählten privilegierten sowie nicht-privilegierten Letztverbraucher im Fall mit Härtefallregelung nach EEG §11a.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 3-2 Härtefallregelung nach EEG §11a

Vor Einführung der Härtefallregelung nach EEG §11a entsprach die EEG-Quote für privilegierte Letztverbraucher (q_P) der EEG-Quote für nicht-privilegierte Letztverbraucher (q_N). Die Einführung der Härtefallregelung führte nun zu einer höheren EEG-Quote für nicht-privilegierte Letztverbraucher (q_N^{HF}) und einer niedrigeren EEG-Quote für privilegierte Letztverbraucher (q_P^{HF}) verglichen mit dem Fall ohne Härtefallregelung (q_N bzw. q_P). Somit wurde ein Teil der EEG-bedingten Belastung der privilegierten Letztverbraucher durch die Be-

grenzung der abzunehmenden Menge EEG-Strom auf die nicht-privilegierten Letztverbraucher übertragen.

3.3.2.2 Modifizierte Härtefallregelung nach EEG Novelle §16

Im Zuge der Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde auch die Härtefallregelung ausgeweitet und modifiziert. Zur Erweiterung des Begünstigtenkreises wurden die Schwellenwerte zur Bestimmung privilegierter Letztverbraucher gesenkt. Des Weiteren wurde eine Deckelung der härtefallbedingten Belastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher eingeführt. Dieser Deckelungsmechanismus greift, wenn eine bestimmte EEG-bedingte Belastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher überschritten wird. In diesem Fall wird die von privilegierten Letztverbrauchern abzunehmende Menge EEG-Strom entsprechend erhöht. Die Folge ist, dass die von den privilegierten Letztverbrauchern zu tragende EEG-Umlage höher als 0,05 €ct/kWh ausfällt.

Die mit Wirkung zum 1.1.2005 gültige Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 privilegiert stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen, welche im Vorjahr des Jahres, in dem der Härtefallantrag gestellt wird:

1. an einer Abnahmestelle mehr als 10 GWh Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen haben,
2. ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens von größer als 15% besitzen,
3. EEG-Strom bezogen und verbraucht haben und
4. für die abgenommene Menge EEG-Strom entsprechende Differenzkosten bezahlt haben.

Hierbei wird zwischen zwei Begünstigtenkreisen unterschieden. So gibt es privilegierte Unternehmen der „Klasse 1“ sowie der „Klasse 2“.

- Unternehmen der „Klasse 1“ sind jene Unternehmen, welche mindestens 100 GWh Strom an wenigstens einer Abnahmestelle beziehen und ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mindestens 20% haben. Diese Unternehmen werden

von der Härtefallregelung komplett privilegiert – mit anderen Worten bedeutet dies, dass auch der Letztverbrauch unterhalb von 100 GWh privilegiert wird.

- Unternehmen der „Klasse 2“ - d.h. jene Unternehmen, welche weniger als 100 GWh Strom abnehmen und ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mindestens 15% haben – müssen an ihren Abnahmestellen einen Selbstbehalt von 10% tragen. Dies besagt, dass die Begrenzung der EEG-Strommenge hier nicht vollständig greift und somit 10% des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Letztverbrauchs mit der aktuellen EEG-Quote für nicht-privilegierte Letztverbraucher belegt werden. Die restlichen 90% werden mit einer reduzierten, individuellen EEG-Quote belegt.

- Schienenbahnen gelten ebenfalls als Unternehmen der „Klasse 2“ – allerdings greift hier eine Ausnahmereglung: So ist das Begünstigungsvolumen auf höchstens 20 Millionen Euro pro Jahr begrenzt. Weiter müssen Schienenbahnen nicht das Kriterium der Stromintensität erfüllen, d.h. Fahrstrom von Schienenbahnen wird generell durch die besondere Ausgleichsregelung befreit.

Der Kreis der begünstigten Unternehmen wurde somit um jene Unternehmen, welche in die „Klasse 2“ nach EEG Novelle §16 fallen, erweitert. Außerdem wurde die Stromenge, welche aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden kann, ausgeweitet.

3.3.2.3 Deckelung nach §16 EEG

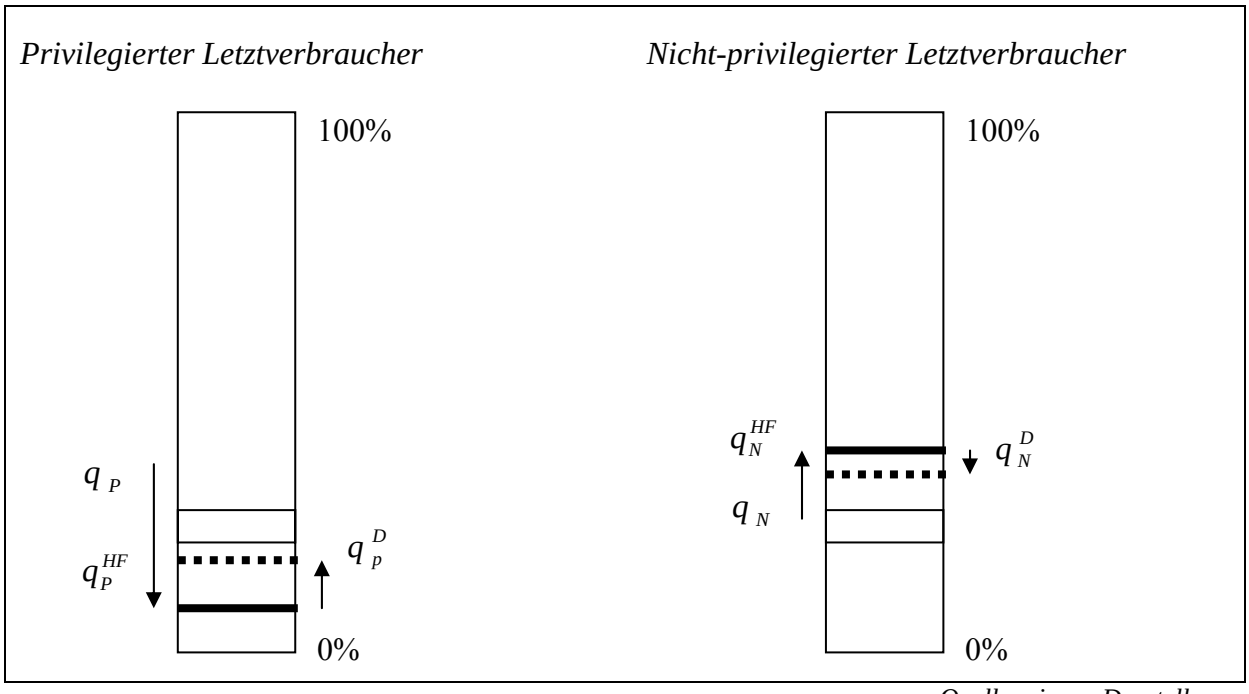
Der so genannte „Deckelungsmechanismus“ nach EEG Novelle §16 soll verhindern, dass die Belastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher aufgrund der Härtefallregelung übermäßig ansteigt. Die Bezugsgröße für den Deckelungsmechanismus ist das Produkt aus der durchschnittlichen EEG-Vergütung sowie der EEG-Quote.

Die Deckelung greift, wenn die Bezugsgröße für den Deckelungsmechanismus im Jahr der Privilegierung größer als 10% der Bezugsgröße im Vorjahr des Entscheidungsjahres ausfallen würde. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass beispielsweise die Auswirkungen der für das Jahr 2006 vorgesehen Begrenzung der von privilegierten Letztverbrauchern abzunehmenden

Menge EEG-Strom, in Bezug auf die bekannten Strommengen aus dem Jahr 2004, untersucht werden.

Falls der Deckelungsmechanismus greift, wird die Begrenzung des abzunehmenden EEG-Stroms durch die privilegierten Letztverbraucher (q_p^D) im Jahr der Privilegierung so angepasst, dass die Abnahme von EEG-Strom durch die nicht-privilegierten Letztverbraucher (q_N^D) zu einer höchstens 10-prozentigen Steigerung der Bezugsgröße für den Deckelungsmechanismus führt.

Abbildung 3-3 stellt die Situation für einen ausgewählten privilegierten Letztverbraucher sowie für einen nicht-privilegierten Letztverbraucher im Fall mit Härtefallregelung und Deckelungsmechanismus graphisch dar.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 3-3 EEG-Quote unter der Härtefallregelung nach EEG Novelle §16

Die modifizierte Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 führt dazu, dass die EEG-Quote für den betrachteten privilegierte Letztverbraucher (q_p^D) höher ist, als dies der Fall unter der Härtefallregelung nach EEG §11a wäre (q_P^{HF}). Für nicht-privilegierte Letztverbraucher bedeutet dies, dass die EEG-Quote und die EEG-bedingte Belastung im Vergleich zur Härtefallreglung

nach EEG §11a, geringer ausfällt. Aufgrund des Deckelungsmechanismus werden somit die privilegierten Letztverbraucher an der Finanzierung eines verstärkten Ausbaus von EEG-Anlagen beteiligt. Folglich würde die EEG-Umlage, welche die privilegierten Letztverbraucher zu tragen hätten, 0,05 €ct/kWh überschreiten.

3.4 Situation der Letztverbraucher

In diesem Kapitel wird zunächst eine geeignete Typologie ausgewählter Letztverbraucher eingeführt. Als Grundlage für das weitere Vorgehen werden die Strompreisbestandteile, die Bestimmungsfaktoren für die gegenwärtige Entwicklung der Strompreise sowie die Entwicklung der Strompreise über den Zeitverlauf für die verschiedenen Verbrauchstypen ermittelt. In einem weiteren Abschnitt wird die Situation des Sektors „Produzierendes Gewerbe“ und ausgewählter stromintensiver Wirtschaftszweige ausführlich erörtert.

3.4.1 Typologie ausgewählter Letztverbraucher

Das Spektrum der Letztverbraucher reicht von den Privaten Haushalten mit Verbräuchen von wenigen tausend kWh bis hin zu stromintensiven Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit einer Abnahme von z. T. über 1 Mrd. kWh. Hinsichtlich ihrer ökonomischen Voraussetzungen sind sie nur bedingt vergleichbar. Im folgenden Kapitel werden für die weitere Analyse der Belastungen 6 Verbrauchstypen definiert und charakterisiert.

In der Energiewirtschaft wird bei den Letztverbrauchern zwischen Tarifkunden und Sondervertragskunden unterschieden. Dabei beziehen die Tarifkunden, in der Regel Abnehmer aus privaten Haushalten, Landwirtschaft sowie (kleineren) Gewerbebetrieben den Strom zu standardisierten Tarifen. Sondervertragskunden (SVK) sind i.d.R. Stromabnehmer, deren Stromverbrauch über 100.000 kWh/Jahr liegt und/oder deren Anschlussleistung 30 kW übersteigt. Dies sind überwiegend, aber nicht nur, die großen gewerblichen Stromkunden. Sie vereinbaren mit dem Versorger einen individuellen Tarif, der die Besonderheiten (Höhe des jährlichen Stromverbrauchs, Leistungsbedarf im Tagesverlauf, etc.) berücksichtigt. Vertragsstrukturen, Laufzeiten und Preise sind sehr unterschiedlich und werden – auch deshalb – in aller Regel vertraulich behandelt. Industriekunden sind in der Regel unmittelbar an das Mittel- oder

Hochspannungsnetz angeschlossen. Dies hat zur Folge, dass keine Netznutzungsentgelte für das relativ teure Niederspannungsnetz bezahlt werden müssen.

Eine gebräuchliche Untergliederung insbesondere der Letztverbraucher der gewerblichen Unternehmen und Betriebe richtet sich nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige nach Einteilung des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2002[7].

Tabelle 3-1 Klassifikation der Wirtschaftszweige nach Statistischem Bundesamt

Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003)	
A	Land- und Forstwirtschaft
B	Fischerei und Fischzucht
C	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden
D	Verarbeitendes Gewerbe
E	Energie- und Wasserversorgung
F	Baugewerbe
G	Handel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen und Gebrauchsgütern
H	Gastgewerbe
I	Verkehr und Nachrichtenübermittlung
J	Kredit- und Versicherungsgewerbe
K	Grundstück- und Wohnungswesen, Vermietung beweglicher Sachen, Erbringung von Dienstleistungen überwiegend für Unternehmen
L	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung
M	Erziehung und Unterricht
N	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen
O	Erbringung von sonstigen öffentlichen und persönlichen Dienstleistungen
P	Private Haushalte mit Hauspersonal

Quelle: StBA 2002

Unterhalb der hier dargestellten Einteilung nach Buchstaben erfolgt eine weitere Unterteilung in insgesamt 93 Wirtschaftszweige, die wiederum in so genannte Zwei-, Drei- oder Viersteller differenziert werden.

[7] Das Statistische Bundesamt hat damit ab 2003 die Einteilung der Wirtschaftszweige geändert. Daher entsteht in der Fortschreibung von Daten der Wirtschaftszweige im Allgemeinen ein Bruch gegenüber der alten Klassifikation.

Tabelle 3-2 Beispiel für die Unterteilung der Wirtschaftszweige nach Zwei-, Drei- und Viersteller

Klassifikation der Wirtschaftszweige (z. B. Zwei-, Drei- und Viersteller 27ff.))	
27	**Metallerzeugung und -bearbeitung**
271	**Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen**
272	**Herstellung von Rohren**
2721	Herstellung von Rohren aus Gusseisen
2722	Herstellung von Stahlrohren
273	**Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl**
2731	Herstellung von Blankstahl
2732	Herstellung von Kaltband
2733	Herstellung von Kaltprofilen
2734	Herstellung von gezogenem Draht
274	**Erzeugung u. erste Bearbeitung v. NE-Metallen**
2741	Erzeugung u. erste Bearbeitung v. Edelmetallen
2742	Erzeugung u. erste Bearbeitung v. Aluminium
2743	Erzeugung u. erste Bearbeitung v. Blei, Zink und Zinn
2743	Erzeugung u. erste Bearbeitung v. Kupfer
2743	Erzeugung u. erste Bearbeitung v. sonstigen NE-Metallen
275	**Gießereiindustrie**
2751	Eisengießereien
2752	Stahlgießereien
2753	Leichtmetallgießereien
2754	Buntmetallgießereien

[StBA 2002]

Für Letztverbraucher gibt es eine Reihe von Einordnungen, die weitere Differenzierungsmerkmale verwenden, wie z. B. die sektorale Zugehörigkeit:

- Private Haushalte (PHH),
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), {WZ A, B, F-O}, inklusive Land-, Forstwirtschaft, Fischerei {A}, Baugewerbe {F},
- Produzierendes Gewerbe (IND), {D}, also ohne Baugewerbe {F}und Wirtschaftszweigen des Umwandlungssektors Bergbau {C}und Energie {E}
- Transport und Verkehr (VERK), hier insbesondere Unternehmen, welche Strom für den Betrieb von Schienenbahnen einsetzen {u. a. I}.

Die im Energiewirtschaftsrecht für die Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom zugrunde liegenden Regelungen beziehen sich – je nach Zielsetzung und Tradition - auf unterschiedliche Merkmale und Einteilungen der Letztverbraucher, so dass eine vollständige Abbildung

aller Abnahmefälle nicht möglich ist. Im Sinne des vorliegenden Vorhabens wurde die Zahl der zu betrachteten Gruppen so reduziert, dass dabei der Heterogenität der Letztverbraucher auf der einen Seite sowie dem besonderen Regelungsmechanismen des EEG, insbesondere der Härtefallregelung, auf der anderen Seite Rechnung getragen wird. Tabelle 3-3 charakterisiert hierzu ausgewählte Verbrauchstypen mit entsprechenden, aus einschlägigen Kennzahlen ermittelten, Abnahmemengen.

Tabelle 3-3 Ausgewählte Verbrauchstypen mit typischen Stromverbräuchen

Ausgewählte Verbrauchstypen		**[MWh]**
PHH	3-Personenhaushalt (PHH), nicht vorsteuerabzugsberechtigt	**3,5**
EH	Gewerblicher Kleinverbraucher (GHD), z. B. Einzelhandel (12 Angestellte) vorsteuerabzugsberechtigt	**80**
KH	Gewerblicher Großverbraucher (GHD), z. B. Krankenhaus (250 Betten) nicht vorsteuerabzugsberechtigt	**2.000**
LNP	Letzter Nicht-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität knapp unter 15%, vorsteuerabzugsberechtigt	**9.900**
ETP	Erster Teil-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität knapp über 15%, vorsteuerabzugsberechtigt	**10.100**
TeilP	Teil-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität ca. 20%, vorsteuerabzugsberechtigt	**95.000**
VollP	Vollprivilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität ca. 33%, vorsteuerabzugsberechtigt	**1.000.000**

eigene Berechnung

Die gewählte Verbrauchstypologie ist auf die Analyse (der Novellierung) des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hin ausgerichtet. Wie im Kapitel 3.4.2 ausführlich dargestellt wird, sind Größenordnung sowie Bemessungsgrundlagen für Strompreisbestandteile sehr unterschiedlich. Das Haushaltseinkommen Privater Haushalte ist in diese Systematik nur bedingt einzuordnen, da dieses – anders als Umsätze und Bruttowertschöpfung der dargestellten Unternehmen – nicht der Entstehungsseite, sondern der Verwendungsseite des Bruttoinlandproduktes zuzuordnen sind. Es ergibt sich damit die in Tabelle 3-4 dargestellte Einordnung der Verbrauchstypen mit zugehörigen ökonomischen Parametern.

Speziell zur Evaluierung des Mechanismus der Härtefallregelung wurden zwei Verbrauchsfälle definiert, welche von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sehr nah beieinander liegen, wobei jedoch der erstere die Schwellenwerte der Härtefallregelung gerade nicht erreicht

(der so genannte „*letzte nicht-privilegierte Verbraucher*“) und der zweite gerade in den Bereich der Schwellenwerte kommt (der so genannte „*erste privilegierte Verbraucher*“).

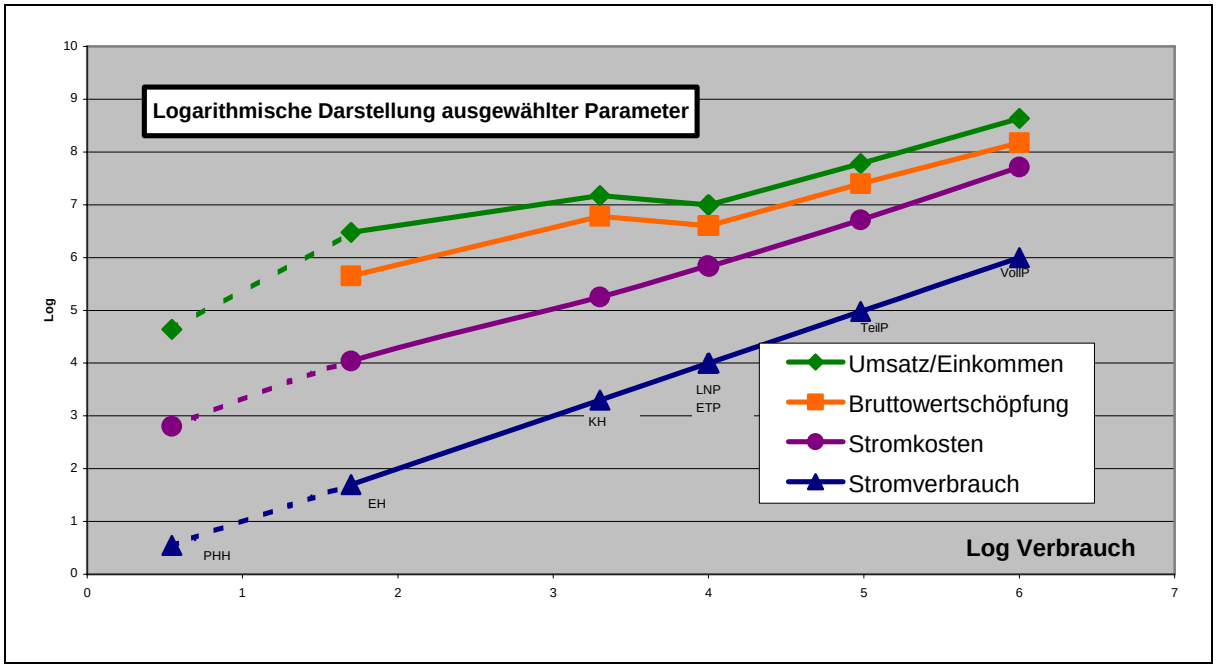
Tabelle 3-4 Ausgewählte Verbrauchstypen mit ökonomischen Parametern

		PHH	EH	KH
Bezeichnung		**3 Pers-HH**	**Einzelhandel**	**Krankenhaus**
Umsatz / Einkommen	[€/a]	43.400	3.000.000	15.000.000
Bruttowertschöpfung	[€/a]	-	450.000	6.000.000
Stromverbrauch	[MWh]	3.50	50	2.000
Stromkosten	[€/a]	630,00	7.600	178.000
Stromintensität	[%]	-	2,1 %	3,0 %

		LNP	ETP	TeilP	VollP
Bezeichnung		**Letzter NP**	**Erster TP**	**Teil P**	**Voll P**
Umsatz / Einkommen	[€/a]	10.000.000	10.000.000	125.000.000	375.000.000
Bruttowertschöpfung	[€/a]	4.000.000	4.000.000	50.000.000	150.000.000
Stromverbrauch	[MWh]	9.900	10.100	99.000	1.000.000
Stromkosten O	[€/a]	620.000	640.000	10.200.000	48.000.000
Stromintensität	[%]	15,5%	16,0%	19,5%	32,00%

eigene Berechnung

Aufgrund des sehr weiten zu betrachtenden Abnahmespektrums zwischen 3,5 und 1.000.000 MWh werden die Verbrauchstypen in Abbildung 3-4 auf einer logarithmischen Skala abgetragen.



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 3-4 Logarithmische Darstellung der Stromkosten

Auf der Ordinate erscheinen die Typen in annähernd gleichen Abständen, eine Einheit auf der Ordinate entspricht dabei jeweils einer Zehnerpotenz des Verbrauchs. Zur Darstellung der Bedeutung der Stromkosten für die ausgewählten Letztverbraucher wird die Abnahme auf Basis tpyischer Verbrauchspreise (vgl. hierzu ausführlich Kapitel 3.4.2) in Kostengrößen eingetragen. Erwartungsgemäß läuft die Kostenkurve in der logarithmischen Darstellung mit steigendem Verbrauch auf die Verbrauchskurve zu, ein Ausdruck der mit dem Verbrauch fallenden Strompreise (von 18 €ct/kWh auf unter 5 €ct/kWh).

Von besonderem Interesse ist das Verhältnis zwischen Bruttowertschöpfung und Stromkosten, die so genannte Stromintensität. Bei den Verbrauchstypen Einzelhandel und Krankenhaus zeigt der große Abstand zwischen der Bruttowertschöpfung und den Stromkosten die sehr geringe Stromintensität (in der Regel deutlich unter 5%). Bei den stromintensiven Abnehmern liegen die Kurven sehr dicht beieinander, was bedeutet, dass die Stromkosten einen sehr hohen Anteil an der Bruttowertschöpfung bzw. dem Umsatz haben. Im letzten Fall beträgt das Verhältnis annähernd ein Drittel, der Abstand auf der logarithmischen Ordinate verkürzt sich entsprechend auf $\log(3) \sim 0{,}5$.

Es wird deutlich, dass die Stromkosten (ob an Umsätzen oder Bruttowertschöpfung gemessen) im Handel und Dienstleistungsbereich eine deutlich untergeordnete Rolle spielen.

3.4.2 Strompreise und Strompreisbestandteile

Die Strompreise setzen sich aus mehreren Kosten- und Preisbestandteilen zusammen. Neben energiewirtschaftlich getriebenen Preisbestandteilen (Erzeugung, Transport, Vertrieb) gibt es staatlich getriebene Bestandteile (Umlagen, Abgaben, Steuern), wie auch die Umlage zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz. Die Höhe der Strompreise privater und gewerblicher Kunden (in der Regel: Sondervertragskunden) ist stark abhängig von Abnahmemenge und –profil. Entsprechendes gilt für die staatlich getriebenen Strompreisbestandteile, für die teilweise weitgehende Ausnahmeregelungen gerade für stromintensive Abnehmer des Produzierenden Gewerbes gelten.

3.4.2.1 Bestandteile des Strompreises

Im Allgemeinen setzt sich der Strompreis für Letztverbraucher aus einem energiewirtschaftlich getriebenen Bestandteil für Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie einem staatlich getriebenen Bestandteil zusammen. Letzter wiederum differenziert sich je nach Art in:

1. *Umlagen (wie KWK- und EEG-Umlagen)*
2. *Abgaben (wie die Konzessionsabgabe)*
3. *Steuern (wie die Strom- und die Umsatzsteuer)*

Die Höhe der staatlich getriebenen Strompreisbestandteile ist von folgenden Faktoren abhängig:

a) Zugehörigkeit zu bestimmten Sektoren oder Verbrauchergruppen (Prod. Gewerbe o. Landwirtschaft, USt.-Pflicht, Arbeitgeber)
b) Schwellenwerte (Mindestverbräuche, Grenzpreise, ...)
c) Stromintensität (Anteil der Stromkosten an Umsatz oder Bruttowertschöpfung)

Neben den Umlagen nach dem EEG müssen folgende staatlich getriebenen Bestandteile berücksichtigt werden:

3.4.2.1.1 Umlage nach dem KWK-Gesetz (KWKG)

Seit 01.04.2002 ist die Novelle des KWK Gesetzes in Kraft getreten. Die entsprechenden Regelungen gelten zunächst bis 2010. Zur Entlastung großer und stromintensiver Abnehmer wurde die KWK-Umlage für jede zusätzliche über 100 MWh hinausgehende kWh auf 0,05 €ct/kWh begrenzt (EEG zum Vergleich: Teilprivilegierung ab 10 GWh bzw. Vollprivilegierung ab 100 GWh). Darüber hinaus erfolgt eine Halbierung dieser Umlage (0,025 ct/kWh) für Unternehmen mit Stromkosten, die mehr als 4% des Umsatzes betragen (EEG: 15% der Bruttowertschöpfung).

3.4.2.1.2 Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe ist eine kommunale Abgabe, die von der Stadt oder Gemeinde erhoben wird. Die Höhe richtet sich dabei nach deren Einwohnerzahl. Sondervertragskunden bezahlen einen bundeseinheitlichen Betrag von 0,11 ct/kWh. Stromkunden mit Konditionen unter einem bestimmten Grenzpreis sind von der Konzessionsabgabe vollständig befreit. Der Grenzpreis errechnet sich aus dem Durchschnittserlös, den die Stromversorger mit der Belieferung sämtlicher Sondervertragskunden im jeweils vorletzten Kalenderjahr erzielten (lt. Veröffentlichung Stat. Bundesamt). Für das Jahr 2005 ist somit der Durchschnittspreis des Jahres 2003 maßgeblich. Diese Regelung bedingt eine gewisse Unsicherheit in Zeiten stark ansteigender Strompreise, da dann die Preise die Durchschnittspreise des vorvorhergehenden Jahres übersteigen und Unternehmen dadurch in den Bereich der Abgabepflicht kommen.

3.4.2.1.3 Stromsteuer

Seit dem 1. April 1999 wird im Rahmen der Ökosteuerreform eine Stromsteuer erhoben, die ebenfalls der Umsatzsteuer unterliegt. Seit dem 1. Januar 2003 beträgt der Regelsatz 2,05 €ct/kWh. Steuerermäßigungen von 50 % werden für Fahrstrom für Regional- und Fernzüge des öffentlichen Eisenbahnnetzes gewährt. Industrieunternehmen und landwirtschaftliche Betriebe zahlen 60 % des vollen Satzes. Dieselbe Ermäßigung gilt für Nachtspeicherheizungen, die vor dem 1. April 1999 installiert wurden. Es ist zu berücksichtigen, dass das Aufkommen der Stromsteuer im Rahmen der Ökosteuerreform mit der Verminderung des Rentenversicherungsbeitrages für versicherungspflichtige Arbeitnehmer gekoppelt worden ist. Über die rechnerisch ersparten Rentenversicherungsbeiträge hinaus ergibt sich für Unternehmen des Produ-

zierenden Gewerbes mit hohem Strom- (oder Mineralöl-) Steueraufkommen die Möglichkeit der Rückvergütung von bis zu 95% der gezahlten Stromsteuer. Damit resultiert eine Steuerbelastung von 0,06 ct/kWh.

3.4.2.1.4 Umsatzsteuer

Auf Stromlieferungen wird in Deutschland der MwSt-Regelsatz angewandt, der 2005 bei 16 % lag. Die letzte Erhöhung des Umsatzsteuersatzes erfolgte zum 01. April 1998. Gewerbliche, industrielle und sonstige vorsteuerabzugsberechtigte Kunden können die Mehrwertsteuer bei der Berechnung der eigenen Steuerschuld abziehen. Für vorsteuerabzugsfähige Kunden wird in der vorliegenden Betrachtung jeweils 35% der Umsatzsteuer in Ansatz gebracht.

3.4.2.1.5 Relevante Stromkosten für die Besondere Ausgleichsregelung nach §16 EEG

Für die Bestimmung der Stromkosten eines Unternehmens, insbesondere zur Entscheidung über die Anwendbarkeit der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 werden sämtliche für den Strombezug des Unternehmens entrichteten Kosten einschließlich der Steuern, der Stromlieferkosten (inklusive Börse und Stromhändler), der Netzentgelte, eventueller Systemdienstleistungskosten, Preisaufschläge aufgrund von EEG und KWKG, Steuern, insbesondere der Stromsteuer abzüglich erwarteter Entlastungen gemäß § 10 StromStG berücksichtigt.

3.4.2.2 Klassifikation von Verbrauchsprofilen

Aufgrund des breiten Spektrums an Letztverbrauchern ergibt sich eine weite Spannbreite an absoluten und relativen Strompreisbestandteilen. In absoluter Höhe ergeben sich aktuell (incl. aller Bestandteile) Stromkosten zwischen 4,5 ct/kWh (industrieller Großabnehmer) und 22 ct/kWh (Ökostromtarife Haushaltskunden). Für die differenzierte Betrachtung relativer Preisbestandteile empfiehlt sich die Einteilung in verschiedene Verbrauchsklassen. Die verschiedenen Quellen für die Strompreisstatistik (VIK, VEA, Statistisches Bundesamt, Eurostat) beziehen sich im Allgemeinen auf unterschiedliche Klassifizierungen.

Eurostat teilt die Sondervertragskunden in unterschiedliche Abnahmefälle ein, die nach Verbrauchsprofilen klassifiziert werden. Ein mittleres Krankenhaus mit 250 Betten würde demnach in der Verbrauchergruppe Id bzw. Ie liegen. Die Verbrauchertypengruppe Ie ent-

spricht einem Betrieb des produzierenden Gewerbes mittlerer Größe. Für die Zwecke der vorliegenden Analyse, insbesondere in Hinblick auf die in Kapitel 3.4.1 definierten Verbrauchstypen wurden die Gruppen um zwei Abnahmefälle erweitert. Tabelle 3-5 stellt die Klassifikation für neun Verbrauchstypen dar.

Tabelle 3-5 Verbrauchsklassen nach Eurostat

Verbrauchsklasse	Jahresverbrauch	Leistungsspitze	Vollbenutzungsstunden
	[GWh]	*[kW]*	*[h]*
Eurostat Ia	0,03	30	1.000
Eurostat Ib	0,05	50	1.000
Eurostat Ic	0,16	100	1.600
Eurostat Id	1,25	500	2.500
Eurostat Ie	2,00	500	4.000
Eurostat If	10,00	2.500	4.000
Eurostat Ig	24,00	4.000	6.000
Eurostat Ih	50,00	10.000	5.000
Eurostat Ii	70,00	10.000	7.000
Neudefinition Ij	200,00	30.000	6.667
Neudefinition Ik	1000,00	150.000	6.667

Quelle: Eurostat sowie eigene Klassifizierung

Entsprechend lassen sich für die Verbrauchstypen jeweils Verbrauchsklassen und damit die zugehörigen Strompreise und Strompreisbestandteile zuordnen (vgl. Tabelle 3-6).

Tabelle 3-6 Zuordnung von Verbrauchsklassen nach Eurostat zu Verbrauchstypen

Verbrauchstyp	Jahresverbrauch	Verbrauchsklasse
	[GWh]	
3-Pers.Haushalt, PHH	0,0035	**Tarif PHH**
Einzelhandel, GHD	0,0800	**Eurostat Ib**
Krankenhaus, GHD	2,0000	**Eurostat Id**
Letzter nicht-privil. V., IND	9,9000	**Eurostat If**
Ersten privileg. V, IND	10,1000	**Eurostat If**
Teil-privileg. Verbr., IND	99,0000	**Eurostat Ii**
Voll-privileg. Verbr., IND	1000,0000	**Neudefinition Ik**

Die Strompreis-Statistik von Eurostat weist für den deutschen Markt im Vergleich zu anderen Strompreisstatistiken (VEA, VIK, Statistisches Bundesamt) relativ hohe Strompreise aus. Daher wurde die Statistik mit Strompreisen aus üblichen, bundesweit verfügbaren Quellen

abgeglichen und ergänzt (VIK Energy&More, VIK Strompreisindex, VEA, Statistisches Bundesamt).

Tabelle 3-7 Quellen für die bereinigte Strompreisstatistik

Verbrauchstyp	Verbrauchsspektrum	Zeitraum
	[GWh]	
EUROSTAT	0,03 < x < 70	**2004-2005**
Stat. Bundesamt durchschn. Erlöse	> 0,1 (SVK)	**seit 1991**
Stat. Bundesamt Index	> 0,1 (SVK)	**seit 1991**
VEA Strompreisüberblick	0,125 < x < 20	**aktuell**
VEA Strompreisindex	0,125 < x < 20	**seit 1998**
VIK Anonyme Umfrage	< 50 / < 100 / > 100	**2000-2005**
VIK Energy & More	0,0800	**aktuell**
VIK Strompreisindex	Mittelspannung	**seit 2002**

3.4.2.3 Entwicklung des Strompreises für Sondervertragskunden

Die Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 an führte bis 2000 zu sinkenden Preisen und zu Preisstabilität in 2001 und 2002. Seit dem Jahr 2003 steigend die Preise wieder an. Vor allem seit Dezember 2004 sind die Strompreise besonders stark angestiegen (siehe hierzu auch Abschnitt 4.1.3).

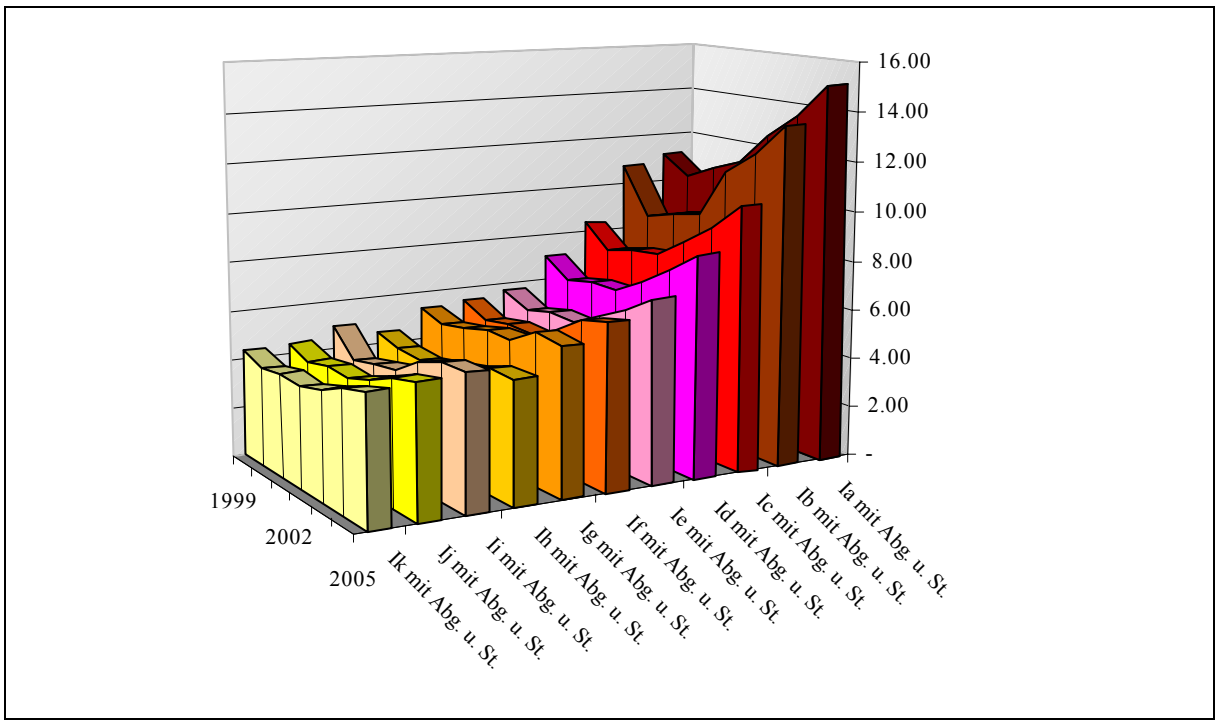
Tabelle 3-8 Strompreisindex nach durchschnittlichen Erlösen bei Sondervertragskunden [2000=100]

1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]	[€ct/kWh]
123,90	**116,00**	**100,00**	**101,50**	**101,90**	**114,20**	**119,50**	**125,33**

Quelle: Statistisches Bundesamt

Das Statistische Bundesamt veröffentlicht regelmäßig die Durchschnittserlöse für den Stromabsatz an Sondervertragskunden (Industriekunden). Die Durchschnittserlöse enthalten keine Mehrwertsteuer und Stromsteuererstattungen nach Stromsteuergesetz §10. Netznutzungsentgelte, Stromsteuer, Konzessionsabgaben sowie die Ausgleichsabgaben nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz sind in den Durchschnittserlösen enthalten. Aus dem Quotienten von Stromabsatz und Umsatz der Energieversorgungsunternehmen wird die Höhe der durchschnittlichen Erlöse bestimmt.

Für die Veränderung der Strompreise seit 1998 sind z. T. staatlich getriebene Bestandteile, z. T. energiewirtschaftliche Marktmechanismen verantwortlich.



Quelle: VIK, VEA, StBA, Eurostat, eigene Ergänzungen

Abbildung 3-5 Entwicklung der Strompreise für verschiedene Sondervertragskunden incl. staatlich getriebene Bestandteile[8]

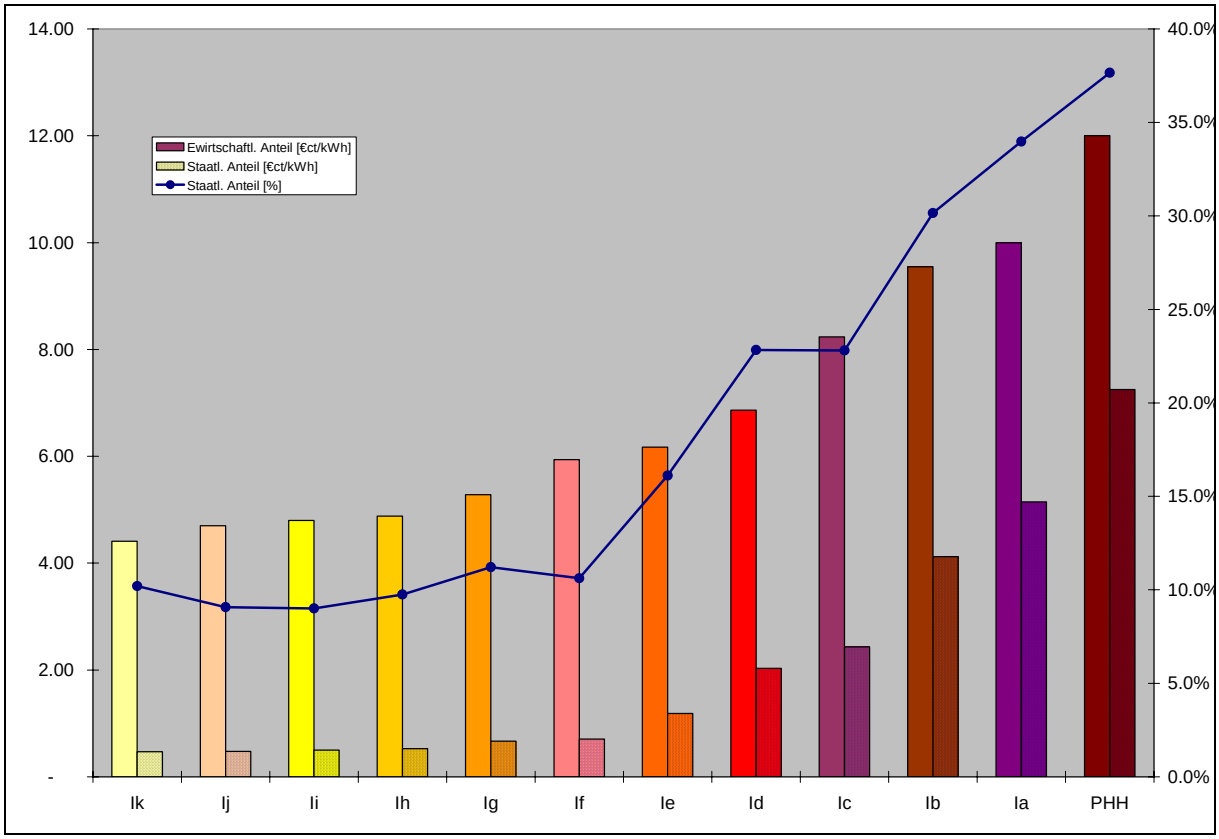
3.4.2.4 Entwicklung staatlich getriebener Strompreisbestandteile

Neben den energiewirtschaftlichen Bestandteilen variieren auch die staatlich getriebenen Strompreisbestandteile stark. Generell bleibt festzuhalten, dass die staatlich getriebenen Bestandteile in absoluter Höhe die größte Bedeutung haben bei Verbrauchern:

1. *mit **hohen** Stromkosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb (ETV),*
2. ***ohne** Vorsteuerabzugsberechtigung: 16%,*
3. *im Bereich des **vollen** Satzes der Stromsteuer (zzgl. 2,05 ct/kWh),*
4. *im Bereich des **vollen** Satzes der Konzessionsabgabe (zzgl. 1,32-2,39 ct/kWh),*
5. *im Bereich des **vollen** Satzes der EEG-Umlage (zzgl. 0,59 ct/kWh (2004)),*
6. *im Bereich des **vollen** Satzes der KWK Umlage (zzgl. 0,336 ct/kWh (2004)).*

[8] Die dargestellten Datensätze sind spezifisch auf die vorliegende Aufgabe abgestellt, insbesondere was die Berücksichtigung und Höhe verschiedener Umlagen, Abgaben und Steuern anbelangt.

Für Private Haushalte addieren sich die staatlich getriebenen Bestandteile zu absoluten Beträgen von ca. 7 €ct/kWh – bei einem durchschnittlichen Stromreis von 19 €ct/kWh sind dies 35% des Brutto-Strompreises.



eigene Berechnung

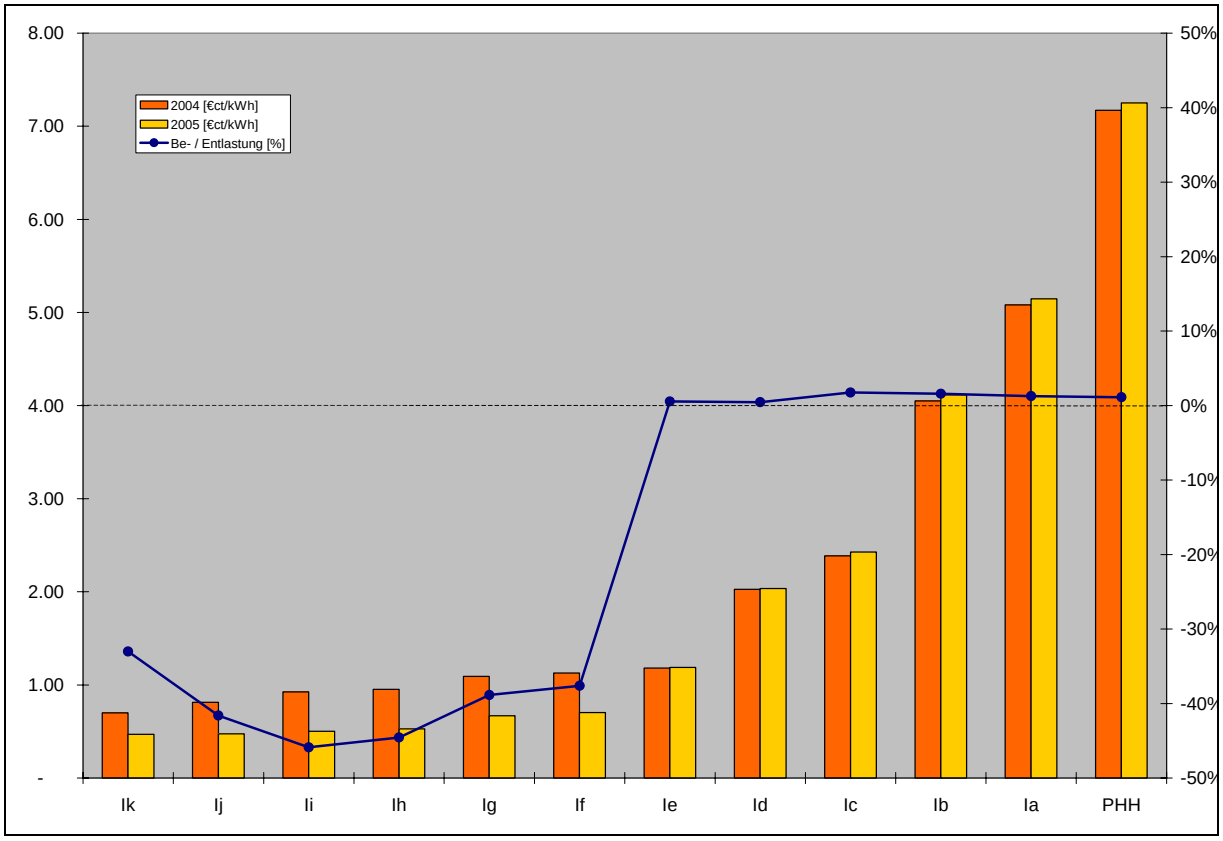
Abbildung 3-6 Energiewirtschaftlich und staatlich getriebene Strompreisbestandteile 2005

In Abbildung 3-6 wird gezeigt, dass die staatlich getriebenen Anteile – jeweils punktiert schraffiert dargestellt - **bei sehr großen Verbrauchern** absolut und relativ geringer sind als bei kleineren Verbrauchern, aufgrund folgender Effekte:

1. ***geringere Kosten*** *für Erzeugung, Transport und Vertrieb (ETV),*
2. ***Vorsteuerabzugsberechtigung****, damit mit einen geringeren Durchschlag der Umsatzsteuer auf die Verbraucherpreise, in der Abbildung 4.3 mit einer Minderung auf effektiv 5,6% (bei einer unterstellten Vorleistungsquote von ca. 65% für die Verbraucherklassen Ie-Ik),*
3. ***reduzierter Stromsteuersatz***
   (zzgl. 1,23 ct/kWh, für die Klassen Ia-Ib), sowie einem Erstattungsanspruch in Höhe von bis zu 95% (0,06 ct/kWh ab Klasse Ic),

4. ***reduzierte Konzessionsabgabe*** *(Klassen Ia-Ig), bzw. eine* ***vollständige Befreiung*** *von der Konzessionsabgabe unterhalb der Preisgrenze (Ih-Ik),*
5. ***reduzierte KWK-Umlage*** *(zzgl. 0,05 ct/kWh ab 100 MWh, Klasse Ic, bzw. unterstellter Stromintensität, ab Klasse If),*
6. *sowie* ***eine reduzierte EEG-Umlage*** *im Bereich der (teil-)privilegierten Abnehmer, (0,16 ab Klasse If bzw. 0,11 ct/kWh ab Klasse Ij (2005)).*

Für den Grenzfall eines sehr großen stromintensiven Energieabnehmers (Typ Voll-privilegiert, Verbrauchsklasse Ik) addieren sich die staatlich getriebenen Bestandteile incl. Umsatzsteuer auf 0,47 ct/kWh, bei einem Brutto-Strompreisniveau von 4,91 ct/kWh sind dies etwa 10% der Stromkosten



eigene Berechnungen

Abbildung 3-7 **Staatlich getriebene Bestandteile des Energiepreises für ausgewählte Verbrauchsklassen vor und nach Novelle des EEG in absoluten und relativem Anteil an den Gesamtkosten [%]**

Abbildung 3-7 zeigt, dass die Novelle des EEG in 2004 deutlich zu einer Entlastung der stromintensiven Verbraucher beigetragen hat, mit folgenden Effekten:

1. *deutliche Entlastung der voll-privilegierten Abnehmer mit 33% (Klasse Ik) und 40% (Klasse Ij)*
2. *sehr deutliche Entlastung der teil-privilegierten Abnehmer zwischen 46% (Klasse Ii) und 38% (Klasse If)*
3. *leichte, zusätzliche Belastung der teil-privilegierten Abnehmer zwischen 0 und 2% (Klassen Ie und höher)*

3.4.3 Situation ausgewählter stromintensiver Wirtschaftszweige

Im Folgenden soll die Situation insbesondere ausgewählter Letztverbraucher des Sektors „Produzierendes Gewerbe“ untersucht werden, welche eine hohe Stromintensität (Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung) aufweisen und daher für die Härtefallregelung von besonderem Interesse sind. In einem ersten Schritt werden die stromintensiven Wirtschaftszweige identifiziert und charakterisiert. Hierzu werden in einem zweiten Schritt die Wirtschaftsdaten und die Kostenstruktur erörtert. Schließlich wird in einem dritten Schritt der Letztverbrauch des Sektors „Produzierendes Gewerbe“, insbesondere der ausgewählten Wirtschaftszweige analysiert. Aufgrund der veränderten Darstellung der Wirtschaftszweige vom Jahr 2003 an (bis 2003: Klassifikation nach WZ93; ab 2003: Klassifikation nach WZ2003), lassen sich die Daten der Jahre 2000-2002 mit denen der Jahre 2003-2005 nur bedingt miteinander vergleichen.

3.4.3.1 Stromintensität ausgewählter Wirtschaftszweige

Ordnet man die Wirtschaftszweige nach ihrer Stromintensität im Jahr 2002 ergibt sich folgende Reihenfolge: Metallerzeugung und Bearbeitung, Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Papiergewerbe sowie Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden. Die Stromkosten pro kWh in den ausgewählten Wirtschaftszweigen streuen zwischen 2,03 €ct/kWh und 4,32 €ct/kWh, was sich auch mit den Ergebnissen der Analyse in Kapitel 4-2 deckt.

Für eine nähere Analyse und Darstellung wurden acht stromintensive Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes ausgewählt. Die Auswahl dieser Wirtschaftszweige erfolgte im Vorgriff auf die BAFA-Daten zur besonderen Ausgleichsregelung, welche in Kapitel 3.5.4 ausführlicher vorgestellt und analysiert werden. Das Jahr 2002 wurde als Bezugsjahr gewählt, da die Daten zu den Stromkosten der einzelnen Wirtschaftszweige für dieses Jahr einmalig statistisch differenziert erfasst wurden *[Statistisches Bundesamt 2005b]*.

Tabelle 3-9 Ausgewählte Wirtschaftszweige sortiert nach Stromintensität im Jahr 2002

Wirtschaftszweig		Bruttowertschöpfung	Stromkosten	Stromintensität	Stromkosten pro kWh
[Bezeichnung]		[Tsd. Euro]	[Tsd. Euro]	[Prozent]	[€ct/kWh]
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	255.220	43.506	17,05	3,13
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	791.638	124.958	15,78	3,65
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	2.284.594	356.838	15,62	2,81
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	105.429	14.507	13,76	3,2
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	4.053.736	444.106	10,96	2,91
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	987.801	80.191	8,12	4,32
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	8.448.183	518.456	6,14	3,02
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	661.144	39.796	6,02	2,03

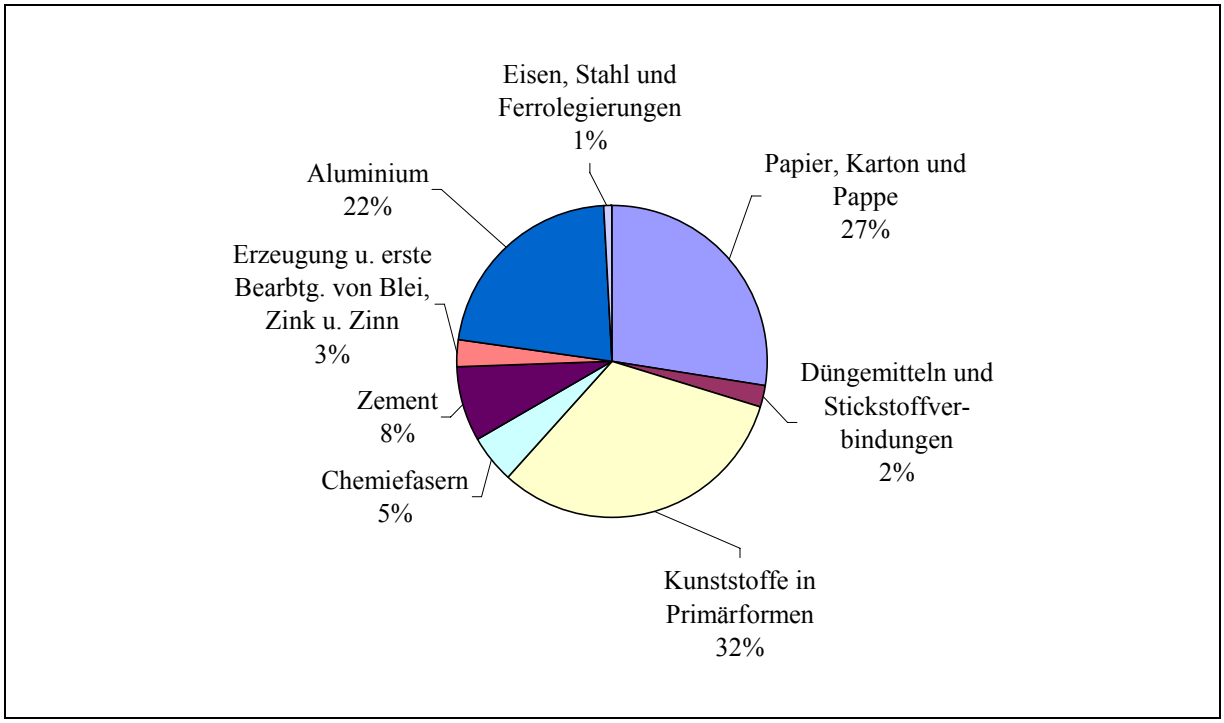
Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 3-9 gibt einen Überblick über die Stromintensität (Stromkosten/Bruttowertschöpfung) sowie die Stromkosten pro kWh (Stromkosten/Letztverbrauch) der ausgewählten Wirtschaftszweige im Jahr 2002. Abbildung 3-8 stellt die Verteilung des gesamten Letztverbrauchs auf die ausgewählten Wirtschaftszweige dar.

3.4.3.2 Fortschreibungskonzept

Um nominale sowie reale Veränderungen berücksichtigen zu können, wurden der Produktionsindex sowie der Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte beziehungsweise der Strompreisindex (Abgabe an Sondervertragskunden) des Statistischen Bundesamtes verwendet. Produktions- und Herstellerpreisindex gewerblicher Produkte liegen differenziert nach den

einzelnen Wirtschaftszweigen vor, während der Strompreisindex nur in der Abgrenzung für Sondervertragskunden verfügbar ist. Fehlende Rahmendaten aus offiziellen Statistiken wurden auf Grundlage der letzten verfügbaren Daten geschätzt. Für das Jahr 2005 wurde der Jahresdurchschnitt der Indizes anhand bereits vorliegender Monatsindizes geschätzt.



Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Abbildung 3-8 Verteilung des Letztverbrauchs auf ausgewählte Wirtschaftszweige in 2002

Bruttowertschöpfung

Ausgehend vom Jahr 2003, wurde die Bruttowertschöpfung für die Jahre 2004 und 2005 fortgeschrieben. Hierfür wurde der jeweilige Jahresdurchschnitt des Produktions- und Herstellerpreisindex für die ausgewählten Wirtschaftszweige zugrunde gelegt. Dies unterstellt eine konstante Vorleistungsquote.

Stromkosten

Für die Schätzung der Stromkosten wurde das Jahr 2002 als Basisjahr verwendet. Ausgehend von diesem Jahr wurden anhand der Produktions- und Strompreisindizes die Stromkosten der Jahre 2000 und 2001 sowie 2003 bis 2005 geschätzt. Dies unterstellt eine konstante Stromintensität.

Letztverbrauch an Strom

Der Letztverbrauch an Strom (Strombezug aus dem öffentlichen Netz) wurde ebenfalls ausgehend vom Jahr 2002 für die Jahre 2000 bis 2001 sowie 2003 bis 2005 geschätzt. Hierfür wurde der Produktionsindex zugrunde gelegt.

In Tabelle 3-10 ist der Verlauf der für die Fortschreibung verwendeten Indizes zwischen den Jahren 2000 und 2005 dargestellt.

Tabelle 3-10 Produktions-, Strompreis- und Erzeugerpreisindex der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005 (2000=100)

Wirtschaftszweig	Index	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink u. Zinn	*Produktionsindex*	100	98,23	99,78	88,28	98,51	96,44
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	91,00	81,20	78,70	91,20	100,25
Herstellung von Zement	*Produktionsindex*	100	87,21	79,21	72,12	73,71	76,50
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	102,70	98,60	85,40	88,20	91,59
Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium	*Produktionsindex*	100	99,34	104,71	107,91	109,53	112,06
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	105,50	99,50	97,40	98,60	100,34
Erste Bearbeitung von Eisen und Stahl, Herstellung von Ferrolegierungen	*Produktionsindex*	100	95,85	91,88	92,41	95,56	91,03
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	102,40	101,20	105,40	121,70	142,94
Herstellung von Papier, Karton und Pappe	*Produktionsindex*	100	94,47	96,98	100,78	107,30	112,89
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	103,90	101,20	97,80	94,80	94,71
Herstellung von Chemiefasern	*Produktionsindex*	100	89,29	80,68	82,25	80,67	79,95
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	105,89	104,43	101,23	98,91	99,27
Herstellung von Kunststoffen in Primärformen	*Produktionsindex*	100	94,23	96,07	90,83	95,32	101,90
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	101,56	100,08	102,48	106,58	114,45
Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen	*Produktionsindex*	100	101,20	106,73	112,56	110,19	137,31
	Strompreisindex	100	101,50	101,90	114,20	119,50	123,30
	Erzeugerpreisindex	100	107,92	104,96	109,25	114,75	121,92

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

3.4.3.3 Wirtschaftsdaten und Kostenstruktur ausgewählter Wirtschaftszweige

Die Stromintensität (Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung) sämtlicher ausgewählter Wirtschaftszweige hat im Zeitraum der Jahre 2003 bis 2005 zugenommen. Dies kann zum einen an steigenden Stromkosten und/oder zum anderen an einer sinkenden beziehungsweise langsamer steigenden Bruttowertschöpfung der betrachteten Wirtschaftszweige liegen.

Im Folgenden werden die relevanten Rahmendaten zu den ausgewählten stromintensiven Wirtschaftszweigen erörtert. In Tabelle 3-11 ist die Bruttowertschöpfung in den Jahren 2000 bis 2005 dargestellt.

Tabelle 3-11 Bruttowertschöpfung der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005

Wirtschaftszweig		Bruttowertschöpfung					
[Bezeichnung]		[Tsd. Euro] [2000=100; 2003=100]					
		2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	359.124	313.984	255.220	223.726	249.638	244.408
		100	**87,43**	**71,07**	**100**	**111,58**	**109,24**
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	1.196.646	1.142.489	791.638	513.646	524.983	544.866
		100	**95,47**	**66,15**	**100**	**102,21**	**106,08**
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	2.191.979	2.205.306	2.284.594	2.251.443	2.285.174	2.337.972
		100	**100,61**	**104,23**	**100**	**101,5**	**103,84**
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	100.791	108.129	105.429	106.041	109.656	104.463
		100	**107,28**	**104,6**	**100**	**103,41**	**98,51**
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	4.163.522	4.304.633	4.053.736	3.662.262	3.902.152	4.051.054
		100	**103,39**	**97,36**	**100**	**106,55**	**110,62**
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	1252901	1084163	987801	1.083.911	1.063.045	1.053.603
		100	**86,53**	**78,84**	**100**	**98,07**	**97,2**
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	8027106	7643863	8448183	7.878.675	8.267.549	8.838.572
		100	**95,23**	**105,25**	**100**	**104,94**	**112,18**
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	700186	764496	661144	711.290	696.334	867.703
		100	**109,18**	**94,42**	**100**	**97,9**	**122**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 3-12 Stromkosten der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005

Wirtschaftszweig		Stromkosten					
[Bezeichnung]		[Tsd. Euro] [2000=100; 2003=100]					
		2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	42.848	42.662	43.506	43.138	50.368	50.881
		100	**99,57**	**101,54**	**100**	**116,76**	**117,95**
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	154.869	137.039	124.958	127.503	136.365	146.031
		100	**88,49**	**80,69**	**100**	**106,95**	**114,53**
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	334.466	337.220	356.838	412.132	437.721	462.075
		100	**100,82**	**106,67**	**100**	**106,21**	**112,12**
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	15.494	15.075	14.507	16.353	17.695	17.393
		100	**97,3**	**93,63**	**100**	**108,21**	**106,36**
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	453.233	432.130	444.106	491.762	548.291	587.314
		100	**95,34**	**97,99**	**100**	**111,50**	**119,43**
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	97.537	88.398	80.191	91.616	94.022	96.150
		100	**90,63**	**82,22**	**100**	**102,63**	**104,95**
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	529.797	506.521	518.456	549.384	603.256	665.430
		100	**95,61**	**97,86**	**100**	**109,81**	**121,12**
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	36.572	37.585	39.796	47.034	48.182	61.948
		100	**102,77**	**108,82**	**100**	**102,44**	**131,71**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 2-12 stellt die Stromkosten der betrachteten Wirtschaftszweige in den Jahren 2000 bis 2005 dar. Die Stromkosten sämtlicher Wirtschaftszweige sind im Zeitraum der Jahre 2003-2005 angestiegen. Wie bereits erläutert, können aufgrund der veränderten statistischen Darstellung der Wirtschaftszweige seit 2003 die Rahmendaten der Jahre 2000 bis 2002 nicht mit jenen der Jahre 2003 bis 2005 verglichen werden können. Dieser Bruch ist in den jeweiligen Tabellen mit einer Trennlinie hervorgehoben.

Tabelle 3-13 stellt die Stromintensität (Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung) der ausgewählten Wirtschaftszweige in 2000 bis 2005 dar.

Tabelle 3-13 Stromintensität der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005

Wirtschaftszweig		Stromintensität					
[Bezeichnung]		[Prozent] [2000=100; 2003=100]					
		2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	11,93	13,59	17,05	19,28	20,18	20,82
		100,00	**113,89**	**142,89**	**100**	**104,67**	**107,99**
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	12,94	11,99	15,78	24,82	25,98	26,8
		100,00	**92,70**	**121,98**	**100**	**104,67**	**107,98**
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	15,26	15,29	15,62	18,31	19,15	19,76
		100,00	**100,21**	**102,35**	**100**	**104,59**	**107,92**
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	15,37	13,94	13,76	15,42	16,14	16,65
		100,00	**90,71**	**89,52**	**100**	**104,67**	**107,98**
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	10,89	10,04	10,96	13,43	14,05	14,5
		100,00	**92,18**	**100,60**	**100**	**104,62**	**107,97**
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	7,78	8,15	8,12	8,45	8,84	9,13
		100,00	**104,74**	**104,28**	**100**	**104,62**	**108,05**
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	6,60	6,63	6,14	6,97	7,3	7,53
		100,00	**100,40**	**92,98**	**100**	**104,73**	**108,03**
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	5,22	4,92	6,02	6,61	6,92	7,14
		100,00	**94,12**	**115,24**	**100**	**104,69**	**108,02**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Die Stromintensität sämtlicher ausgewählter Wirtschaftszweige hat im Zeitraum der Jahre 2003 bis 2005 zugenommen. Allerdings ist hier anzumerken, dass die Stromintensität einzelner Unternehmen erheblich vom Branchenmittel abweichen kann. Gründe hierfür können beispielsweise in unterschiedlichen Produktionsprozessen oder verwendeten Technologien gesehen werden.

3.4.3.4 Letztverbrauch des Produzierenden Gewerbes

In den meisten ausgewählten Wirtschaftszweigen ist der Letztverbrauch im Zeitraum der Jahre von 2003 bis 2005 angestiegen. Großverbraucher finden sich hauptsächlich in den Wirtschaftszweigen „Herstellung und erste Bearbeitung von Aluminium“, „Herstellung von Kunststoffen in Primärformen“ und „Herstellung von Zement“. Der gesamte Letztverbrauch an Strom des Sektors Industrie in den Jahren 2000 bis 2005 ist in Tabelle 3-14 dargestellt. Hierunter fällt, neben dem Bezug aus dem öffentlichen Netz, auch Strom aus Eigenerzeugung. Ein leichter Anstieg des Letztverbrauchs kann in den Jahren 2000 bis 2005 beobachtet werden.

Tabelle 3-14 Letztverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes

Letztverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes					
[TWh] [2000=100]					
2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
208	209	209	210	214	212
100	**100,5**	**100,5**	**101**	**103**	**102**

Quelle: AG Energiebilanzen, eigene Berechnungen

Tabelle 3-15 stellt Unternehmenszahlen sowie Letztverbrauch ausgewählter Wirtschaftszweige im Jahr 2002 dar. Der durchschnittliche Letztverbrauch pro Unternehmen schwankt zwischen den ausgewählten Wirtschaftszweigen. Großabnehmer finden sich hauptsächlich im WZ-2742 (Herstellung und erste Bearbeitung von Aluminium), WZ-2416 (Herstellung von Kunststoffen in Primärformen) sowie WZ-2651 (Herstellung von Zement). Allerdings ist hier zu beachten, dass dies nur Durchschnittswerte sind und der Letztverbrauch innerhalb der einzelnen Wirtschaftszweige streuen kann.

Tabelle 3-15 Durchschnittlicher Letztverbrauch pro Unternehmen im Jahr 2002

Wirtschaftszweig		**Unternehmen**	**Letztverbrauch**	**Letztverbrauch pro Unternehmen**
[Bezeichnung]		[Anzahl]	[MWh]	[MWh/a]
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	88	12.703.574	144.359
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	121	17.165.389	141.863
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	30	3.423.571	114.119
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	18	1.959.867	108.882
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	160	15.282.235	95.514
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	36	1.858.037	51.612
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	29	1.390.424	47.946
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	16	394.433	24.652

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 3-16 stellt den Letztverbrauch an Strom der ausgewählten Wirtschaftszweige im Jahr 2000 bis 2005 dar. Der Letztverbrauch umfasst hier sowohl den Bezug aus dem öffentlichen Netz sowie Strom aus Eigenerzeugung.

Tabelle 3-16 Letztverbrauch der ausgewählten Wirtschaftszweige 2000 bis 2005

Letztverbrauch der ausgewählten Wirtschaftszweige							
[Bezeichnung]		[MWh] [2000=100; 2003=100]					
		2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	1.395.417	1.368.826	1.390.424	1.230.178	1.372.658	1.343.899
		100	**98,09**	**99,64**	**100**	**111,58**	**109,24**
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	4.323.677	3.769.350	3.423.571	3.117.052	3.185.848	3.306.510
		100	**87,18**	**79,18**	**100**	**102,21**	**106,08**
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	12.133.354	12.052.472	12.703.574	13.091.809	13.287.949	13.594.964
		100	**99,33**	**104,70**	**100**	**101,50**	**103,84**
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	429.279	411.498	394.433	396.723	410.246	390.820
		100	**95,86**	**91,88**	**100**	**103,41**	**98,51**
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	15.892.624	14.928.713	15.282.235	15.099.516	16.088.584	16.702.504
		100	**93,93**	**96,16**	**100**	**106,55**	**110,62**
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	2.302.876	2.056.276	1.858.037	1.894.115	1.857.653	1.841.149
		100	**89,29**	**80,68**	**100**	**98,07**	**97,20**
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	17.874.161	16.836.316	17.165.389	16.230.286	17.031.377	18.207.701
		100	**94,19**	**96,03**	**100**	**104,94**	**112,18**
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	1.835.310	1.858.262	1.959.867	2.066.827	2.023.370	2.521.324
		100	**101,25**	**106,79**	**100**	**97,90**	**121,99**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 3-17 stellt den Strombezug der ausgewählten Wirtschaftszweige aus dem öffentlichen Netz in den Jahren 2000 bis 2005 dar.

Tabelle 3-17 Strombezug ausgewählter Wirtschaftszweige aus dem öffentlichen Netz 2000 bis 2005

Strombezug der ausgewählten Wirtschaftszweige aus dem öffentlichen Netz							
[Bezeichnung]		[MWh] [2000=100; 2003=100]					
		2000	***2001***	***2002***	***2003***	***2004***	***2005***
WZ-2743	**Erzeugung u. erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn**	1.406.435	1.379.633	1.401.402	1.239.891	1.383.495	1.354.509
		100,00	**98,09**	**99,64**	**100**	**111,58**	**109,24**
WZ-2651	**Herstellung von Zement**	4.047.169	3.528.293	3.204.627	2.917.711	2.982.107	3.095.053
		100,00	**87,18**	**79,18**	**100**	**102,21**	**106,08**
WZ-2742	**Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium**	11.827.749	11.748.904	12.383.607	12.762.063	12.953.263	13.252.546
		100,00	**99,33**	**104,70**	**100**	**101,50**	**103,84**
WZ-2735	**Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.**	991.373	950.310	910.900	916.188	947.419	902.555
		100,00	**95,86**	**91,88**	**100**	**103,41**	**98,51**
WZ-2112	**Herstellung von Papier, Karton und Pappe**	11.203.281	10.523.785	10.772.996	10.644.190	11.341.420	11.774.195
		100,00	**93,93**	**96,16**	**100**	**106,55**	**110,62**
WZ-247	**Herstellung von Chemiefasern**	1.482.741	1.323.964	1.196.325	1.219.555	1.196.078	1.185.452
		100,00	**89,29**	**80,68**	**100**	**98,07**	**97,20**
WZ-2416	**Herstellung von Kunststoffen in Primärformen**	14.776.957	13.918.948	14.191.000	13.417.930	14.080.210	15.052.702
		100,00	**94,19**	**96,03**	**100**	**104,94**	**112,18**
WZ-2415	**H. v. Düngemitteln und Stickstoffverbindungen**	880.727	891.742	940.500	991.828	970.974	1.209.932
		100,00	**101,25**	**106,79**	**100**	**97,90**	**121,99**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Abgesehen von den Wirtschaftszweigen WZ-2735 (Erste Bearb. v. Eisen u. Stahl, Herst. v. Ferrolegier.) und WZ-247 (Herstellung von Chemiefasern) ist der Letztverbrauch sowie der Strombezug aus dem öffentlichen Netz in den Jahren 2003 bis 2005 angestiegen.

3.5 Be- und Entlastung der Letztverbraucher

Im vorliegenden Kapitel werden die Rahmendaten zum EEG, die EEG-bedingte Be- und Entlastung der privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbraucher sowie die Wirkung der Härtefallreglung und des Deckelungsmechanismus analysiert und bewertet.

3.5.1 Rahmendaten zum EEG

Das Aufkommen aus dem EEG ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Aufgrund der Novelle des EEG im Jahr 2004 sind das eingespeiste Volumen und die überwälzten Kosten stärker als in den Vorjahren angewachsen.

Zur Einführung in die Analyse werden im Folgenden für die Jahre 2000 bis 2005 die Rahmendaten zum Wälzungsmechanismus nach EEG, zur Umlage der EEG-bedingten Belastung auf die Letztverbraucher und der Härtefallreglung dargestellt und kurz diskutiert.

3.5.1.1 Daten zum Wälzungsmechanismus nach EEG

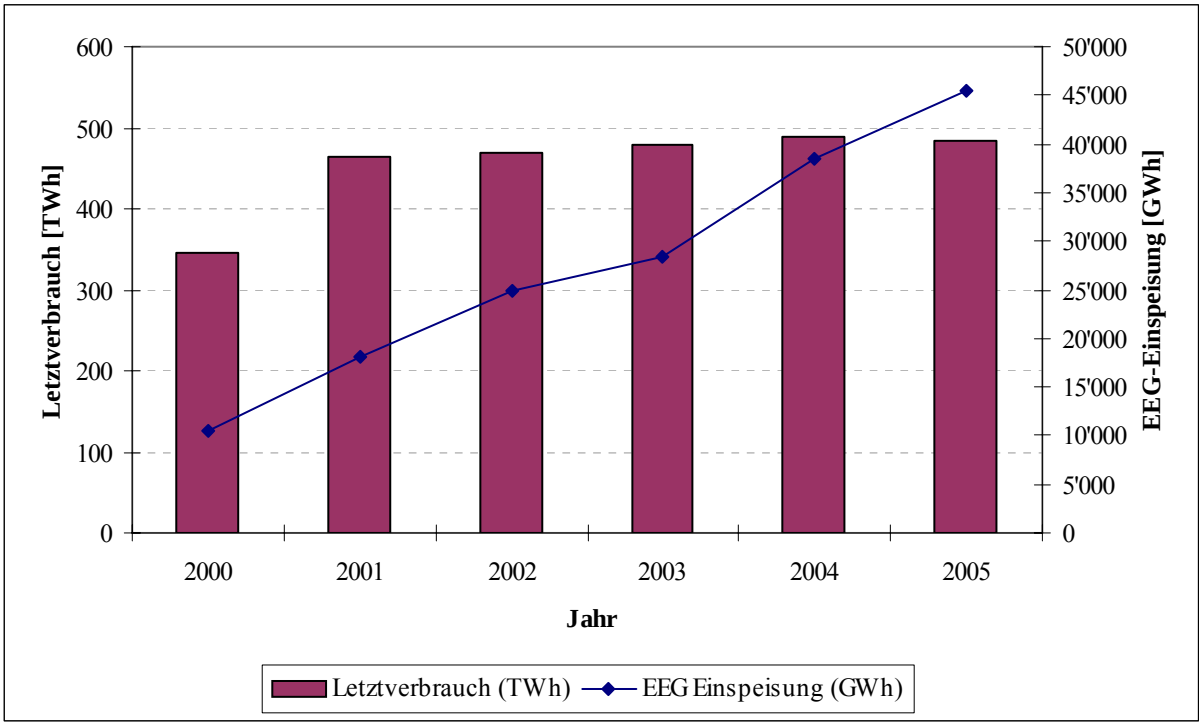
Tabelle 3.5.1 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Rahmendaten zum Wälzungsmechanismus nach EEG und der Umlage der EEG-bedingten Belastung auf die Letztverbraucher in den Jahren 2000 bis 2005.

Der für den Wälzungsmechanismus relevante gesamte Letztverbrauch des Jahres 2000 bestimmt sich auf der Grundlage des Rumpfjahres 1.4.2000 – 31.12.2000, da das EEG erst zum 1.4.2000 wirksam wurde. Dies erklärt, weshalb der gesamte Letztverbrauch im Jahr 2000 deutlich niedriger als in den Folgejahren ausfiel. Mit der EEG Novelle wurden vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) im Wälzungsmechanismus nach EEG berücksichtigt. Aufgrund der Tatsache, dass die EEG Novelle erst zum 1.8.2004 wirksam wurde, fielen die vNNE in 2004 wesentlich geringer aus als im Jahr 2005.

Tabelle 3-18 Rahmendaten zum Wälzungsmechanismus 2000 – 2005

Rahmendaten		2000 (ab 1.4.2000)	2001	2002	2003	2004	2005
Gesamter Letztverbrauch	[TWh]	345	464	468	478	488	484
EEG-Einspeisung	[GWh]	10.391	18.145	24.963	28.496	38.511	45.447
Vergütung der EEG-Einspeisung	[Tsd. Euro]	882.940	1.576.616	2.213.325	2.604.867	3.611.463	4.422.706
Durchschnittliche EEG- Vergütung	[€ct/kWh]	8,50	8,69	8,91	9,14	9,29	9,53
Vermiedene Netznutzungsentgelte	[Tsd. Euro]	-	-	-	-	33.940	91.347
EEG-Quote (ab 2003: für nicht-privilegierte Letztverbraucher)	[%]	3,01	3,91	5,33	6,03	8,48	10,50
EEG-bedingte Belastung aller Letztverbraucher[9]	[Tsd. Euro]	686.758	1.140.171	1.650.476	1.892.476	2.530.018	2.440.763

Quelle: VDN, eigene Berechnungen

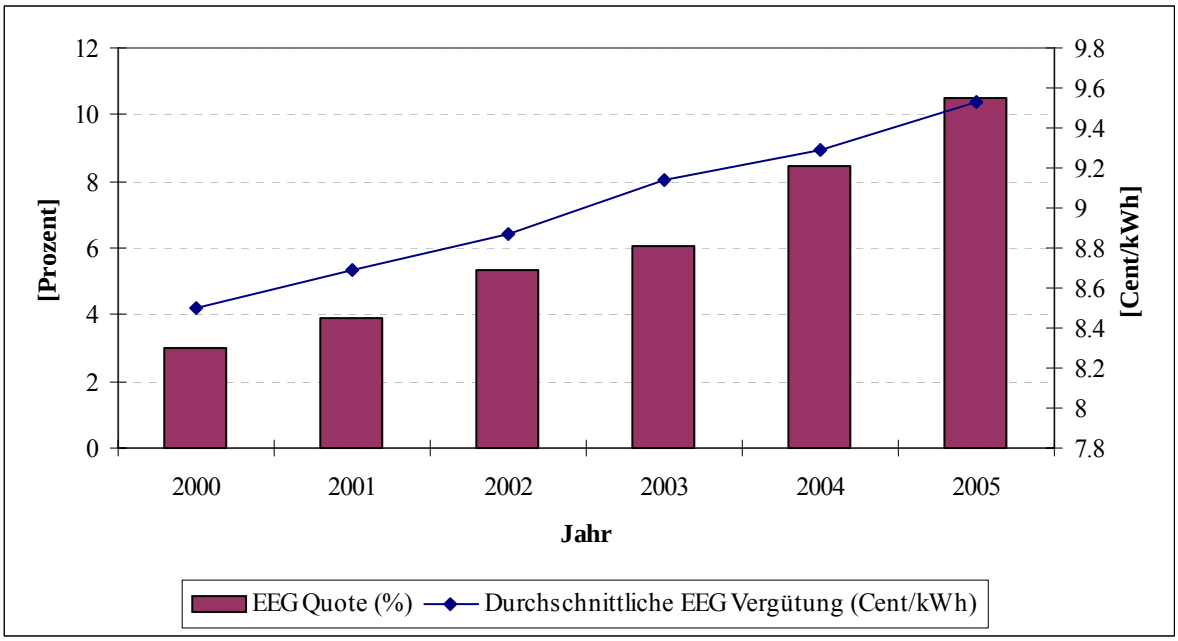


Quelle: VDN

Abbildung 3-9 Letztverbrauch und EEG-Einspeisung 2000 bis 2005

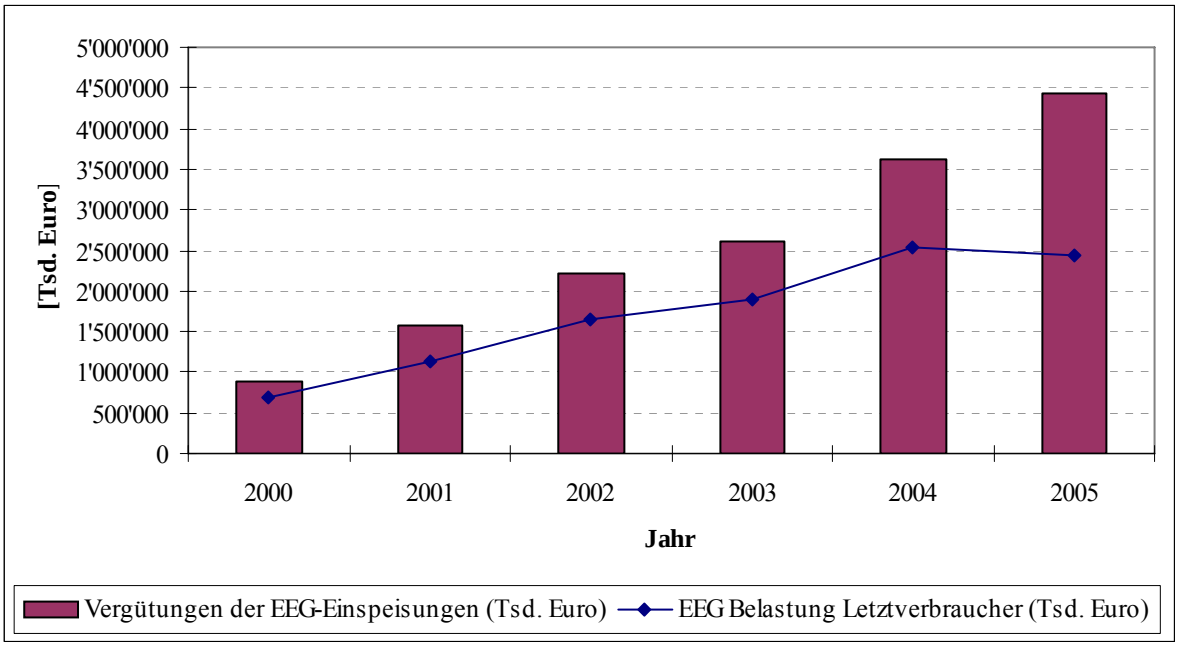
[9] EEG-Einspeisevergütung abzüglich vermiedener Netznutzungsentgelte und Beschaffungskosten für Nicht-EEG-Strom.

Eine grafische Darstellung der Entwicklung ausgewählter Rahmendaten über den Zeitverlauf findet sich in den Abbildungen 3.10, 3.11und 3.12. Die jährlich eingespeiste Menge an EEG-Strom ist zwischen 2000 und 2005 kontinuierlich gestiegen, während der Letztverbrauch nur wenig zugenommen hat. Aufgrund der EEG Novelle hat sich die absolute EEG-Einspeisung in 2004 und 2005 stärker als in den Vorjahren erhöht.



Quelle: VDN

Abbildung 3-10 EEG-Quote (ab 2003: nur für nicht-privilegierte Letztverbraucher) und durchschnittliche EEG-Vergütung 2000 bis 2005



Quelle: VDN, eigene Berechnungen

Abbildung 3-11 Vergütung der EEG-Einspeisungen und EEG-bedingte Belastung der Letztverbraucher in 2000 bis 2005

Die EEG-Quote sowie die durchschnittliche EEG-Vergütung sind im Zeitraum von 2000 bis 2005 angestiegen. Der stärkere Anstieg der EEG-Quote für nicht-privilegierte Letztverbraucher 2004 bis 2005 im Vergleich zu 2000 bis 2003 kann unter anderem auf steigende EEG-Einspeisungen sowie die Einführung und spätere Modifizierung der Härtefallregelung im Rahmen der EEG Novelle zurückgeführt werden (siehe Abschnitt 3.2 für eine ausführlichere Diskussion der Härtefallregelung). Die Vergütung der EEG-Einspeisungen sowie die EEG-bedingte Belastung der gesamten Letztverbraucher haben in den Jahren 2000 bis 2004 kontinuierlich zugenommen. Allerdings wird diese Entwicklung im Jahr 2005 aufgrund des Anstiegs der vermiedenen Beschaffungskosten gedämpft.

3.5.1.2 Daten zur Härtefallreglung nach EEG §11a und EEG Novelle §16

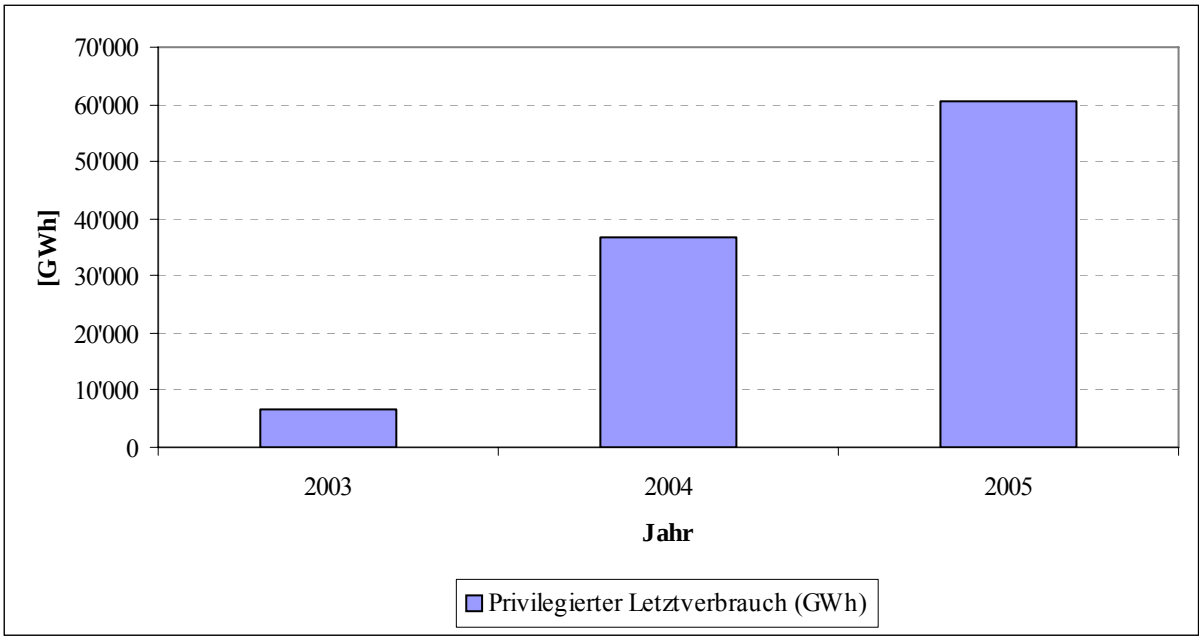
Tabelle 3-19 gibt einen Überblick über den privilegierten Letztverbrauch sowie die EEG-bedingte Abnahmeverpflichtung und die resultierende Kostenbelastung.

Tabelle 3-19 Rahmendaten zur EEG-Härtefallregelung

		2003	2004	2005
Privilegierter Letztverbrauch	[GWh]	6.551	36.865	60.633
Abnahme EEG-Strom durch privilegierte Letztverbraucher [10]	[GWh]	49,3	280,6	1.018,1
EEG-bedingte Belastung privilegierte Letztverbraucher	[Tsd. Euro]	3.276	18.433	54.680

Quelle: VDN, eigene Berechnungen

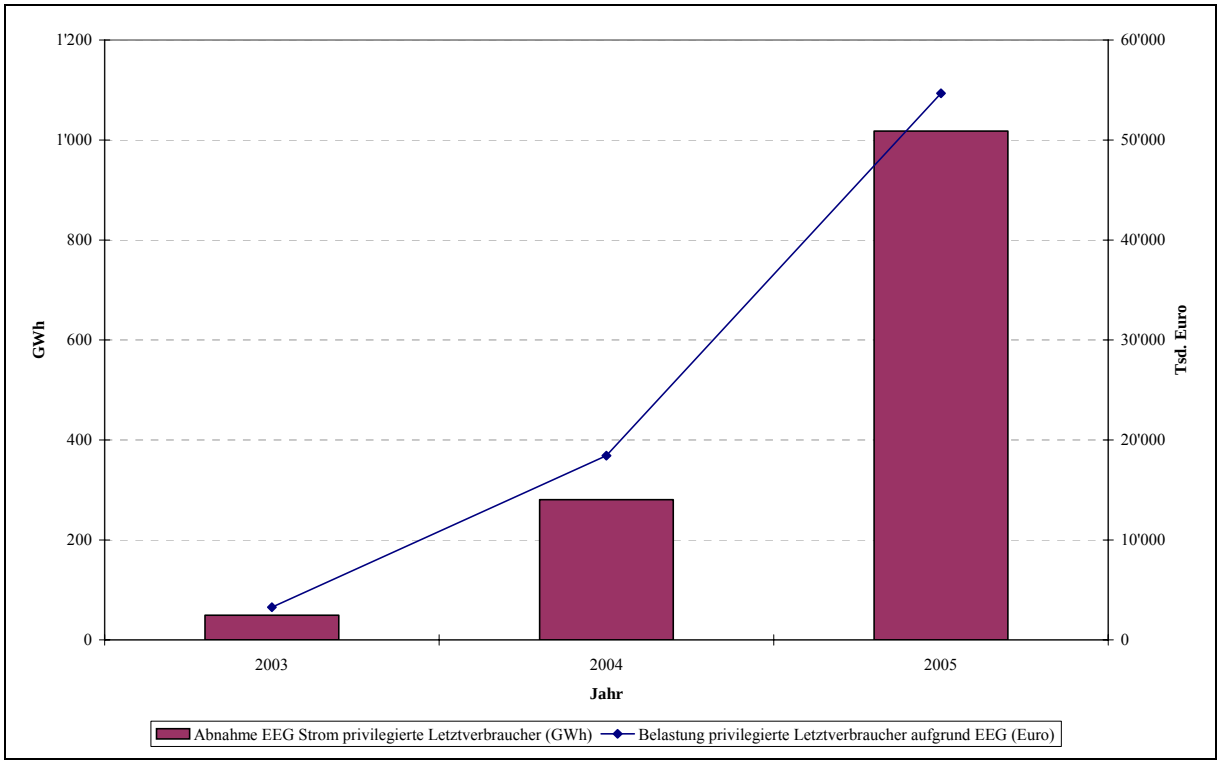
Die für die Härtefallregelung relevanten Daten des Jahres 2003 bestimmen sich auf Basis des Rumpfjahres vom 17.7.2003 bis 31.12.2003. Aufgrund dieser Tatsache fallen die Rahmendaten der Härtefallregelung im Jahr 2003 – verglichen zum Vorjahr - wesentlich geringer aus. Die Abbildung 3-12 und 3.13 stellen die Rahmendaten zur Härtefallregelung graphisch dar.
Der privilegierte Letztverbrauch hat sich seit Einführung der Härtefallregelung stark erhöht. Der starke Anstieg im Jahr 2005 kann auf die Modifizierung der Härtefallregelung im Zuge der EEG Novelle im Jahr 2004 zurückgeführt werden, welche zu einer Ausweitung des Kreises der privilegierten Letztverbraucher geführt hat.



Quelle: VDN

Abbildung 3-12 Privilegierter Letztverbrauch 2003 bis 2005

[10] Daten weichen ggf. leicht von BMU-Daten ab, aufgrund angepasster Prognosewerte. Grundsätzlich wurde jedoch die Zahlenbasis abgeglichen und ist in guter Übereinstimmung.



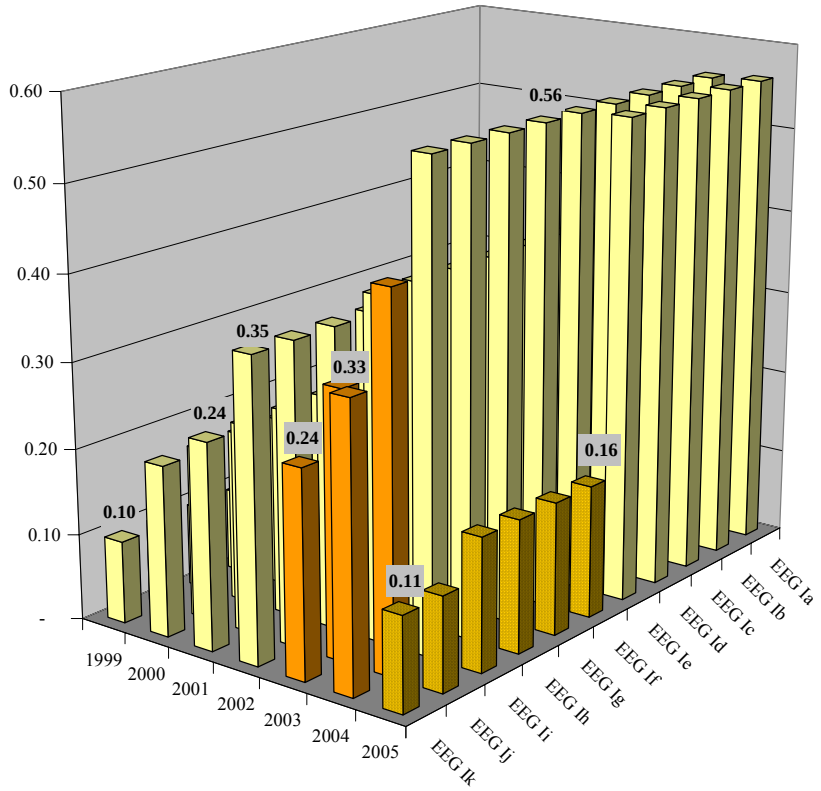
eigene Berechnungen

Abbildung 3-13 Abnahme von EEG-Strom durch privilegierte Letztverbraucher und EEG-bedingte Belastung privilegierte Letztverbraucher

Der von den privilegierten Letztverbrauchern abzunehmende EEG-Strom sowie die EEG-bedingte Belastung der privilegierten Letztverbraucher sind im Zeitraum von 2003 bis 2005 stark angestiegen. Für das Jahr 2005 kann dies auf die Einführung des Deckelungsmechanismus in der Härtefallregelung nach EEG Novelle §16 sowie die Ausweitung des Berechtigtenkreises im Zuge der Novellierung zurückgeführt werden. Die Abbildung 3-13 zugrunde liegenden Daten wurden mit dem BMU abgeglichen und bestätigt.

3.5.2 Strompreisbestandteile des EEG

Auf Basis des in Kapitel 3.3 dargestellten Mechanismus sowie der in 3.5.1 dargestellten Daten entstehen für ausgewählte Verbraucherklassen absolute und relative Mehrbelastungen bei den staatlich getriebenen Strompreisbestandteilen. In 2005 betrug die absolute Mehrbelastung zwischen 0,11 und 0,56 ct/kWh und die relative Mehrbelastung zwischen 2,7 % und 7,4 %

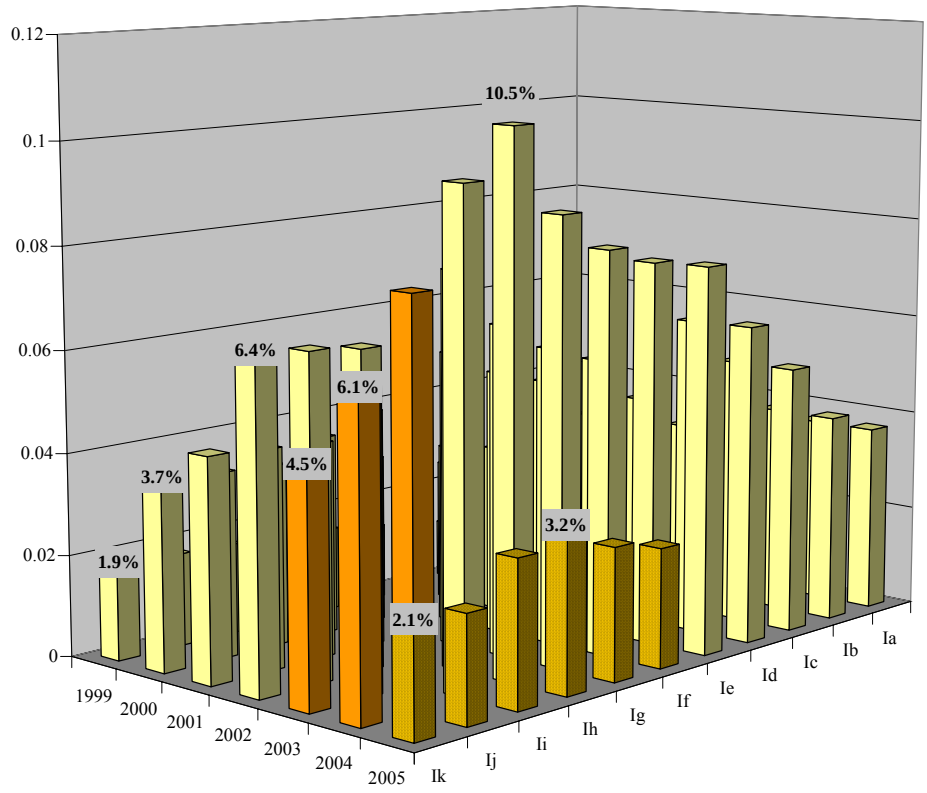


Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 3-14 Strompreisbestandteile EEG in absoluter Höhe [€ct/kWh]

Abbildung 3-14 zeigt die Strompreisbestandteile des EEG zunächst in absoluter Höhe. Die orange hervor gehobenen Bereiche profitieren von der Härtefallregelung - zunächst in früherer Fassung, ab 2005 dann in der novellierten Fassung nach §16, zusätzlich punktiert. Dabei wird das EEG ausgeweitet und beinhaltet die Vollprivilegierung für die Verbrauchsklassen Ij-Ik sowie die Teilprivilegierung mit 10% Selbstbehalt für die Klassen If-Ii. Dabei werden für alle Verbraucher gleiche vermiedene Beschaffungskosten unterstellt.

Damit entsteht 2005 eine Mehrbelastung von 0,11 €ct/kWh für vollprivilegierte Letztverbraucher, für teilprivilegierte Letztverbraucher ein Satz von 0,16 ct/kWh sowie für die nichtprivilegierten Letztverbraucher eine Mehrbelastung von 0,56 €ct/kWh.



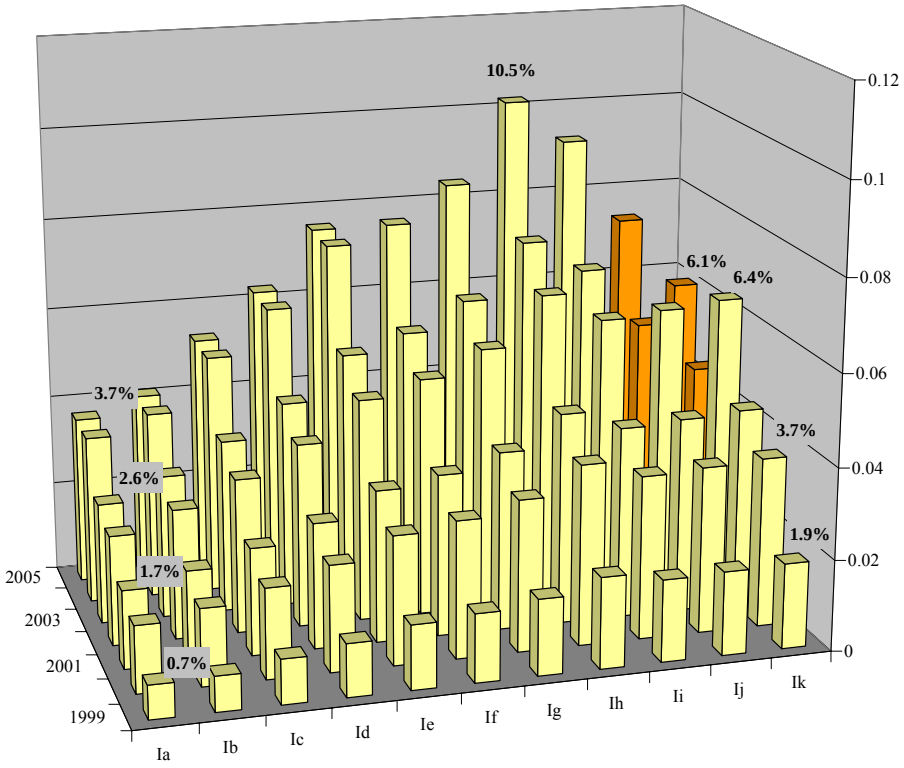
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 3-15 Relative Mehrbelastung durch die EEH Umlage für ausgewählte Verbraucherklassen

In relativen Anteilen, gemessen an den gesamten Preisbestandteilen, beträgt die EEG-Belastung 2005 zwischen 2,1 und 7,6 %, die relativ höchste Belastung entsteht beim letzten nicht-privilegierten Verbraucher in der Klasse Ie.

Mit der Novellierung des EEG hat die Ausweitung der Privilegierung auf die teil-privilegierten Verbraucher der Klassen If-Ii die höchsten relativen EEG-Anteile in Höhe von 10,7% (Ih in 2004) reduziert und damit die Spitze der Belastung abgetragen. Anders betrachtet hat das zunehmende EEG-Aufkommen in Verbindung mit der Deckelungsregelung zu einem kontinuierlichen Anstieg auf Seiten der Sondervertragskunden mit geringeren Stromverbräuchen (Ia-Ie) geführt.

Abbildung 3-15 zeigt das selbe Bild wie Abbildung 3-16 aus entgegen gesetztem Blickwinkel. Dabei ist sowohl der Anstieg der relativen Mehrbelastungen im zeitlichen Verlauf als auch für die nicht-privilegierten Verbrauchergruppen erkennbar.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 3-16 Relative Mehrbelastung durch die EEG Umlage für ausgewählte Verbraucherklassen

3.5.3 Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung

Relative Belastungen können auf Preise, Stromkosten sowie verfügbare Budgets (Umsätze, Einkommen) bezogen werden. Unabhängig von der gewählten Bezugsbasis ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- *Die absoluten Belastungen und Mehrkosten der Privaten Haushalte sind moderat.*
- *Die Besondere Ausgleichsregelung entlastet die stromintensiven Verbraucher oberhalb der Schwellenwerte signifikant. Jedoch wirkt die starke Hebelwirkung der Ausgleichsregelung, insbesondere der Deckelung, dieser Entlastung zunehmend entgegen.*
- *Die Ausgleichswirkung verursacht zwischen dem letzten nicht-privilegierten Letztverbrauchers und dem ersten teilprivilegierten Letztverbraucher einen systematischen Bruch mit hohen negativen Grenzkosten.*
- *Nicht zuletzt aufgrund dieses Tatbestands werden große Verbraucher unterhalb der Schwellenwerte relativ stark belastet, gemessen in relativen Preisanstieg sowie in Mehrkosten bezogen auf den Umsatz.*

In Kapitel 3.4.1 wurden 6 Verbrauchertypen identifiziert, anhand derer die Analyse der Be- und Entlastungen aus dem EEG exemplarisch dargestellt werden können. Zunächst richtet die Untersuchung ihr Augenmerk darauf, welche Bedeutung die Stromkosten aus Sicht der verschiedenen Verbrauchstypen haben. Anschließend werden die Mehrbelastungen des EEG sowohl in absoluten als auch relativen Kostenbestandteilen dargestellt und erörtert.

3.5.3.1 Preisbelastungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG

Zur systematischen Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG werden für die 6 ausgewählten Verbrauchertypen jeweils absolute und relative Mehrbelastungen bestimmt. Zur Bestimmung der Strompreise wurden die Verbrauchsklassen nach Kapitel 3.4.2 heran gezogen. Entsprechend wurden in Tabelle 3-20 die absoluten und relativen Kosten- und Preisbestandteile für jeweils 4 Fälle bestimmt:

- O: ohne EEG
- E: mit EEG, aber ohne die besondere Ausgleichsregelung (ohne Härtefallregelung)
- H: mit EEG, sowie mit einfacher Härtefallregelung (ohne Deckelung)
- D: mit EEG, mit einfacher Härtefallregelung und Deckelung)

Die relativen Preisbestandteile aufgrund EEG wurden bereits in Kapitel 3.5.2 dargestellt und erörtert. Es wurde festgehalten, dass die relativ höchsten Preisbelastungen in den mittleren Verbrauchssegmenten auftreten. Dieser Befund bestätigt sich in Abbildung 3-17.

Tabelle 3-20 **Preise und Kostenbestandteile für ausgewählte Verbrauchergruppen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG**
[eigene Berechnungen, Werte für 2005]

Auswertung EEG		3PersHH	Einzelhandel	Krankenhaus	LetzterNP	Erster TP	TeilP	VollP
Strompreis O	[€/MWh]	173.49	130.21	82.44	64.81	64.81	52.44	50.53
Strompreis E	[€/MWh]	179.31	136.03	88.26	70.10	70.10	57.73	55.83
Strompreis H	[€/MWh]	180.06	136.78	89.01	70.79	65.88	53.51	51.06
Strompreis D	[€/MWh]	180.00	136.71	88.95	70.73	66.44	54.07	51.69
Preisanteil O ohne EEG	[%]	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Preisanteil E mit einf. EEG	[%]	3.24%	4.28%	6.59%	7.56%	7.56%	9.17%	9.49%
Preisanteil H mit Härtefallr.	[%]	3.65%	4.80%	7.38%	8.45%	1.63%	2.01%	1.03%
Preisanteil D mit Deckelung	[%]	3.61%	4.76%	7.32%	8.37%	2.46%	3.03%	2.25%
Stromkosten O	[€/a]	607.23	10'417	164'882	641'577	654'538	4'981'334	50'529'928
Stromkosten E	[€/a]	627.59	10'882	176'519	694'015	708'036	5'484'530	55'826'732
Stromkosten H	[€/a]	630.22	10'942	178'020	700'778	665'377	5'083'287	51'057'928
Stromkosten D	[€/a]	630.00	10'937	177'895	700'219	671'080	5'136'923	51'691'528
Stromk O an Umsatz	[%]	1.40%	0.35%	1.10%	6.42%	6.55%	8.30%	11.75%
Stromk E an Umsatz	[%]	1.45%	0.36%	1.18%	6.94%	7.08%	9.14%	12.98%
Stromk H an Umsatz	[%]	1.45%	0.36%	1.19%	7.01%	6.65%	8.47%	11.87%
Stromk D an Umsatz	[%]	1.45%	0.36%	1.19%	7.00%	6.71%	8.56%	12.02%
Mehrk EEG O	[€/a]	0.00	0	0	0	0	0	0
Mehrk EEG E	[€/a]	20.36	465	11'637	52'438	53'498	503'196	5'296'803
Mehrk EEG H	[€/a]	22.99	526	13'138	59'202	10'839	101'954	528'000
Mehrk EEG D	[€/a]	22.77	521	13'014	58'642	16'542	155'589	1'161'600
Mehrk O an Umsatz	[%]	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Mehrk E an Umsatz	[%]	0.05%	0.02%	0.08%	0.52%	0.53%	0.84%	1.23%
Mehrk H an Umsatz	[%]	0.05%	0.02%	0.09%	0.59%	0.11%	0.17%	0.12%
Mehrk D an Umsatz	[%]	0.05%	0.02%	0.09%	0.59%	0.17%	0.26%	0.27%

O: ohne EEG / E: mit EEG (ohne Härtefallregelung) / H: mit Härtefallregelung (ohne Deckelung) / D: mit Härtefallregelung (mit Deckelung)

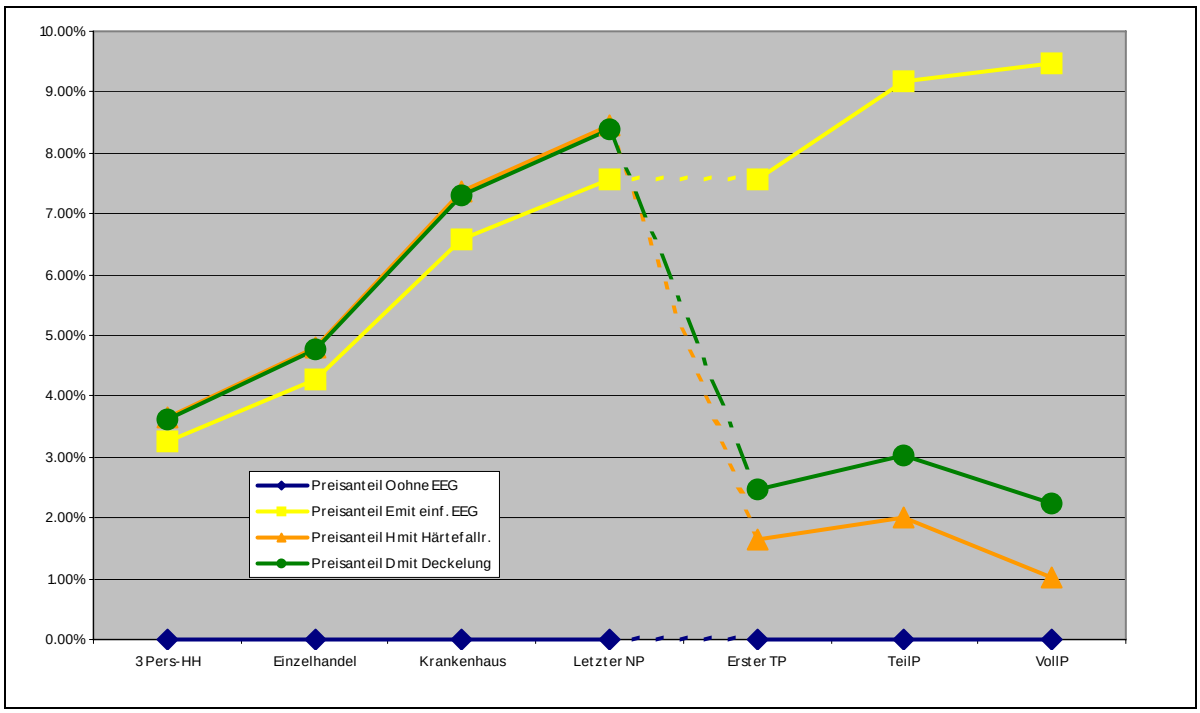


Abbildung 3-17 Relative Preisbestandteile mit und ohne EEG-Regelungen (eigene Darstellung)

Eine pro kWh gleichmäßige Belastung (ohne Härtefallregelung) hätte zu relativ höchsten Belastungen am oberen Ende der Verbraucherskala geführt, da dort die Strombezugspreise am geringsten sind (vgl. gelbe Kurve). Mit Einführung der Härtefallregelung nach §16 werden die stromintensiven Verbraucher entlastet. Wie die orangefarbene Kurve zeigt, war eine Entlastung bis zu 0,05 €ct/kWh vorgesehen, wovon der vollprivilegierte Verbraucher voll und die teilprivilegierten Verbraucher mit einem 10%-Selbstbehalt partizipiert hätten. Aufgrund der Deckelungsregelung hat sich dieser Betrag 2005 auf 0,11 €ct/kWh verdoppelt, sodass sich der Verlauf der grünen Kurve ergibt.

Deutlich lässt sich die Hebelwirkung des Mechanismus erkennen: der Gesamtverbrauch (das Gewicht) der nicht-privilegierten Verbrauchergruppen beträgt ca. 420 TWh, während das Gewicht der privilegierten Verbraucher eine Größenordnung von 60 TWh hat. Entsprechend ändert sich die Belastung der nicht-privilegierten Verbraucher bei einer deutlichen Entlastung der privilegierten Verbraucher (von „gelb“ nach „orange“) jeweils im Verhältnis 1 zu 7. Auf der anderen Seite bringt die Deckelung, obwohl der privilegierte Verbrauch doppelt so hoch belastet wird, aus Sicht nicht-privilegierter Verbraucher nur eine geringe Entlastung.

Besonders signifikant fällt in Abbildung 3-17 der Schritt vom letzten nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teilprivilegierten Verbraucher aus. Bei Überschreiten der Schwellenwerte erfolgt die Privilegierung für die gesamte Abnahme (abzgl. des Selbstbehalts in Höhe von 10%). Dadurch entstehen an dieser Schwelle hohe negative Grenzkosten, also ein hoher inhärenter Anreiz, die Schwellenwerte zu brechen: eine verbrauchte Einheit mehr führt im gewählten Beispiel zu einer Minderung der jährlichen Stromkosten um mehr als 40'000 €.

3.5.3.2 Kostenbelastungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG

Der Befund der relativ stärksten Preisbelastung des letzten nicht privilegierten Letztverbrauchers spiegelt sich ebenfalls bei den Kostenbelastungen wieder. Tabelle 3-21 weist unter anderem die gesamten Stromkosten sowie die entstehenden Mehrkosten aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach §16 EEG aus.

Die relativen prozentualen Abweichungen zu den (bisherigen) Stromkosten, d. h. zu den Stromkosten ohne EEG ergeben Belastungen zwischen 2,25% (vollprivilegierter Letztverbraucher) und 8,37% (letzter nicht-privilegierter Letztverbraucher). In absoluter Höhe variieren die Mehrkosten aufgrund des EEG von 22 €/a für den Haushalt bis zu mehr als 1 Mio. €/a für den großen stromintensiven industriellen Abnehmer.

Aussagekräftiger sind die relativen Zahlen, wobei die Höhe der Mehrkosten an unterschiedlichen absoluten Größen gemessen werden kann:

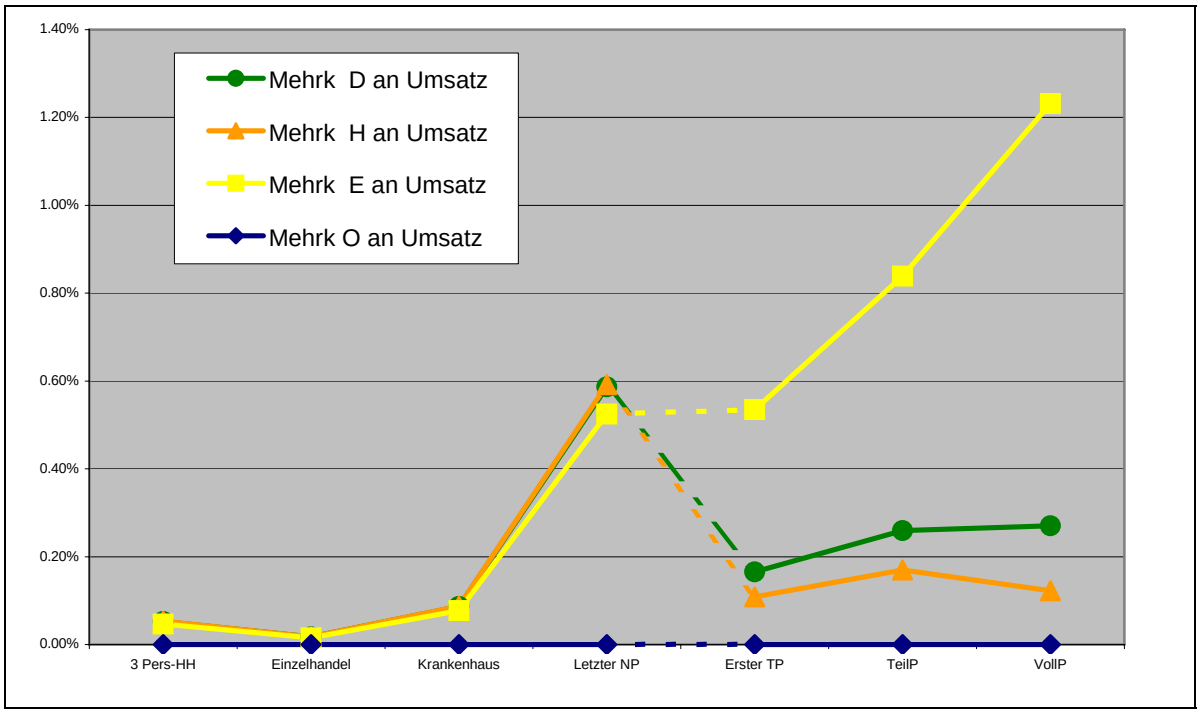
- an den absoluten, jährlichen Stromkosten
- am absoluten, jährlichen Budget, wie z. B. dem Umsatz oder dem Einkommen.

Tabelle 3-21 Relative Kostenbelastungen aufgrund des EEG (incl. Härtefallregelung und Deckelung)

		3PHH	EH	KH	LNP	ETP	TeilP	VollP
Umsatz / Budget	[k€/a]	43,400	3'000	15'000	10'000	10'000	60'000	430'000
Stromkosten	[k€/a]	0,630	11	178	700	671	5’137	51'692
Mehrkosten EEG	[k€/a]	0,022	0,521	13	59	166	156	1'162
Stromk./ Umsatz	[%]	1,45%	0,36%	1,19%	7,00%	6,71%	8,56%	12,02%
Mehrk./ Stromk.	[%]	3,61%	4,76%	7,32%	8,37%	2,46%	3,03%	2,25%
Mehrk./ Umsatz	[%]	0,05%	0,02%	0,09%	0,59%	0,17%	0,26%	0,27%

eigene Berechnungen

Wie Tabelle 3-21 zeigt, sind auch hier die Modalwerte für die relativen Mehrkosten jeweils beim letzten nicht-privilegierten Verbraucher. Während die relativen Mehrkosten pro Stromkosten dem bereits bekannten Bild in Abbildung 3-17 mit exakt gleichen Zahlenwerten entsprechen, zeigen die relativen Mehrkosten bezogen auf den Umsatz (Haushaltseinkommen) zwar einen ähnlichen Verlauf mit dem Modus bei dem letzten nicht-privilegierten Verbraucher, allerdings mit relativ höheren Belastungen bei den vollprivilegierten Verbraucher. Die Aussage zur relativen Belastung hängt also stark von der gewählten Bezugsbasis ab[11].



eigene Berechnung

Abbildung 3-18 Relative Mehrkosten bemessen am Umsatz

Die unterschiedliche Betrachtungsweise wird durch Abbildung 3-18 verdeutlicht, insbesondere im Unterschied zur Abbildung 3-17. Unabhängig von der gewählten Betrachtung zeigen beide Abbildungen die relativ höchsten Belastungen bei den letzten nicht-privilegierten Letztverbrauchern. Beide Abbildungen zeigen ebenfalls, dass der Deckelungsmechanismus auf Seiten der privilegierten Verbraucher aufgrund der hohen Hebelwirkung zu starken Schwankungen führt.

[11] Die Wahl der Bezugsbasis hängt stark vom unterstellten Gerechtigkeitsbegriff ab. Spontan erscheint es ebenso einleuchtend, alle Verbraucher mit dem gleichen Zuschlag pro Verbrauchseinheit (in Preisgrößen) zu belasten, genauso wie der Vorschlag, Verbraucher in gleichen relativen Größen gemessen an ihrem zur Verfügung stehenden Budget zu belasten.

3.5.4 Belastung und Entlastung ausgewählter Wirtschaftszweige

Wesentlich für die Beurteilung der Belastung und Entlastung des Sektors IND ist die besondere Ausgleichsregelung. Deshalb werden zunächst die Rahmendaten zur besonderen Ausgleichsregelung, wie sie vom BAFA bereitgestellt wurden, dargestellt. Hierauf aufbauend werden in einem zweiten Schritt, soweit es die Datenlage zulässt, die vorliegenden Rahmendaten einer genaueren Betrachtung und Analyse unterzogen.

3.5.4.1 Darstellung und Analyse der besonderen Ausgleichsregelung

Die Daten zur besonderen Ausgleichsregelung für die Jahre 2004 und 2005 wurden vom BAFA ermittelt und bereitgestellt. Hierbei ist zu beachten, dass aufgrund des im EEG vorgesehenen Rückgriffs auf Vergangenheitswerte bei der Beantragung und Bewilligung von so genannten Härtefallanträgen, die BAFA-Daten sich auf das Vorjahr des Entscheidungsjahres beziehen. Mit anderen Worten bedeutet dies, dass die BAFA-Daten für 2004 sich auf 2002 beziehungsweise die BAFA-Daten für 2005 auf 2003 beziehen. Im Gegensatz hierzu beziehen sich die Gesamtdaten jeweils auf das aktuelle Jahr.

Die Daten für die dargestellten - von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen - Wirtschaftszweige liegen zumeist im 2-Steller Bereich vor, was eine Darstellung und Analyse der Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung für bestimmte Wirtschaftszweige der 3- beziehungsweise 4-Steller Ebene nicht zulässt. Aufgrund dieser Tatsache ist mit den vorliegenden Daten nur eine sehr grobe Darstellung und Analyse der besonderen Ausgleichsregelung durchführbar. So können beispielsweise nur bedingt Aussagen darüber gemacht werden, ob sich die Privilegierung eines Wirtschaftszweiges gleichmäßig über den gesamten Wirtschaftszweig verteilt ist oder ob nur bestimmte Bereiche von der besonderen Ausgleichsregelung betroffen sind. Des Weiteren können Ergebnisse auf der 2-Steller Ebene nicht direkt mit Ergebnissen auf der 4-Steller Ebene verglichen werden – im Wesentlichen sind somit nur Einzelbetrachtungen der oben dargestellten Wirtschaftszweige möglich.

3.5.4.2 Besondere Ausgleichsregelung 2004

Die vorliegenden Daten des BAFA für das Jahr 2004 lassen nur eine grobe Darstellung und Analyse der Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung auf die einzelnen Wirtschaftszweige zu. Zusammenfassend kann für die Differenzierung nach 2-Steller Wirtschaftszweigen gesagt werden, dass bei einer Betrachtung von absoluten Werten vor allem die Wirtschaftszweige „Metallerzeugung und Bearbeitung“ (WZ-27) sowie „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (WZ-24) von der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden. Hier findet sich auch der höchste durchschnittliche privilegierte Letztverbrauch pro Unternehmen.

Im Folgenden werden zunächst die Rahmendaten zur besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2004 vorgestellt. Insgesamt waren fünf Wirtschaftszweige (gegliedert nach 2-Stellern) aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung in 2004 privilegiert. Einige Wirtschaftszweige wurden aus Datenschutzgründen unter sonstige Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes zusammengefasst.[12]

Tabelle 3-22 Wirtschaftszweige mit privilegierten Unternehmen im Jahre 2004

Wirtschaftszweig		Unternehmen		
		Privilegierte Unternehmen	***Gesamt***	***Anteil***
		[Anzahl]	[Anzahl]	[Prozent]
WZ-21	Papiergewerbe	8	874	0.92
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	17	1.410	1,21
WZ-2651	Herstellung von Zement	7	34	20,75
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	17	72	23,75
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	6	197	3,05
Sonstige Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes		4	1.792	0,22
Gesamtergebnis		**59**	**4.378**	**1,35**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Tabelle 3-22 gibt einen Überblick darüber, wie viele Unternehmen eines Wirtschaftszweiges von der besonderen Ausgleichsregelung betroffen waren.

[12] Hierunter fallen WZ-20 Holzgewerbe (o. Herstellung von Möbeln) und WZ-27 Metallerzeugung und Bearbeitung (ohne WZ-271 und WZ-274).

Insgesamt waren im Jahr 2004 rund 1,35 % der Unternehmen in den von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweigen privilegiert. Die absolut höchste Anzahl der privilegierten Unternehmen findet sich im WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung), gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen). Die vorliegenden Daten für den WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung) weisen darauf hin, dass besonders der WZ-271 (Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) sowie der WZ-274 (Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen) aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden. Für den WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) sind aufgrund fehlender Datengrundlagen diesbezügliche Aussagen nicht möglich.

Tabelle 3-23 zeigt, welcher Anteil des Letztverbrauchs (Abnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz ohne Eigenerzeugung) eines Wirtschaftszweiges von der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert wurde.

Tabelle 3-23 Letztverbrauch der privilegierten Wirtschaftszweige 2004

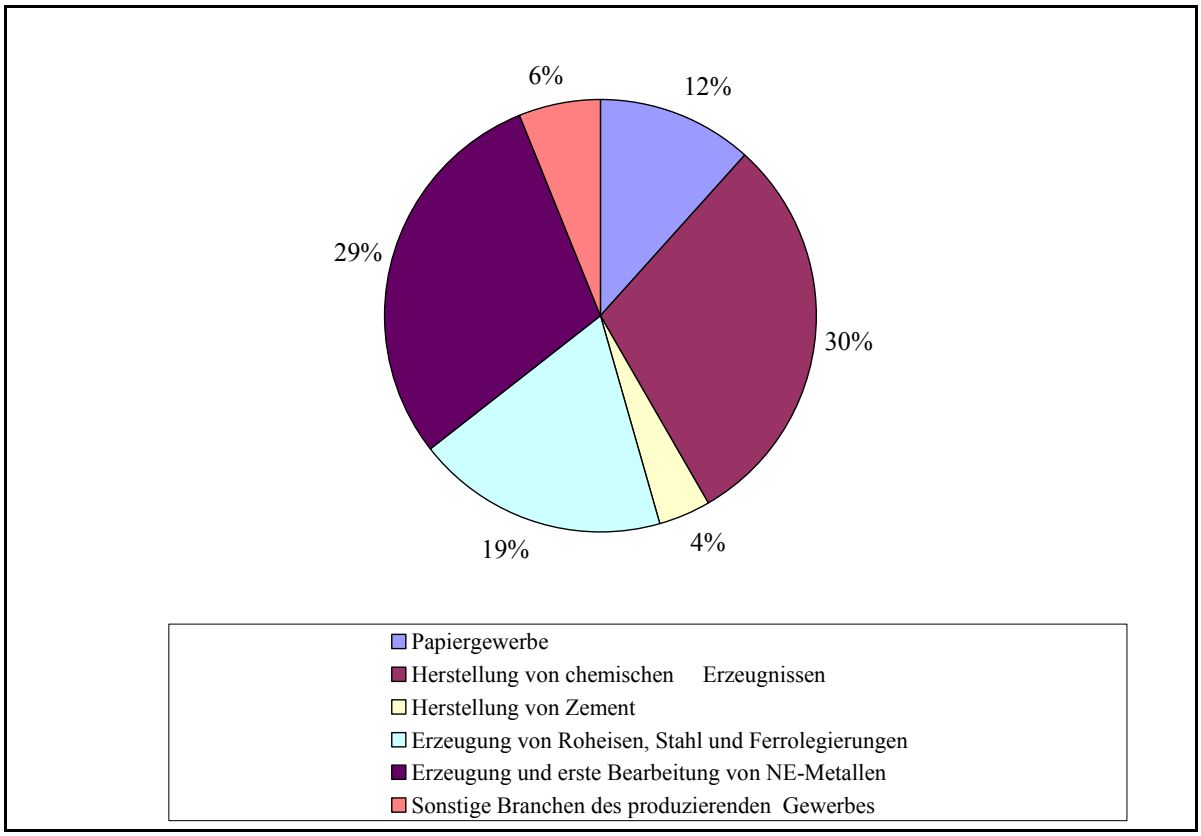
Wirtschaftszweig		Letztverbrauch			
		Privilegierter Letztverbrauch	***Gesamter Letztverbrauch***	***Anteil***	***Privilegierter Letztverbrauch pro Unternehmen***
		[MWh]	[MWh]	[Prozent]	[MWh/a]
WZ-21	Papiergewerbe	3.988.090	14.671.068	27,18	498.511
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	10.318.370	38.508.568	26,79	606.963
WZ-2651	Herstellung von Zement	1.382.960	2.982.107	46,38	197.566
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	6.507.616	16.019.400	40,62	382.801
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	10.061.220	16.824.303	59,80	1.676.870
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		2.148.300	11.789.211	18,22	537.075
Gesamtergebnis		**34.406.556**	**100.794.657**	**34,14**	**583.162**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Insgesamt waren 34,14% des Letztverbrauchs der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffen Wirtschaftszweige privilegiert. Der absolut höchste privilegierte Letztverbrauch findet sich im WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung) gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen). Große Letztverbraucher finden sich ebenso im WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung), gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnis-

sen). Allerdings variiert der durchschnittliche Letztverbrauch pro Unternehmen wie eine Betrachtung der feiner gegliederten Daten zum WZ-27 zeigt. So ist der durchschnittliche privilegierte Letztverbrauch pro Unternehmen im WZ-274 (Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen) mehr als viermal so hoch wie derjenige im WZ-271 (Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen). Da dies ein Durchschnittswert ist, ist davon auszugehen, dass für einzelne Unternehmen dieses Wirtschaftszweiges der privilegierte Letztverbrauch höher beziehungsweise niedriger liegt. Für den WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) sind aufgrund fehlender Datengrundlagen keine Aussagen in dieser Richtung möglich.

Abbildung 3-19 stellt dar, wie sich der gesamte privilegierte Letztverbrauch im Jahr 2004 auf die von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige verteilt.



Quelle: BAFA, eigene Darstellung

Abbildung 3-19 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2004

Tabelle 3-24 zeigt, welcher Anteil der Stromkosten eines Wirtschaftszweiges von der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert wurde.

Tabelle 3-24 Stromkosten der privilegierten Wirtschaftszweige in 2004[13]

Wirtschaftszweig		Stromkosten				
		Privilegierte Stromkosten	***Gesamte Stromkosten***	***Anteil***	***Privilegierte Stromintensität***	***Privilegierte Stromkosten***
		[Tsd. Euro]	[Tsd. Euro]	[Prozent]	[Prozent]	[€ct/kWh]
WZ-21	Papiergewerbe	178.222	-	-	26,98	4,47
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	610.335	1.893.200	32,24	40,33	5,92
WZ-2651	Herstellung von Zement	87.284	136.365	64,01	27,12	6,31
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	288.695	731.553	39,46	40,6	4,44
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	292.781	601.810	48,65	44,93	2,91
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		65.680	-	-	50,85	3,06
Gesamtergebnis		**1.522.997**	**-**	**-**	**38,19**	**4,43**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Die absolut höchsten privilegierten Stromkosten finden sich im WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) gefolgt vom WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung). Die höchste privilegierte Stromintensität (Anteil der privilegierten Stromkosten an der privilegierten Bruttowertschöpfung) weist der WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) auf. Diese beiden Wirtschaftszweige weisen eine privilegierte Stromintensität von mehr als 40% auf. Im Durchschnitt zahlte ein privilegierter Letztverbraucher im Jahr 2004 rund 4,43 €ct/kWh. Allerdings können diese Werte sowohl zwischen als auch innerhalb der einzelnen Wirtschaftszweige schwanken, wie ein Vergleich der nach Wirtschaftszweigen differenzierten Daten ergibt.

Tabelle 3-25 zeigt, welcher Anteil der Bruttowertschöpfung eines Wirtschaftszweiges von der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert wurde.

13 Die Anträge für 2004 wurden in der Regel auf Basis der Daten von 2002 gestellt.

Tabelle 3-25 Bruttowertschöpfung der privilegierten Wirtschaftszweige in 2004

Wirtschaftszweig		Bruttowertschöpfung		
		Privilegierte BWS	***Gesamte BWS***	***Anteil***
		[Tsd. Euro]	[Tsd. Euro]	[Prozent]
WZ-21	Papiergewerbe	660.597	9.595.807	6,88
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.513.207	42.850.544	3,53
WZ-2651	Herstellung von Zement	321.869	524.983	61,31
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	711.130	6.190.208	11,49
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	651.657	4.434.303	14,70
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		129.158	11.123.946	1,16
Gesamtergebnis		**3.987.618**	**74.719.790**	**5,34**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Insgesamt waren 5,34% der Bruttowertschöpfung der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige privilegiert. Der absolut höchste Anteil der privilegierten Bruttowertschöpfung findet sich im WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen), gefolgt vom WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung).

3.5.4.3 Besondere Ausgleichsregelung 2005

Die vorliegenden BAFA-Daten für das Jahr 2005 lassen, wie schon für das Jahr 2004 festgestellt wurde, nur eine grobe Darstellung und Analyse der Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung auf die einzelnen Wirtschaftszweige zu. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass durch die Novellierung der besonderen Ausgleichsregelung der Kreis der potenziell Begünstigten erweitert wurde. Dies spiegelt sich unter anderem darin wider, dass im Vergleich zu 2004 eine höhere Anzahl von Unternehmen privilegiert wurde sowie zusätzliche Wirtschaftszweige in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung gekommen sind. Für die 2-Steller Ebene kann festgehalten werden, dass bei einer Betrachtung von absoluten Werten vor allem die Wirtschaftszweige „Metallerzeugung und Bearbeitung“ (WZ-27), „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (WZ-24) sowie „Papiergewerbe“ (WZ-21) von der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden.

Im Folgenden werden die Rahmendaten zur besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2005 vorgestellt. Durch die Novellierung des EEG in 2004 wurde der Kreis der von der Härtefallreglung begünstigten Unternehmen wesentlich erweitert. Insgesamt waren 19 Wirtschaftszweige (gegliedert nach 2-Stellern) aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung in 2005 privilegiert. Einige Wirtschaftszweige wurden aus Datenschutzgründen unter sonstige Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes zusammengefasst.[14]

Tabelle 3-26 zeigt die Anzahl privilegierter Unternehmen in den von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweigen auf.

Tabelle 3-26 Wirtschaftszweige mit privilegierten Unternehmen in 2005

Wirtschaftszweig		Unternehmen		
		Privilegierte Unternehmen	***Gesamt***	***Anteil***
		[Anzahl]	[Anzahl]	[Prozent]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	14	4.988	0,28
WZ-17	Textilgewerbe	8	878	0,91
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herst. v. Möbeln)	17	1.083	1,57
WZ-21	Papiergewerbe	45	894	5,04
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	42	1.508	2,79
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	6	2.801	0,21
WZ-2651	Herstellung von Zement	26	35	74,42
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung usw. (ohne WZ-271 und WZ-274)	21	691	3,04
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	23	70	33,03
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	12	198	6,05
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		26	-	-
Energieversorgung		12	-	-
Schienenbahnen		45	-	-
Gesamtergebnis		**297**	**-**	**-**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

[14] Hierunter fallen WZ-11 Gewinnung von Erdöl und Erdgas, Erbringung verb. Dienstleistungen, WZ-145 Gewinnung von Steine und Erden, sonst. Bergbau, WZ-2653 Herstellung von gebranntem Gips, WZ-31 Herstellung von Geräten der Elektrizitätserz. usw., WZ-2614 Herstellung von Glasfaser u. –waren, WZ-2652 Herstellung von Kalk, WZ-28 Herstellung von Metallerzeugnissen, WZ-2612 Herstellung von Mineralerzeugn. ang., WZ-10 Kohlenbergbau, Torfgewinnung, WZ-23 Kokerei, Mineralölverarbeitung usw., WZ-18 Ledergewerbe, WZ-37 Recycling, WZ-2612 Veredlung/Bearbeit. von Flachglas und WZ-41 Wasserversorgung.

Insgesamt waren im Jahr 2005 genau 297 Unternehmen aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert. Die absolut höchste Anzahl privilegierter Unternehmen findet sich im WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) gefolgt vom WZ-21 (Papiergewerbe), Schienenbahnen und WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen).

Tabelle 3-27 stellt dar, wie viele der privilegierten Unternehmen als „Klasse 1“ oder „Klasse 2“ Unternehmen charakterisiert werden können.

Tabelle 3-27 Unternehmen der Klasse 1 und Klasse 2 in 2005

Wirtschaftszweig		Unternehmen	
		Unternehmen Klasse 1	***Unternehmen Klasse 2***
		[Anzahl]	[Anzahl]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	-	14
WZ-17	Textilgewerbe	-	8
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herst. v. Möbeln)	3	14
WZ-21	Papiergewerbe	9	36
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	20	22
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	-	6
WZ-2651	Herstellung von Zement	7	19
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung usw. (ohne WZ-271 und WZ-274)	4	17
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	18	5
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	6	6
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		3	23
Energieversorgung		1	11
Schienenbahnen		-	45
Gesamtergebnis		**71**	**226**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

2005 gab es insgesamt 71 „Klasse 1“- und 226 „Klasse 2“-Unternehmen. „Klasse 1“-Unternehmen fanden sich hauptsächlich im WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) und WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen). In diesen Wirtschaftszweigen finden sich die meisten Abnehmer mit mehr als 100 GWh/a. Ausschließlich „Klasse 2“-Unternehmen finden sich im WZ-15 (Ernährungsgewerbe), WZ-17 (Textilgewerbe), WZ-25 (Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren) sowie bei den Schienenbahnen.

Tabelle 3-28 stellt den privilegierten Letztverbrauch am gesamten Letztverbrauch (Abnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz) der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige dar.

Tabelle 3-28 Letztverbrauch der privilegierten Wirtschaftszweige in 2005 [15]

Wirtschaftszweig		Letztverbrauch			
		Privilegierter Letztverbrauch	***Gesamter Letztverbrauch***	***Anteil***	***Privilegierter Letztverbrauch pro Unternehmen***
		[MWh]	[MWh]	[Prozent]	[MWh/a]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	363.864	12.889.521	2,82	25.990
WZ-17	Textilgewerbe	303.742	2.793.642	10,87	37.968
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herst. v. Möbeln)	1.337.199	3.495.001	38,26	78.659
WZ-21	Papiergewerbe	8.468.815	15.002.287	56,45	188.196
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	15.242.843	41.192.138	37,00	362.925
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	142.830	11.846.612	1,21	23.805
WZ-2651	Herstellung von Zement	3.149.677	3.088.759	101,97	121.141
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung usw. (ohne WZ-271 und WZ-274)	2.985.603	8.807.141	33,90	142.172
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	9.178.936	15.585.731	58,89	399.084
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	10.928.485	16.938.832	64,52	910.707
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		1.933.528	-	-	-
Energieversorgung		781.068	-	-	-
Schienenbahnen		4.472.000	-	-	-
Gesamtergebnis		**59.288.591**	-	-	-

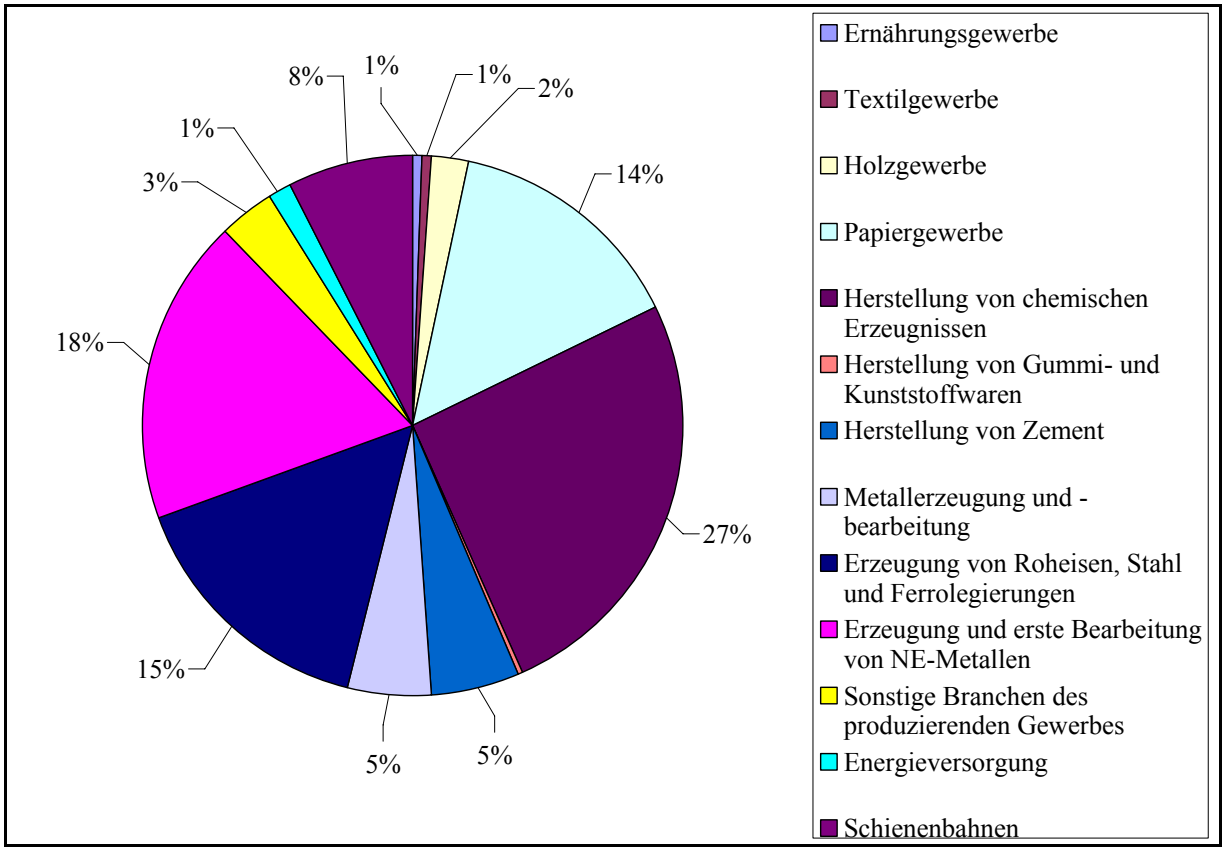
Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Den absolut höchsten privilegierten Letztverbrauch weist der WZ-27 (Metallerzeugung und Bearbeitung) gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) sowie WZ-21 (Papiergewerbe) auf. Der Anteil des privilegierten Letztverbrauchs in 2005 in Höhe von 101,97% des WZ-2671 (Herstellung von Zement) ergibt sich aufgrund der Tatsache, dass die BAFA-Daten zur besonderen Ausgleichsregelung sich auf das Jahr 2003 beziehen, während die Gesamtdaten aus dem Jahr 2005 stammen. Aufgrund des in diesem Wirtschaftszweig stattfindenden Strukturwandels ist der Letztverbrauch in 2005 gegenüber dem in 2003 wesent-

15 Die Anträge für 2005 werden in der Regel auf Basis der Daten von 2003 gestellt.

lich zurückgegangen. Der mit Abstand höchste durchschnittliche privilegierte Letztverbrauch pro Unternehmen findet sich im WZ-27. Allerdings sei hier darauf hingewiesen, dass der durchschnittliche Letztverbrauch pro Unternehmen innerhalb des Wirtschaftszweiges schwankt, wie eine Betrachtung des WZ-274 (Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen) sowie WZ-271 (Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) zeigt.

Abbildung 3-20 stellt dar, wie sich der gesamte privilegierte Letztverbrauch im Jahr 2005 auf die von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige verteilt.



Quelle: BAFA, eigene Darstellung

Abbildung 3-20 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2005

Der Anteil der privilegierten Stromkosten an den gesamten Stromkosten der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige ist in Tabelle 3-29 dargestellt.

Tabelle 3-29 Stromkosten der privilegierten Wirtschaftszweige lt. Anträgen für 2005 [16]

Wirtschaftszweig		Stromkosten				
		Privilegierte Stromkosten	***Gesamte Stromkosten***	***Anteil***	***Privilegierte Stromintensität***	***Privilegierte Stromkosten***
		[Tsd. Euro]	[Tsd. Euro]	[Prozent]	[Prozent]	[€ct/kWh]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	22.449.796	-	-	21,24	6,17
WZ-17	Textilgewerbe	17.442.622	200.843.672	8,68	18,54	5,74
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herst. v. Möbeln)	61.533.346	-	-	22,89	4,60
WZ-21	Papiergewerbe	342.998.325	-	-	22,95	4,05
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	720.177.549	2.089.529.659	34,47	35,05	4,72
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	7.525.829	-	-	24,03	5,27
WZ-2651	Herstellung von Zement	145.888.872	145.733.543	100,11	31,83	4,63
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung (ohne WZ-271 und WZ-274)	93.203.275	-	-	34,45	3,12
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	365.939.337	734.381.877	49,83	34,73	3,99
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	326.198.660	625.173.879	52,18	38,7	2,98
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		105.937.163	-	-	-	5,48
Energieversorgung		62.491.334	-	-	-	8
Schienenbahnen		-	-	-	-	-
Gesamtergebnis		**2.271.786.109**	-	-	-	**3,83**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Die absolut höchsten privilegierten Stromkosten weist der WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) sowie WZ-21 (Papiergewerbe) auf. Für den WZ-2651 (Herstellung von Zement) gelten hier die bereits oben gemachten Anmerkungen. Die höchste privilegierte Stromintensität (Anteil der privilegierten Stromkosten an der privilegierten Bruttowertschöpfung) weist der WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) auf. Beide Wirtschaftszweige haben eine privilegierte Stromintensität von rund 35%. Die privilegierten Stromkosten (Privilegierte Stromkosten / Privilegierter Letztverbrauch) pro kWh liegen im Bereich zwischen 3,4 €ct/kWh (WZ-27: Metallerzeugung und -bearbeitung) bis 6,17 €ct/kWh

16 Die Anträge für 2005 werden in der Regel auf Basis der Daten von 2003 gestellt.

(WZ-15: Ernährungsgewerbe). Allerdings ist zu beachten, dass dies Durchschnittswerte für die einzelnen Wirtschaftszweige sind.

Tabelle 3-30 zeigt die Höhe der Bruttowertschöpfung der privilegierten Unternehmen in den von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweigen auf.

Tabelle 3-30 Bruttowertschöpfung der privilegierten Wirtschaftszweige in 2005

Wirtschaftszweig		Bruttowertschöpfung		
		BWS, privilegierte	***BWS, gesamt***	***Anteil***
		[Tsd. Euro]	[Tsd. Euro]	[Prozent]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	105.671.828	32.370.464.196	0,33
WZ-17	Textilgewerbe	94.086.039	4.138.012.357	2,27
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herstellung von Möbeln)	268.771.619	4.254.069.744	6,32
WZ-21	Papiergewerbe	1.494.375.366	9.812.445.787	15,23
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	2.054.510.089	45.836.695.471	4,48
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	31.313.554	20.171.199.181	0,16
WZ-2651	Herstellung von Zement	458.373.304	543.758.057	84,30
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung usw. (ohne WZ-271 und WZ-274)	270.555.749	7.023.861.888	3,85
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	1.053.745.873	6.022.629.330	17,50
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	842.832.129	4.464.488.795	18,88
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		484.770.342	-	-
Energieversorgung		75.879.776	-	-
Schienenbahnen		-	-	-
Gesamtergebnis		**7.234.885.669**	-	-

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

In Summe verfügen die privilegierten Betriebe der WZ-27 (Metallerzeugung und -bearbeitung) über die höchste Bruttowertschöpfung, gefolgt vom WZ-24 (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) sowie WZ-21 (Papiergewerbe) auf.

3.5.4.4 Ausblick: Besondere Ausgleichsregelung 2006

Insgesamt zeigen die bereits vorliegenden Daten für das Jahr 2006 ein ähnliches Bild wie die vergleichbaren Daten zur besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2005 auf. Die leicht höheren Werte der Rahmendaten in 2006 können auf eine verbesserte Routine der Antragsteller sowie die für die Antragsstellung längere Fristsetzung zurückgeführt werden.

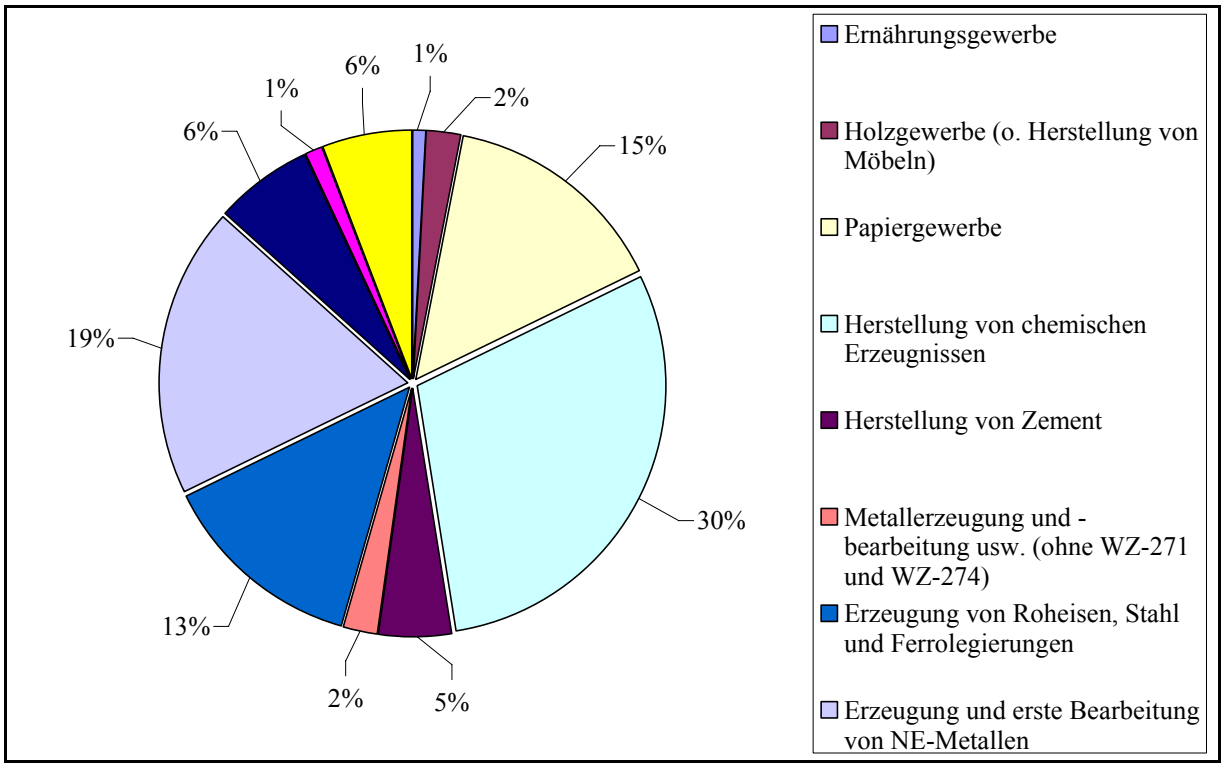
Aus dem Antragsverfahren für das Jahr 2006 lagen bei der Erstellung des vorliegenden Berichts bereits Daten zur Anzahl der privilegierten Unternehmen sowie dem privilegierten Letztverbrauch in den von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweigen vor (Tabelle 3-31).

Tabelle 3-31 Daten zur besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2006

Wirtschaftszweig		Letztverbrauch		
		Unternehmen	***Privilegierter Letztverbrauch***	***Privilegierter Letztverbrauch pro Unternehmen***
		[Anzahl]	[GWh]	[GWh/a]
WZ-15	Ernährungsgewerbe	20	550	27
WZ-20	Holzgewerbe (o. Herstellung von Möbeln)	17	1.515	89
WZ-21	Papiergewerbe	50	10.203	204
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	47	20.368	433
WZ-2651	Herstellung von Zement	27	3.168	117
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung usw. (ohne WZ-271 und WZ-274)	29	1.499	52
WZ 271	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	22	9.223	419
WZ-274	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	13	13.052	1.004
Sonstige Branchen des produzierenden Gewerbes		47	4.240	90
Energieversorgung		10	764	76
Schienenbahnen		45	4.096	91
Gesamtergebnis		**327**	**68.680**	**210**

Quelle: BAFA, eigene Berechnungen

Abbildung 3-21 stellt dar, wie sich der gesamte privilegierte Letztverbrauch im Jahr 2006 auf die von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Wirtschaftszweige verteilt.



Quelle: BAFA, eigene Darstellung

Abbildung 3-21 Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs auf die Wirtschaftszweige in 2006

4 Differenzierte Analyse der Gestehungskosten

Die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus den Energiequellen, deren Einspeisevergütung durch das EEG geregelt wird, werden in diesem Kapitel näher analysiert. Anhand unterschiedlicher Beispiele wird ermittelt, in welchen Fällen die EEG-Vergütung zu einem rentablen Betrieb führt und in welchen nicht. Der Begriff Rentabilität oder „rentabel“ bezieht sich dabei stets auf die betriebswirtschaftliche Sicht des Anlagenbetreibers.

4.1 Methodik der Kostenanalyse

4.1.1 Modellfälle als Berechnungsgrundlage

Um die verschiedenen Fälle der durch das EEG begünstigten ernuerbaren Energien abzubilden, werden in den nachfolgenden Unterkapiteln für insgesamt 32 Basis-Varianten Modellfälle berechnet, die jeweils einer typischen EEG-Vergütung entsprechen (z. B. Geothermie-Anlage bis 5 MW oder Biomasse-Anlage zwischen 150 und 500 kW Leistung mit KWK-Bonus).

Für jeden dieser Modellfälle wurde jeweils ein typisches Beispiel ausgewählt und berechnet, anschließend wurden – davon ausgehend – Sensitivitätsanalysen durchgeführt, bei denen verschiedene Parameter variiert wurden (z. B. Zinssatz oder Jahresertrag, für die einzelnen Technologien wurden verschiedene Variationen im Vorfeld mit dem Auftraggeber abgestimmt).

Tabelle 4-1 enthält eine Übersicht über die mit dem Auftraggeber vereinbarten Analysen sowie über deren Zuordnung zu einem der folgenden Unterkapitel.

Tabelle 4-1 Auswahl der Fallbeispiele und Varianten für die Wirtschaftlichkeitsanalyse

Fallbeispiele nach Energieträgern und Typen (Teil 1)				Sensitivitätenrechnung (nicht ausgefüllt: 1 fester Wert, x: mehrere Varianten, Text: bezeichnete Varianten)					
Energieträger	**Typ gemäß EEG-Novelle 2004**	berücksichtigt (weil vorhanden, erwartet oder vorstellbar)	(nicht berücksichtigt)	Jahresertrag/ Benutzungsstunden	Zinssatz	mit oder ohne Wärmeaus-kopplung	Größenstufen	Technische Varianten	Darstellung in Unterkapitel
Wasserkraft									
Wassserkraft	§ 6, Abs.1 Nr. 1 (bis 500 kW)	x		x	x	ohne	70 kW, 300 kW, 500 kW	Laufwasserkraftwerk	4.2.1
Wassserkraft	§ 6, Abs.1 Nr. 2 (bis 5 MW)	x		x	x	ohne	1 MW, 2,5 MW	Laufwasserkraftwerk	4.2.2
Wassserkraft	§ 6, Abs.2 (Erneuerung Großanlagen mit Leistungssteigerung)		x						
Deponie-, Klär- und Grubengas									
Dep.-, Kl.-, Gr.-gas	§ 7, Abs. 1, Nr. 1(bis 500 kW)	x			x	mit	500 kW	Klärgas	4.4.1
Dep.-, Kl.-, Gr.-gas	§ 7, Abs. 1, Nr. 1+2 (bis 500 kW +Bonus)		x						
Dep.-, Kl.-, Gr.-gas	§ 7, Abs. 1, Nr. 1(bis 5 MW)	x		x	x	ohne	1 MW, 3MW	Grubengas	4.4.2
Dep.-, Kl.-, Gr.-gas	§ 7, Abs. 1, Nr. 1+2 (bis 5 MW +Bonus)		x						
Biomasse									
Biomasse	§ 8 Abs. 1 Nr. 1 (bis 150 kW)								
Biomasse	darunter: nur Mindestvergütung	x			x	ohne		Biogas	4.5.1
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2)		x						
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2) + KWK		x						
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 2 (naturbelassene Biomasse + Holz)	x			x	ohne		Biogas	4.5.1
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2 und 3 (naturbelassene Biomasse + Holz, KWK)	x			x	mit		Biogas	4.5.1
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2, 3 und 4 (naturbelassene Biomasse + Holz, KWK, innov. Technologien)		x						
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 (KWK)		x						
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 und 4 (KWK, innov. Technologien)		x						
Biomasse	§ 8 Abs. 1 Nr. 2 (151 bis 500 kW)								
Biomasse	darunter: nur Mindestvergütung	x			x	ohne		Biogas	4.5.2
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2)		x						
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2) + KWK		x						
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 2 (naturbelassene Biomasse + Holz)	x			x	ohne		Biogas, Natur-Holz	4.5.2
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2 und 3 (naturbelassene Biomasse + Holz, KWK)	x			x	mit		Biogas, Natur-Holz	4.5.2
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2, 3 und 4 (naturbelassene Biomasse + Holz, KWK, innov. Technologien)	x			x	mit		Natur-Holz	4.5.2
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 (KWK)	x			x	mit		Biogas	4.5.2
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 und 4 (KWK, innov. Technologien)		x						

Fallbeispiele nach Energieträgern und Typen (Teil 2)				Sensitivitätenrechnung (nicht ausgefüllt: 1 fester Wert, x: mehrere Varianten, Text: bezeichnete Varianten)					
Energieträger	**Typ gemäß EEG-Novelle 2004**	berücksichtigt (weil vorhanden, erwartet oder vorstellbar)	(nicht berücksichtigt)	Jahresertrag/ Benutzungsstunden	Zinssatz	mit oder ohne Wärmeaus-kopplung	Größenstufen	Technische Varianten	Darstellung in Unterkapitel
Biomasse	§ 8 Abs. 1 Nr. 2 (501 kW bis 5 MW)								
Biomasse	darunter: nur Mindestvergütung	x			x	ohne		Biogas	4.5.3
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2)		x						
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2) + KWK		x						
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 2 (naturbelassen - außer Holz)	x			x	ohne		Biogas	4.5.3
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 2 (naturbelassen - Holz)	x			x	ohne		Natur-Holz	4.5.3
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2 und 3 (naturbelassen - außer Holz, KWK)	x			x	mit		Biogas, Rapsöl, Sojaöl, Palmöl	4.5.3
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2 und 3 (naturbelassen - Holz, KWK)	x			x	mit		feste Biomasse	4.5.3
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2, 3 und 4 (naturbelassene Biomasse außer Holz, KWK, innov. Technologien)	x			x	ohne		Biogas	4.5.3
Biomasse	darunter: Boni nach § 8 Abs. 2, 3 und 4 (naturbelassen - Holz, KWK, innov. Technologien)	x			x	mit		feste Biomasse	4.5.3
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 (KWK)	x			x	mit		Biogas, Altholz	4.5.3
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 und 4 (KWK, innov. Technologien)		x						
Biomasse	§ 8 Abs. 1 Nr. 2 (über 5 MW)								
Biomasse	darunter: nur Mindestvergütung	x			x	ohne		feste Biomasse	4.5.4
Biomasse	darunter: Bonus nach § 8 Abs. 3 (KWK)	x			x	mit		feste Biomasse	4.5.4
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2)		x						
Biomasse	darunter: Altholzvergütung (§ 8 Abs. 1, Satz 2) + KWK	x			x	mit		Altholz	4.5.4
Geothermie									
Geothermie	§ 9 Abs. 1 Nr. 1 (bis 5 MW)	x			x	mit / ohne	2 MW	ORC mit 110°CAquifer/ ORC m. 150°C Aquifer	4.6.1
Geothermie	§ 9 Abs. 1 Nr. 2 (5 -10 MW)	x			x	mit	6 MW	ORC m. 150°C Aquifer	4.6.2
Geothermie	§ 9 Abs. 1 Nr. 2 (10 - 20 MW)		x						
Geothermie	§ 9 Abs. 1 Nr. 2 (ab 20 MW)		x						
Windenergie (onshore)									
Windenergie	§ 10 Abs. 1 EEG (onshore)	x		x	x	ohne	1 MW, 1,5 MW		4.7.1
Windenergie	§ 10 Abs. 2 EEG (Repowering-Anlagen onshore)	x		x	x	ohne	1,5 MW		4.7.2
Windenergie (offshore)									
Windenergie	§ 10 Abs. 3 EEG (offshore)	x		x	x	ohne	3,6 MW	Küstenentfernung: 15 km , 45 km	4.8.1
Solarenergie									
Solarenergie	§ 11 Abs. 1 (Freifläche, in Komb. mit Abs. 3 und 4)	x		x	x	ohne	2000 MW	polykristallin	4.9.1
Solarenergie	§ 11 Abs. 2, Nr. 1 (gebäudeintegriert bis 30 kW, Dachanlage)	x		x	x	ohne	3 kW, 20 kW	polykristallin	4.9.2
Solarenergie	§ 11 Abs. 2, Nr. 1 (gebäudeintegriert bis 30 kW + Fassaden-Bonus)	x		x	x	ohne	3 KW	polykristallin	4.9.3
Solarenergie	§ 11 Abs. 2, Nr. 2 (gebäudeintegriert 31 - 100 kW)		x						
Solarenergie	§ 11 Abs. 2, Nr. 3 (gebäudeintegriert ab 100 kW)	x		x	x	ohne	100 kW	polykristallin	4.9.4

4.1.2 Rechenmodell für die Modellrechnungen

Für alle Modellrechnungen wurde ein einheitliches Verfahren angewandt. Es handelt sich dabei um ein Rechenmodell, das für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Stromerzeugungsanlagen im IE entwickelt wurde. Das dabei angewandte Verfahren stellt eine Annuitätenmethode dar und entspricht der Richtlinie VDI 2067 in Verbindung mit der Richtlinie VDI 6025. Auf diese Weise ist eine systemübergreifend einheitliche Betrachtungsweise aller Eingangsdaten gewährleistet.

4.1.3 Verwendete Eingangsdaten

Für die Vergleichbarkeit der Modellergebnisse kommt es wesentlich auf die Qualität der Eingangsdaten an. Hierfür wurden – ergänzend zu den in Kapitel 2 (Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien) gemachten Aussagen – weitere Recherchen durchgeführt, um vergleichbare Eingangsdaten für alle Energieträger zu gewinnen. Bei der Auswahl der Eingangsdaten wurden teilweise Daten aus laufenden Projekten des IE, teilweise Literaturquellen verwendet. Ausgewählt wurden dabei solche Quellen, die einerseits hinreichend genaue Angaben zu den einzelnen Positionen der Investitions- und Betriebskosten machten und zum anderen im Vergleich zu anderen Quellen besonders plausible Werte lieferten (Vermeidung von Ausreißern). Die verwendeten Quellen sind in den jeweiligen Unterkapiteln jeweils einzeln angegeben, so dass hier eine gute Nachvollziehbarkeit gewährleistet ist.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt für praxisnahe Modellfälle, für die jeweils eine technische Musterlösung entworfen wurde. Dabei werden branchentypische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. In konkreten Eintelfällen können diese Parameter und damit die Rentabilität der Anlagen von den im Rahmen dieser Studie untersuchten Modellfällen jedoch deutlich abweichen.

Für alle Modellfälle wird unterstellt, dass sie freistehende auf der „grünen Wiese“ errichtete neu gebaute Anlagen darstellen und an die bestehende Infrastruktur (öffentliches Stromversorgungsnetz, Wasserversorgung, Abfallentsorgung etc.) angeschlossen werden können. Die Kosten zur Bereitstellung von Grund und Boden werden in der Untersuchung nicht betrachtet. Ebenso bleiben zusätzliche technische Anlagen, wie Spitzenlastkessel zur Abdeckung von Wärmebedarfsspitzen, außerhalb des Betrachtungsrahmens. Ferner werden keine zusätzlichen

Kosten für die Wärmeverteilung berücksichtigt. Dies ist zulässig, da auch bei der erzielbaren Wärmevergütung ein entsprechender Wert angesetzt wird, der sich ab Anlage (d. h. ohne Wärmeverteilung) und ohne Berücksichtigung von Bedarfsspitzen (für die vergleichsweise hohe Vergütungen zu erzielen sind) versteht [Fichtner 2002].

Eine Ausnahme wird bei der Wasserkraft gemacht, wo nicht nur der Bau von Neuanlagen, sondern auch die Revitalisierung von Altanlagen in die Betrachtung mit einbezogen wird. Dies ist angemessen, weil in den letzten 10 Jahren nur sehr wenige Neubauten erfolgt sind, während die meisten neu ans Netz angeschlossenen Anlagen revitalisierte oder modernisierte Altanlagen darstellen. Für diese fallen deutlich geringere Investitionskosten an.

Alle verwendeten Kosten und Preise stellen Durchschnittswerte dar und beruhen auf Erfahrungswerten, auf Richtpreisangeboten von Anlagenherstellern oder öffentlich zugänglichen Statistiken bzw. Literaturangaben, die im Rahmen dieser Studie ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden. Weiterhin konnte auf eigene Datenerhebungen im Rahmen von aktuellen Projekten und Veröffentlichungen des IE[17] zurückgegriffen werden. Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass die gewählten Kostenansätze zwangsläufig einer Schwankungsbreite unterliegen und im konkreten Anwendungsfall durchaus starke Abweichungen möglich sind. So sind beispielsweise insbesondere Investitionskosten standortabhängig. Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten werden als konstante Mittelwerte über die Betrachtungsdauer betrachtet, die lediglich der Preissteigerungsrate unterliegen.

Nachfolgend werden die in dieser Studie betrachteten Kostengruppen (in Anlehnung an die VDI 2067) sowie deren Eingangsparameter näher erläutert. Abbildung 4-1 gibt einen Gesamtüberblick über die Methodik für die Berechnung der Stromgestehungskosten.

---

[17] Es sind u. a. zu nennen:

- IE: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2005-2007
- Bosch&Partner, IE et al.: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Sonnenenergie, insbesondere PV-Freiflächen. Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2005-2007
- FNR (Hrsg.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Institut f. Energetik und Umwelt, 1. Aufl., 2006
- FNR (Hrsg.): Trockenfermentation. Biogaserzeugung durch Trockenvergärung von organischen Reststoffen, Nebenprodukten und Abfällen aus der Landwirtschaft, FKZ 32003005, bisher unveröffentlichter Endbericht, Leipzig, Mai 2006
- IE: Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung, 2. Zwischenbericht. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben 204 41 133, im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), 2004 bis 2006 (demnächst zur Veröffentlichung freigegeben)
- Jahr, A.: Technische und ökonomische Bewertung der Stromerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen. Diplomarbeit der HTWK, Leipzig, Juli 2005

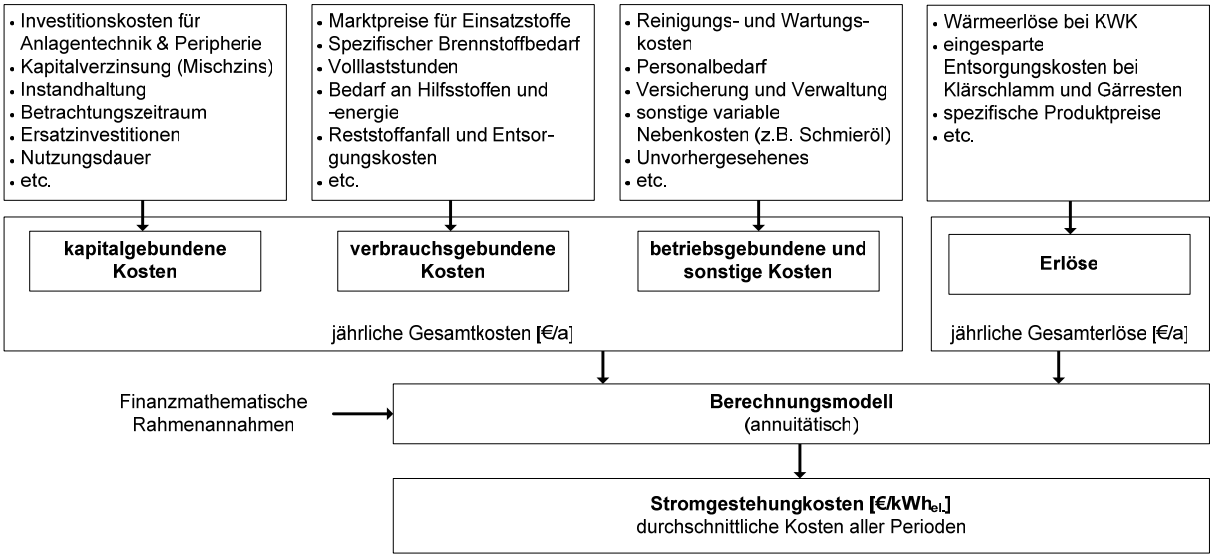


Abbildung 4-1 Methodik und Eingangsgrößen für die Berechnung der Stromgestehungskosten

- Kapitalgebundene Kosten: Kapitalgebundene Kosten setzen sich aus Investitionskosten und Instandhaltungskosten zusammen. Es werden keine Investitionszuschüsse oder sonstige Fördermaßnahmen in der Untersuchung berücksichtigt (siehe Abschnitt 4.1.5).
  - Die in der Kalkulation angesetzten Investitionskosten beinhalten alle erforderlichen Kosten (bauliche und technische Anlagen, Ver- und Entsorgungsleitungen inklusive Netzanschlüsse) für eine komplett betriebsbereite Anlage einschließlich Nebenkosten (Planung, Genehmigung, Kapitalbeschaffung und Finanzierung etc.).
  - Instandhaltungskosten werden für bauliche Anlagen mit 1 % und für technische Anlagen mit 2 % der spezifischen Anlagen-Investitionskosten angesetzt. Weiterhin werden mit Hilfe der Definition der individuellen Nutzungsdauer[18] baulicher und technischer Komponenten Ersatzinvestitionen innerhalb des jeweiligen Betrachtungszeitraumes (in der Regel 20 Jahre) berücksichtigt.
- Verbrauchsgebundene Kosten: Diese sind insbesondere beim Betrieb von Bioenergieanlagen von Bedeutung, hier fallen folgende Kosten an:
  - Brennstoff- bzw. Substratkosten, sofern sie nicht innerbetrieblich kostenfrei zur Verfügung gestellt werden können (z. B. Sägerestholz oder Gülle):

  - Waldholz 50 €/t (Heizwert: 3,30 kWh/kg)
  - Landschaftspflegeholz (LPH) 10 €/t (Heizwert: 2,2 kWh/kg)
  - Altholz: 17 €/t (Heizwert: 3,42 kWh/kg) bei Altholzmischfeuerungen angenommen (Altholz-AIV-Fraktion ist i. d. R. nicht höher als etwa 10 %); die Preise für sortenreines Altholz schwanken zwischen 0-30 €/t
  - Rapsöl 0,65 €/l und Palmöl 0,45 €/l (Heizwert: 9,6 kWh/l, Preise frei Anlage)
  - Maissilage 25 €/t (Biogasertrag: 198 m^3/t_{FM})
  - Bioabfall (Biogasertrag: 110 m^3/t_{FM}), siehe Erlöse
- Eigenstrombedarf der Anlage: Bezug aus dem öffentlichen Netz in Abhängigkeit der Energieabnahmemenge mit 6-12 ct/kWh angesetzt
- Einsatz von Hilfsmitteln (z. B. Motor- oder Heizöl, Zusätze für die Rauchgasreinigung, Abwasseraufbereitung)
- Entsorgungskosten für Reststoffe (z. B. Asche 50 €/t[19])

- Betriebsgebundene Kosten: Als betriebsgebundene Kosten werden folgende Kosten betrachtet:
  - Wartungs- und Reinigungskosten: i. d. R. 1 % der Investitionskosten bzw. als Kostenpauschale für Vollwartungsverträge (z. B. bei Pflanzenöl-BHKW) berücksichtigt
  - Personalkosten zur technischen Betriebsführung: Angesetzt werden für eine Vollzeit-Arbeitskraft 50.000 € pro Jahr und Person; die Anzahl der Mitarbeiter wurde auf Grundlage der durchgeführten Recherchen festgelegt (u. a. in Abhängigkeit der Anlagentechnologie, der installierten Leistung sowie ggf. dem Aufwand der Brennstoffaufbereitung), in Fällen, in denen geringer bezahlte Arbeitskräfte eingesetzt werden (im Biomasse-Bereich), wurde deren Lohn entsprechend umgerechnet.
- Sonstige Kosten: Kosten für Versicherung und Verwaltung sowie sonstige variable Nebenkosten (z. B. Schmieröl, Dosiermittel für die Wasseraufbereitung, Kostenpauschale für unvorhersehbare Reparaturen) gehen unter dem Begriff „sonstige Kos-

[18] Nutzungsdauer baulicher Anlagen (z. B. Gebäude, Lager etc.) mind. 20 Jahre, Biogas/Bioabfall-BHKW 8 Jahre, Pflanzenöl-BHKW 10 Jahre, sonstige technische Anlagen (z. B. Kessel, Gasspeicher, Ver- und Entsorgungsleitungen etc.) zwischen 10-15 Jahre

[19] Quelle: persönliche Auskunft RWE

ten“ in die Betrachtung ein. Bei Bioenergieanlagen werden 1 % der Investitionskosten für Versicherung und weitere 1 % für variable Kosten der Anlagen unterstellt, bei den übrigen Technologien sind diese Kennwerte jeweils einzeln kenntlich gemacht. Eine Ausnahme stellen hier die Bioabfallvergärungsanlagen dar, bei denen die sonstigen variablen Kosten 2,5 % erreichen.

4.1.4 Berücksichtigung von Erlösen

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung werden die jährlichen Gesamtkosten zweckmäßig auf die beiden Koppelprodukte aufgeteilt. In derartigen Fällen werden die so genannten „Restkosten der Stromerzeugung“ errechnet, indem von den Gesamtkosten die Wärmevergütung abgezogen wird, um die tatsächlichen/resultierenden Stromerzeugungskosten zu erhalten (d. h. unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse/-gutschrift). Im Ergebnis werden die nominalen Stromgestehungskosten (d.h. unter Berücksichtigung der Inflationsrate) zur Veranschaulichung den Vergütungssätzen des EEG gegenübergestellt, da auch diese entsprechend dem Gesetzestext für die betreffenden Anlagen über 20 Jahre nominal konstant bleiben (d.h. real fallen).

Erlöse: Bei Anlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung wird die extern genutzte Wärme (d. h. ohne Eigenwärmebedarf für den Betrieb der Anlage) vergütet und von den Gesamtkosten abgezogen, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten. Die Wärmevergütung entspricht:

- im Falle der Deckung des Eigenwärmebedarfes des Anlagenbetreibers den Kosten, die ihm für eine alternative fossile Wärmeerzeugung entstehen würden,
- im Falle der Versorgung Dritter bzw. der Wärmeeinspeisung in bestehende Fern-/Nahwärmenetze den erzielbaren durchschnittlichen Marktpreisen (hier mit 25 €/MWh angesetzt).

Weiterhin können bei der Vergärung von Bioabfällen Entsorgungserlöse gutgeschrieben werden. In dieser Untersuchung wurden 60 €/t_{FM} Bioabfall als Erlös angesetzt inklusiv einer eventuell kommerziellen Veräußerung des Gärrestes der Bioabfallvergärung als Kompost. Bei der Verstromung von Klärgas wurden die vermiedenen Entsorgungskosten wie Erlöse betrachtet und gesondert dargestellt.

4.1.5 Berücksichtigung von Investitionskostenzuschüssen

Für die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Strom gemäß EEG ins Netz einspeisen können, wurden keine Investitionskostenzuschüsse angesetzt. Im Zuge der Recherchen zeigte sich aber, dass potenzielle Anlagenbetreiber in Einzelfällen und mit regionalen Unterschieden Investitionskostenzuschüsse erhalten können. Das ist dann der Fall, wenn z.B. einzelne Bundesländer eine Vorreiterrolle im Einsatz bestimmter innovativer Technologien forcieren (z.B. Biogasanlage mit Einspeisung ins Gasnetz). Auch werden geförderte Schulungen für zukünftige Bioenergieanlagenbetreiber angeboten. Werden diese Schulungen absolviert, wirkt sich das positiv auf die Finanzierungsverhandlungen und damit Fremdkapitalzinsen aus. Die genannten Vorteile sind aber regional sehr unterschiedlich und können in einer Gesamtbetrachtung, wie sie diese Studie verfolgt, nicht verallgemeinert werden.

Eine Überprüfung der Konditionen des Marktanreizprogramms ergab, dass die dort möglichen Investitionskostenzuschüsse nur für Anlagen unter 100 kW anwendbar sind, die in der Regel auch keinen Strom erzeugen. Damit erfüllt keiner der definierten Modellfälle die Voraussetzungen, um solche Investitionskostenzuschüese zu erhalten. Bei der KfW werden keine Investitionskostenzuschüsse angeboten.

4.1.6 Zinsen für Kapitaleinsatz und für Inflation

Mit Blick auf den voranstehenden Abschnitt werden sehr wohl zinsgünstige Programme[20] der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) beachtet. Hier werden in Abhängigkeit u. a. von Gesamtrisiko, Wirtschaftlichkeit des Projektes, Bonität und Eigenkapitalanteil Zinsen zwischen 3 und 7 % gewährt, in den meisten Fällen bis 5 %. In dieser Studie wurde für alle berechneten Modellfälle ein Mischzinssatz von 5 % angenommen. Bei Geothermie werden 7 % Mischzinssatz unterstellt, da es sich hier um sehr risikoreiche Projekte handelt, für die auch an die KfW höhere Zinsen zu zahlen sind.

Die allgemeine Preissteigerungsrate spiegelt die Inflation wider. Es werden für kapitalgebundene Kosten 1 % und für betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten 2 % Inflationsrate angesetzt, die durch die VDI 2067 in dieser Höhe empfohlen werden. Echte Preissteigerungen (zukünftige Marktpreise) fließen nicht ein.

[20] u.a. ERP Umwelt und Energiesparen und ERP Umweltprogramm

4.1.7 Steuerliche Be- und Entlastungen

In die Berechnung fließen keine steuerlichen Be- oder Entlastungen ein, da die ansonsten notwendige Abschätzung des individuellen Steuersatzes eine erhebliche Fehlerquelle darstellen könnte. Alle errechneten Gestehungskosten stellen somit die Betriebsergebnisse der Anlagen vor Steuern dar. Unabhängig von einer späteren Besteuerung des Investors (mit oder ohne Abschreibungsmöglichkeiten) können die Betriebsergebnisse somit durch besondere Steuervergünstigungen oder die steuerliche Verrechenbarkeit von Gewinnen und Verlusten prinzipiell nicht mehr verbessert werden. Im günstigsten Fall bleibt das errechnete Betriebsergebnis unversteuert und damit in vollem Umfang erhalten, im ungünstigsten Fall wird der erzielte Gewinn aus Sicht des Betreibers mit dem vollen vom Betreiber zu zahlenden Steuersatz versteuert und damit verringert.

Im Bereich der Windkraft spielte die steuerliche Abschreibungsmöglichkeit für viele Investoren in den letzten Jahren eine entscheidende Rolle bei der Investitionsentscheidung. Bezogen auf die berechneten Modellfälle bedeutet dies, dass im Fall günstiger Abschreibungsmöglichkeiten das ausgewiesene Betriebsergebnis vollständig oder annähernd vollständig als Gewinn erhalten bleibt.

4.2 „Kleine Wasserkraft“

Die Wasserkraft leistet – fast gleichauf mit der Windenergie – in Deutschland von allen erneuerbaren Energieträgern den zweitgrößten Beitrag zur Stromerzeugung. Für das EEG sind allerdings die bereits vorhandenen größeren Wasserkraftanlagen nicht relevant, da diese auch zuvor Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen erzeugen konnten. Charakteristisch sind hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten (weil ohne Brennstoffeinsatz, technisch ausgereift und zuverlässig).

Gemäß der EEG-Novelle aus dem Jahr 2004 werden kleinere Wasserkraftwerke in die Kategorie bis 0,5 MW und in die Kategorie ab 0,5 bis 5 MW unterteilt.

4.2.1 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 kW

Im Rahmen dieser Kategorie wurden – ausgehend von unten stehenden Annahmen – die Stromgestehungskosten eines **0,4-MW**-Wasserkraftwerkes berechnet und Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Variation des Zinssatzes und der Vollbenutzungsstunden durchgeführt. Bei den angesetzten Investitionskosten handelt es sich um Revitalisierungskosten, da unterstellt werden kann, dass in praxi ein Zubau an neuen Wasserkraftanlagen nur in Einzelfällen stattfindet. Gründe liegen hierfür vor allem an weitreichenden Auflagen für die Errichtung neuer Anlagen, was hohe Investitionskosten zur Folge hat. Bei der nachfolgend durchgeführten Betrachtung ist anzumerken, dass die Revitalisierungskosten in hohem Maße davon abhängig sind, welche Anlagenteile noch vorhanden und nutzbar sind. Vergleichsweise werden die Stromgestehungskosten für den Neubau einer Wasserkraftanlage berechnet.

Installierte Leistung	[MW_{el}]	0,4	
Investitionskosten			
Revitalisierung	[Mio. €]	0,8	[Kaltschmitt et al. 2003]
Neubau	[Mio. €]	2,2	[Kaltschmitt et al. 2003]
Spezifische Investitionskosten			
Revitalisierung	[€/kW_{el}]	2.000	[Kaltschmitt et al. 2003]
Neubau	[€/kW_{el}]	5.500	[Kaltschmitt et al. 2003]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Revitalisierung	[%/a]	5	[Kaltschmitt et al. 2003]
Neubau	[%/a]	3	[DLR/IFEU/WI 2004]
Betrachtungszeitraum	[a]	30	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.000	[DLR/IFEU/WI 2004] [Kaltschmitt et al. 2003], Mittelwert

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen für ein revitalisiertes Wasserkraftwerk von 0,4 MW_{el} ergeben Stromgestehungskosten von **5,12 ct/kWh**. Somit liegt die aktuelle EEG-Vergütung mit 9,67 ct/kWh unter Beachtung der gegebenen Randbedingungen über den Kosten der Stromerzeugung.

Wie in Abbildung 4-2 dargestellt, werden für die Sensitivitätsanalyse die Parameter Zinssatz in der Spanne zwischen 3 und 7 % und Vollbenutzungsstunden zwischen 4.000 und 6.000 h/a variiert.

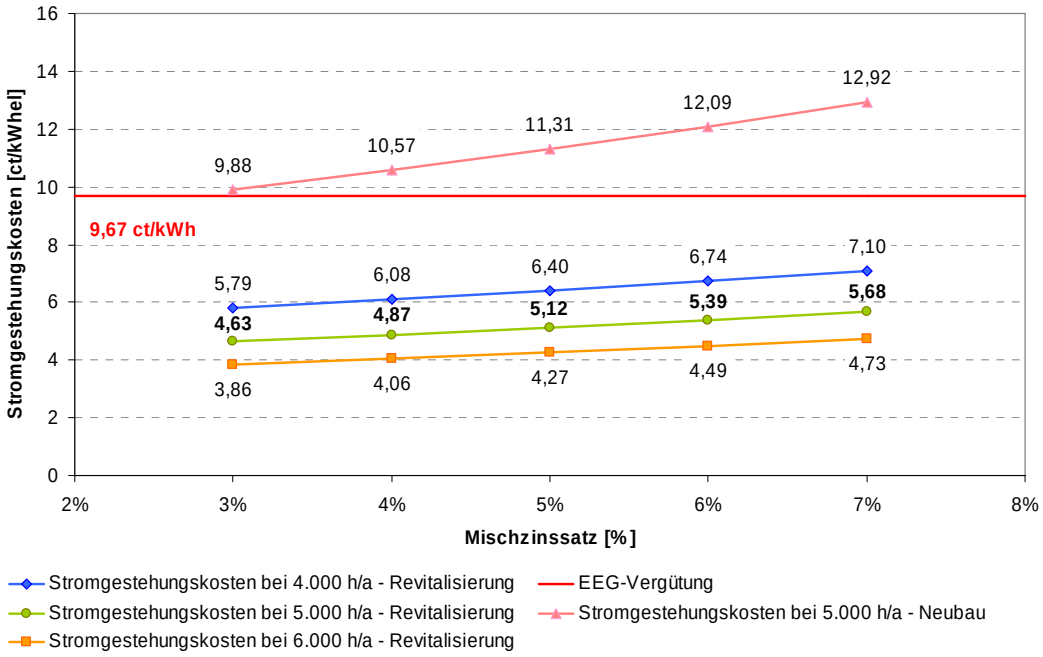


Abbildung 4-2 Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 0,4 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Anhand dieser Berechnungen ist erkennbar, dass die Stromgestehungskosten eines revitalisierten Wasserkraftwerkes unter der EEG-Vergütung liegen und bei sehr optimistischen Annahmen bis auf 3,86 ct/kWh absinken können. Wird das Wasserkraftwerk neu errichtet, sind Stromgestehungskosten von **11,31 ct/kWh** zu erwarten. Diese können bei optimistischen Rahmenannahmen auf 9,88 ct/kWh absinken, liegen jedoch weiter über dem Vergütungssatz nach EEG.

4.2.2 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 500 kW und maximal 5 MW

Im Rahmen dieser Kategorie wurden – ausgehend von den nachfolgend angegebenen Ausgangswerten – die Stromgestehungskosten eines **2,5-MW**-Wasserkraftwerkes berechnet und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Aussagen aus dem Abschnitt 4.2.1 bezüglich Revitalisierung und Neubau sind auch auf Anlagen in dieser Leistungskategorie anzuwenden.

Installierte Leistung	[MW_{el}]	2,5	
Investitionskosten			
Revitalisierung	[Mio. €]	3,8	[Kaltschmitt et al. 2003]
Neubau	[Mio. €]	12,5	[DLR/IFEU/WI 2004]
Spezifische Investitionskosten			
Revitalisierung	[€/kW_{el}]	1.500	[Kaltschmitt et al. 2003]
Neubau	[€/kW_{el}]	5.000	[DLR/IFEU/WI 2004]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Revitalisierung	[%/a]	5	[DLR/IFEU/WI 2004]
Neubau	[%/a]	3	[DLR/IFEU/WI 2004]
Betrachtungszeitraum	[a]	30	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.400	[DLR/IFEU/WI 2004]

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen für ein Wasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 2,5 MW_{el} ergeben Stromgestehungskosten von **3,56 ct/kWh**. Somit ist diese Modellanlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der aktuellen EEG-Vergütung (6,65 ct/kWh) rentabel zu betreiben. Für die weitere Bewertung sind in Abbildung 4-3 die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Zinssätze Vollbenutzungsstunden dargestellt.

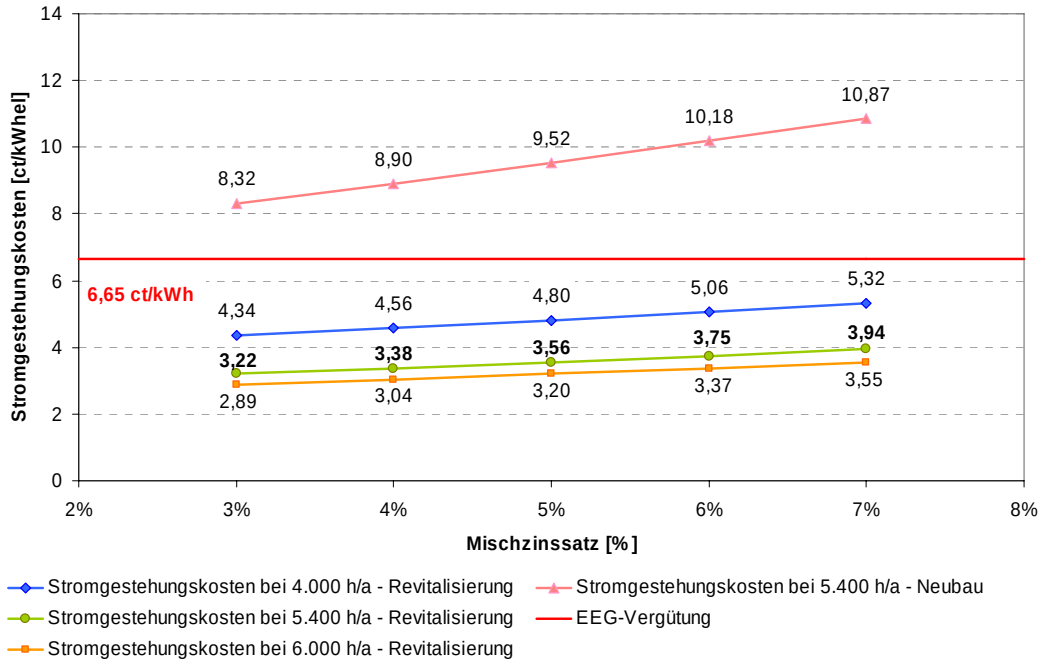


Abbildung 4-3 Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 2,5 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Anhand dieser Berechnungen ist erkennbar, dass revitalisierte Wasserkraftanlagen dieser Leistungskategorie auch bei sehr ungünstigen Rahmenbedingungen noch rentabel zu betreiben sind. Bei optimistischen Annahmen können die Stromgestehungskosten bis auf 2,89 ct/kWh sinken.

4.2.3 Bewertung der Ergebnisse

Wasserkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 0,4 bzw. 2,5 MW können unter den gesetzten Randbedingungen und bei bestehender EEG-Vergütung rentabel betrieben werden, solange es sich um revitalisierte Objekte handelt. Würden für die Revitalisierung je nach Einzelfall höhere Kosten als in den Beispielen angesetzt anfallen, so könnten diese weitestgehend aufgefangen werden. Neubauten können selbst bei optimistischen Annahmen nicht als rentabel eingestuft werden, können aber auch nach der Abschreibungszeit von 30 Jahren kostengünstig weiter betrieben werden. Eine Lebensdauer von bis zu 100 Jahren ist möglich. Dann fallen keine Kapitalkosten mehr an, die Betriebskosten sind dann jedoch höher als bei modernisierten oder neu gebauten Wasserkraftwerken, da nach maximal 40 Jahren die Maschinensätze zu erneuern sind [DLR/IFEU/WI 2004].

Wasserkraftwerke bis 0,5 MW_{el} erhalten nach EEG einen erhöhten Vergütungssatz von 9,67 ct/kWh. Die Anzahl kleiner Wasserkraftwerke bis 1 MW_{el} stieg in den vergangenen Jahren leicht an, so dass davon auszugehen ist, dass viele dieser errichteten oder revitalisierten Wasserkraftwerke aufgrund der höheren Vergütung der EEG-Kategorie bis 0,5 MW_{el} zuzuordnen sind. Strom aus kleinen Wasserkraftanlagen bis 0,5 MW_{el} wird in Deutschland nach dem EEG jedoch nur noch vergütet, wenn die betreffende Anlage bis zum 31.12.2007 genehmigt oder im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Wasserkraft neu errichtete Staustufe oder Wehranlage oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden ist und dadurch nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder wesentlich verbessert worden ist. Wenn diese Einschränkung der Vergütung beibehalten wird, wird in Deutschland der Neubau von kleinen Wasserkraftwerken trotz vorhandenen Potenzials deutlich zurückgehen, auch bestehende Anlagen werden nur in Einzelfällen modernisiert und erweitert werden.
Unter den Bedingungen der derzeitigen EEG-Vergütung bleibt die Anreizwirkung zur Revitalisierung von Wasserkraftanlagen bestehen, nicht jedoch für deren Neubau.

4.2.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken bis einschließlich 5 MW Leistung wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 30 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Dieser im Vergleich zu den anderen Energieträgern längere Zeitraum liegt in der besonders langen technischen Lebensdauer der entsprechenden Anlagen begründet. Auch die Abschreibung der Investitionen wird üblicherweise über einen solchen Zeitraum berechnet. Damit werden die spezifischen Kosten pro erzeugter kWh entsprechend gesenkt. Aus Sicht der Gutachter ist für die Vergütungsdauer keine Änderung erforderlich.
Da die Investitionskosten bei der Wasserkraft dominieren, wird es für Betreiber nach Auslaufen der EEG-Vergütung voraussichtlich möglich sein, den dann noch erzeugten Strom zu Marktpreisen zu verkaufen, sofern die Konzessionen der Wasserkraftwerke entsprechend verlängert werden können.
In § 6 Abs. 4 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für 2005 oder später in Betrieb gehende Anlagen um 1 % jährlich festgeschrieben. Da es sich bei den Investitionen in die Wasserkraft in der Regel um Modernisierungen von Altanlagen handelt, ist nicht damit zu rechnen, dass die entsprechenden Kosten mittelfristig sinken, da kaum neue Technologien zur

Anwendung kommen. Auch ist die Marktentwicklung so verhalten, dass beim Anlagenbau keine Skaleneffekte zu erwarten sind, die für sinkende Preise sorgen könnten. Ausgehend von einer angemessenen Vergütungshöhe für Wasserkraftanlagen ist es daher nicht sinnvoll, die Höhe der Vergütung jährlich abzusenken.

4.3 „Große Wasserkraft“

Hier wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber keine Beispiele gerechnet, da bis 2010 voraussichtlich höchstens eine derartige Anlage so erweitert werden dürfte, dass sie den zusätzlichen Strom nach EEG vergütet bekommen kann.

4.4 Deponie-, Klär- und Grubengas

Anlagen zur Klärgasverstromung konnten in den vergangenen Jahren einen leichten Aufwärtstrend verzeichnen. Die Nutzung von Grubengas aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken als Energieträger hat in den vergangenen Jahren ebenfalls an Bedeutung gewonnen. Das entstehende Grubengas kann in stillgelegten Steinkohlenbergwerken gezielt abgeführt werden [IVG e.V. 2002]. Auf Deponiegas wurde im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht näher eingegangen, da durch das neue Abfallwirtschaftsrecht keine neuen Deponien in Deutschland mehr eröffnet werden.

Im folgenden Kapitel werden entsprechend § 7 EEG Stromgestehungskosten in der Anlagenkategorie bis 500 kW die Stromerzeugung aus Klärgas und in der Anlagenkategorie bis 5 MW diejenige aus Grubengas betrachtet. Die Betrachtung von Grubengas wird nochmals unterteilt (Bohrung und Schacht).

4.4.1 Anlagen zur Stromerzeugung aus Klärgas bis 500 kW (§ 7 Abs. 1 Nr. 1 EEG)

Im Rahmen dieser Kategorie wurden die Stromgestehungskosten einer Klärgasanlage mit **0,2 MW** mit und ohne Betrachtung eingesparter Kosten für die Klärschlammbeseitigung berechnet und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[MW_{el}]	0,2	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,6	[Hirschl 2002]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	3.753	[Hirschl 2002]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Instandhaltung	[%/a]	3	
Versicherung	[%/a]	1	
Personalkosten	[MA/a]	0,4	
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden			
Strom	[h/a]	5.500	[EWI/IE/RWI 2004]
Wärme	[h/a]	1.500	
Eingesparte Kosten für Klärschlammbeseitigung	[€/a]	124.000[21]	bei 7,50 €/t und 5.500 h
Preissteigerung für angesetzte Einsparung	[%/a]	2	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen für den Basisfall (siehe Abbildung 4-4) ergeben Stromgestehungskosten **ohne** Betrachtung von Einsparungen aus vermiedenen Entsorgungskosten für Klärschlamm von **15,54 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (6,45 ct/kWh) nicht rentabel zu betreiben. Eine Kostendeckung wird selbt unter optimistischen Bedingungen für Mischzinssatz und Jahresvolllaststunden nicht erreicht.

Die Stromgestehungskosten **mit** Einsparungen aus vermiedenen Entsorgungskosten liegen mit **2,28 ct/kWh** unterhalb der Vergütung nach EEG. Bei sehr optimistischen wirtschaftlichen Rahmenannahmen liegen die Stromgestehungkosten sogar unterhalb der Jahreskosten, d. h. allein durch die vermiedene Entsorgung für Klärschlamm kann die Anlage kostendeckend betrieben werden. Ein rentabler Betrieb der Anlage ist damit auch ohne Vergütung nach EEG

[21] Berechnungsgrundlage: Bei 5.500 Vollaststunden werden unter Beachtung der Energiegehalte ca. 495.800 m³/a Klärgas verbraucht. Diese Menge entspricht ca. 70.800 t/a Klärschlamm. Durch die Umsetzung in der Klärschlammfaulungsanlage wird diese Menge um ca. 1/4 reduziert, die zu entsorgende Menge reduziert sich also auf ca. 53.100 t/a. Aus den eingesparten 17.700 t/a an Klärschlamm, angesetzt zu Entsorgungskosten von 7,00 €/t ergeben sich die eingesparten Kosten für die Klärschlammbeseitigung.

und bei Vollaststunden oberhalb 5.500 h/a möglich. In die Berechnungen wurden auch Wärmeerlöse aus dem BHKW einbezogen, jedoch tragen diese nur sehr wenig zu den Erlösen bei und haben im Vergleich zu den vermiedenen Entsorgungskosten für Klärschlamm einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

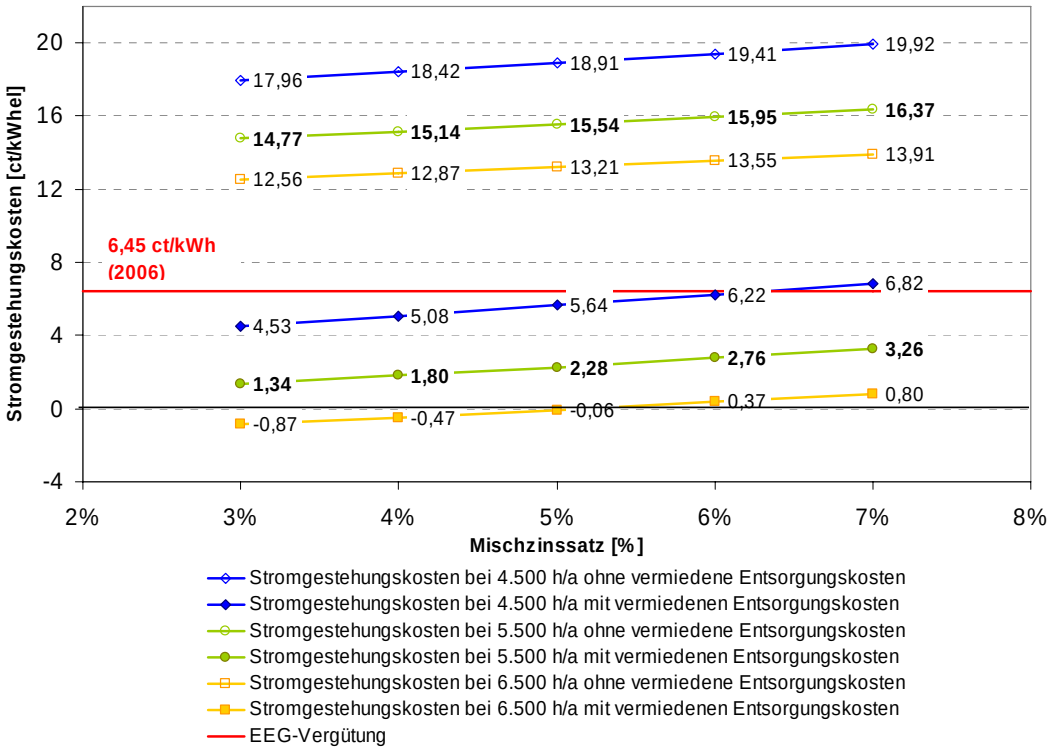


Abbildung 4-4 Stromgestehungskosten bei Klärgas von 0,5 MW_{el} in Abhängigkeit von Zinssatz, Vollbenutzungsstunden und vermiedenen Entsorgungskosten

4.4.2 Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas zwischen 500 kW und 5 MW (§ 7 Abs. 1 Nr. 1 EEG)

Im Rahmen dieser Kategorie wurden die Stromgestehungskosten von Grubengasanlagen mit Bohrung und Schacht mit Anlagengrößen von jeweils **1 und 3 MW_{el}** berechnet. Die Varianten „Schacht“ beinhalten den Fall, dass das Grubengas über einen Entgasungsschacht gewonnen wird, der bei Schließung der Schachtanlage eingebracht wurde. Die Varianten „Bohrung“ beinhalten den Fall, dass eine Tiefbohrung vorgenommen wird, um einen sonst nicht zu erreichenden Grubenraum mit der Oberfläche zu verbinden. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[MW_{el}]	1,0 3,0	jeweils für Schacht und Bohrung
Investitionskosten			
Schacht 1 MW	[Mio. €]	1,40	[IVG 2002]
Schacht 3 MW		2,79	
Bohrung 1 MW		1,62	
Bohrung 3 MW		3,02	
Spezifische Investitionskosten			
Schacht 1 MW	[€/kW_{el}]	1.399	[IVG 2002]
Schacht 3 MW		931	
Bohrung 1 MW		1.619	
Bohrung 3 MW		1.005	
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Instandhaltung			
Schacht 1 MW	[%/a]	8,2	[IVG 2002]
Schacht 3 MW		10,9	
Bohrung 1 MW		7,0	
Bohrung 3 MW		10,1	
Versicherung/Verwaltung		1,72	
Betrachtungszeitraum	[a]	5	
Vollbenutzungsstunden			
Strom	[h/a]	7.000	
Wärme	[h/a]	0	

Auf eine Wärmeauskopplung wurde in dieser Betrachtung bewusst verzichtet, da diese Wärme selten genutzt wird. Bei Anlagen, die Wärme auskoppeln, würde beispielsweise das neben der Anlage liegende Museum bzw. ein Mehrfamilienhaus mit Wärme versorgt.

Aufgrund der beschränkten Fördermenge und der sich ändernden Gaszusammensetzung kann ein Grubengas-BHKW nur mit einer verkürzten Laufzeit von 5 Jahren betrieben werden. Das BHKW könnte nach dieser Laufzeit an einem anderen Standort genutzt werden, da die technische Nutzungsdauer meist 10 Jahre beträgt. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wird angenommen, dass das BHKW keiner weiteren Verwendung zugeführt wird, da diese als unsicher eingeschätzt wird. Während der Laufzeit von 5 Jahren werden die BHKW vollständig abgeschrieben.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Für die 4 Beispielanlagen werden nachfolgend die Stromgestehungskosten berechnet und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In Abhängigkeit der jeweiligen Anlagengröße ergeben sich nachstehende Stromgestehungskosten:

[ct/kWh$_{el}$]	1 MW$_{el}$	3 MW$_{el}$
Grubengas Schacht	6,67	4,82
Grubengas Bohrung	7,45	5,08
EEG-Vergütung bei Inbetriebnahme 2006	6,45	6,45

Es lässt sich feststellen, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Anlagen mit einer installierten Leistung von 1 MW$_{el}$ nicht rentabel zu betreiben sind. Mit zunehmender Anlagengröße ist – wie am hier aufgezeigten Modellfall mit 3 MW – für beide Anlagentypen "Schacht" und "Bohrung" ein rentabler Betrieb möglich, wobei die Technologie "Schacht" vorteilhafter ist. Für die Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Zinssätze sind die Variationen in Abbildung 4-5 daregstellt.

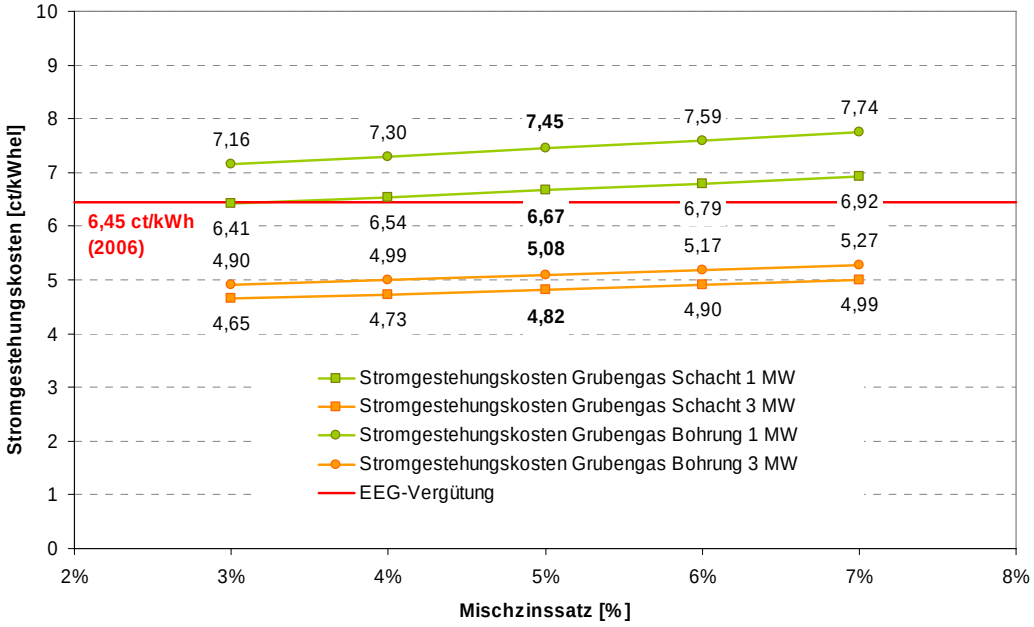


Abbildung 4-5 Stromgestehungskosten bei Grubengas von 1 und 3 MW$_{el}$ in Abhängigkeit vom Zinssatz

Anhand dieser Berechnungen ist erkennbar, dass Grubengasanlagen mit einer Größe von 1 MW$_{el}$ bei niedrigen Zinssätzen um 3 % einen rentablen Betrieb knapp erreichen können, Grubengasanlagen mit einer Größe von 3 MW$_{el}$ dagegen sind bei den angesetzten Annahmen als grundsätzlich rentabel einzuschätzen.

4.4.3 Bewertung der Ergebnisse

Die Stromgestehungskosten bei Klärgas liegen über den entsprechenden EEG-Vergütungssätzen. Werden jedoch die vermiedenen Entsorgungskosten mit einbezogen, können derartige Anlagen kostendeckend arbeiten und könnten bei zusätzlich optimalen Rahmenbedingungen schon alleine aus den vermiedenen Entsorgungskosten heraus unabhängig von einer Vergütung nach EEG Gewinne erwirtschaften. Der Strom kann außerhalb des EEG zu Marktpreisen abgesetzt werden. Diese Betrachtungsweise deckt sich mit Erfahrungswerten aus der Praxis, da derartige Anlagen auch vor Inkrafttreten des EEG gebaut worden sind.
Grubengasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 MW_{el} können unter den gesetzten Randbedingungen und bei bestehender EEG-Vergütung nicht rentabel betrieben werden. Größere Anlagen, wie beispielsweise die untersuchten Grubengasanlagen von 3 MW_{el}, erreichen dagegen eine Rentabilität bei bestehender EEG-Vergütung. Ursache sind die für kleinere Anlagen vergleichsweise hohen Investitionskosten und die technisch bedingte kurze Nutzungsdauer. Deshalb ist davon auszugehen, dass die in Tabelle 2-4 dargestellte Entwicklung auf den Zubau von Grubengasanlagen im Leistungsbereich über 1 MW_{el} zurückzuführen ist.

4.4.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Sofern Klärgas grundsätzlich weiter vergütet werden soll, ist dieser Zeitraum für Klärgas grundsätzlich richtig gewählt, weil für wesentliche Komponenten mit einer entsprechenden Lebensdauer gerechnet wird, für andere Teile der Anlage wurden Ersatzinvestitionen berücksichtigt.
Für Grubengas wurde die Wirtschaftlichkeit nur über einen Zeitraum von 5 Jahren berechnet, da anschließend am gleichen Standort in der Regel kein Gas mehr zur Verfügung steht. Auch bei Deponiegas kann nicht damit gerechnet werden, dass die Ausgasung der Deponie sich über mehr als 10 Jahre erstreckt. Insofern wäre für diese beiden Technologien eine Verkürzung der Vergütungsdauer auf beispielsweise 10 Jahre gerechtfertigt. Da dieser Zeitraum aus technischen Gründen jedoch ohnehin kaum überschritten werden dürfte, würde sich eine solche Verkürzung der Vergütungsdauer nicht auf die tatsächlich gezahlten und umgewälzten Summen auswirken.

Nach Auslaufen der EEG-Vergütung werden von allen Anlagen, deren Lebensdauer kürzer ist, ohnehin keine Erlöse mehr erzielt werden können. Im Fall von Anlagen zur Verstromung von Klärgas, die durch Ersatzinvestitionen über 20 Jahre hinweg in Betrieb gehalten wurden, ist auch danach ein wirtschaftlicher Betrieb möglich, da dieser – wie in den Berechnungen gezeigt wurde –weitgehend vom EEG unabhängig ist.

In § 7 Abs. 3 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2005 um jährlich 1,5 % festgeschrieben. Für kleinere Grubengasanlagen wird es damit noch schwieriger eine Rentabilität zu erreichen, da es sich bei den angewandten Technologien um keine neuartige Technik handelt, durch deren Lerneffekte Kostendegressionen zu erwarten sind. Für größere Grubengasanlagen kann dagegen auch nach den nächsten Degressionsstufen mit einem rentablen Betrieb gerechnet werden. Dies gilt prinzipiell auch für die Verstromung von Klär- und Deponiegas, dort wird eine Absenkung der Vergütung jedoch die Rentabilität des Betriebes nicht gefährden. Für diejenigen Technologien aus § 7 EEG, die zukünftig noch EEG-Vergütungen erhalten sollen, ist es daher nicht sinnvoll, die Höhe der Vergütung jährlich abzusenken, sondern nach einmaliger Festsetzung einer angemessenen Vergütungshöhe-diese über die Vergütungsdauer konstant zu halten.

4.5 Biomasse

Die nachfolgend abgebildeten Modellfälle wurden in Absprache mit dem Auftraggeber so ausgewählt, dass vorrangig Anlagen mit technisch ausgereiften und am Markt verfügbaren Technologien Berücksichtigung finden. Andererseits werden aber auch Pilotanlagen sowie sich derzeit in der Entwicklung befindliche Verfahren dargestellt, um die Einflussgröße des „innovativen Technologie-Bonus“ darzustellen.

Davon ausgehend erfolgt die Berechnung der Stromgestehungskosten folgender Verfahren:

- Einsatz von fester Biomasse in Dampfkraftprozessen mit und ohne Wärmeauskopplung sowie die Biomassenutzung in Anlagen mit Organic-Rankine-Cycle-Kreisprozessen (ORC-Prozess) bzw. Vergasungsanlagen
- Nutzung von Raps- und Palmöl in Verbrennungsmotoren mit Wärmeauskopplung (Blockheizkraftwerk)
- Erzeugung von Biogas durch Nass- bzw. Trockenvergärung[22] von Neben- und Restprodukten pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land- und Forstwirtschaft sowie von Bioabfällen mit Nutzung des Biogases in Verbrennungsmotoren mit und ohne Wärmeauskopplung (BHKW)

Es werden aus Vergleichbarkeitsgründen ausschließlich Neuanlagen berücksichtigt, die Kosten entsprechen den für das Jahr 2005 recherchierten Daten (mit Ausnahme von 2 gekennzeichneten Modellfällen im Bereich der festen Biomasse). Entsprechend der max. Leistungsgrenze des Geltungsbereiches des EEG werden Bioenergieanlagen bis zu einer installierten Leistung von 20 MW_{el} untersucht.

Für jeden Modellfall werden abschließend in der Betrachtung der Stromgestehungskosten von Bioenergieanlagen zur Veranschaulichung die Vergütungssätze des novellierten EEG gemäß §8 gegenübergestellt.

[22] Die Definition von Trockenvergärung bzw. Trockenfermentation ist in der Begründung zum EEG festgehalten. Aufgrund der Tatsache, dass diese Begründung jedoch nicht wissenschaftlich untermauert ist und derzeit eine rege Diskussion über die Abgrenzung von Trockenfermentation gegenüber Nassfermentationstechnologien stattfindet, da auch die Mikroorganismen der Trockenfermentation an ein flüssiges Medium gebunden sind, ist die Bezeichnung Trockenfermentation irreführend, so dass im Weiteren der Begriff Feststoffvergärung verwendet wird.

4.5.1 Sensitivitätsanalyse bei Biomasseanlagen

Nach der Beurteilung der resultierenden Stromgestehungskosten (d. h. Stromerzeugungskosten abzüglich aller Erlöse) der untersuchten Bioenergiemodellfälle, wird in der Sensitivitätsbetrachtung der Einfluss verschiedener Eingangsfaktoren unter den gegebenen Randbedingungen untersucht. Dabei werden für alle Biomasse-Anlagen die nachfolgenden Parameter variiert und dem EEG-Vergütungssatz der Anlage gegenübergestellt:

- spezifische Brennstoff-/Substratkosten (bzw. bei Bioabfallvergärungsanlagen die spezifischen Entsorgungserlöse)
- Investitionskosten der Anlage
- Betriebsstunden der jährlichen Stromeinspeisung
- Betriebsstunden der jährlichen Wärmeauskopplung
- nominaler Mischzinssatz

Die Parametervariation erfolgt im Abstand von jeweils +/- 10 %-Schritten vom Basisfall (siehe Abschnitt 4.5.2). Bei Biogasanlagen werden aufgrund des Berechnungsmodells nicht die Betriebsstunden der Wärmeauskopplung, sondern der Anteil der Abwärmenutzung (BHKW) bezogen auf die zur thermischen Verwertung verfügbaren Energie variiert.

Bei der Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten sowie der EEG-Vergütung (Mischvergütungssatz pro Jahr) ist prinzipiell zu beachten, dass bei der Variation der Brennstoff-/Substratkosten, der Investitionskosten[23] und des nominalen Mischzinssatzes die EEG-Vergütung im Vergleich zum Basisfall konstant bleibt. Bei der Variation der jährlichen Betriebstunden kommt es jedoch zu technisch veränderten Anlagenzuständen, d. h. neben der direkten Beeinflussung der erzeugten Energiemenge, des Brennstoffinputs sowie des EEG-Vergütungssatzes, werden in der Praxis weitere Anlagenparameter beeinflusst (z. B. Anlagennennleistung, Wirkungsgrade, Verbrauch an Hilfsstoffen, Anfall von Reststoffen, Wartungsintervalle u. ä.). Die Komplexität dieser technischen Anlagenmodifikationen ist nicht im Rahmen dieser Untersuchung abbildbar. Dennoch soll die graphische Darstellung der Ergebnisse der Sensibilitätsanalyse von Bioenergieanlagen dazu beitragen, den tendenziellen Einfluss auf die Stromgestehungskosten sowie der spezifischen EEG-Vergütung aufzuzeigen.

[23] Bei der Betrachtung der Parametervariation der Investitionskosten (I_0) sollte beachtet werden, dass alle auf I_0 bezogenen „sonstigen Kosten“ bzw. „betriebsgebundene Kosten“ (z. B. Versicherung, sonstige variable Kosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten) automatisch mit variieren.

4.5.2 Modellfälle

Die Berechnung der Stromgestehungskosten von Bioenergieanlagen erfolgt, wie oben bereits erwähnt, für typische Vorhaben – so genannte Modellfälle. Prinzipiell werden die verschiedenen Modellfälle als Neuanlagen definiert und differenziert nach

- installierter elektrischer Anlagenleistung, brutto,
- Art des Brennstoff- bzw. Substratinputs,
- Betriebsstunden der jährlichen Strom- und Wärmenutzung,
- eingesetzte Technologie.

Da das novellierte EEG verschiedene Bonusvergütungssätze für Bioenergieanlagen gleichen Bautyps und gleicher Leistungsklasse vorsieht (vgl. Tabelle 2-8), wenn diese Anlagen Brennstoffe bzw. Substrate unterschiedlicher Herkunft nutzen (z. B. naturbelassene Biomasse oder biogene Rest-, Neben- oder Abfallprodukte), wird versucht, möglichst praxisnahe Inputstoffe/-mixe durch verschiedene Varianten eines Modellfalls abzubilden. Weiterhin bietet die Darstellung von verschiedenen Varianten bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten einer technisch ähnlich aufgebauten Anlage im Gegensatz zur Sensitivitätsanalyse die Möglichkeit, mehrere Eingangsparameter gleichzeitig zu ändern. Somit können auch die Betriebsstunden der Wärme- und Stromnutzung direkt auf den variablen Anwendungsfall abgestimmt werden.
Die Inanspruchnahme des innovativen Technologiebonus bedingt eine Bioenergieanlage mit modernster technischer Ausstattung (und deshalb häufig auch höheren Investitionskosten), die für spezifische Anwendungsfälle ausgelegt wurde und daher nur indirekt konventionellen Anlagen im gleichen Leistungsbereich gegenübergestellt werden sollte (z. B. Vergleich von 500 kW_{el} Dampfkraftprozess-Anlage mit 500 kW_{el} ORC-Anlagen oder 150 kW_{el} Nassfermentations- mit 150 kW_{el} Feststoffvergärungsanlagen). Somit stellt eine Bioenergieanlage mit Anspruch auf den EEG-Technikbonus einen eigenständigen Modelltyp und keine Variante dar. Davon ausgehend wurden die im Überblick (Tabelle 4-2) dargestellten Modellfälle (Basisfälle) sowie deren Varianten definiert und den für diese Anwendungsfälle geltenden EEG-Vergütungstyp gegenübergestellt. Dabei werden Bioenergieanlagen, die biogene Festbrennstoffe nutzen mit **FB**, Anlagen zur Pflanzenölnutzung mit **PF** und Biogasanlagen mit **BG** abgekürzt. Insgesamt werden 17 Modellfälle betrachtet, für die 29 Varianten hinsichtlich der eingesetzten Substrate und Wärmeauskopplungskonzepte definiert wurden (vgl. Tabelle 4-1 und 4-2).

Tabelle 4-2 Modellfall je Leistungsklasse entsprechend EEG-Vergütungsstruktur

Leistungs-klasse	Modellfall		
	Feste Biomasse	Flüssige Bioenergie-träger	Biogas
≤ 150 kW_{el}		PF1 Pflanzenöl-BHKW	BG1 Nassfermentation (NawaRo) BG2 Feststoffvergärung (NawaRo)
≤ 500 kW_{el}	FB1 Dampfkraftprozess FB2 ORC-Anlage FB3 Vergasungsanlage	PF2 Pflanzenöl-BHKW	BG3 Nassfermentation (NawaRo) BG4 Feststoffvergärung (NawaRo) BG7 Feststoffvergärung (Bioabfall)
≤ 5 MW_{el}	FB4 Dampfkraftprozess FB5 Vergasungsanlage	PF3 Pflanzenöl-BHKW	BG5 Nassfermentation (NawaRo) BG6 Feststoffvergärung (NawaRo) BG8 Feststoffvergärung (Bioabfall)
> 5 MW_{el}	FB6 Dampfkraftprozess		

Wie bereits erwähnt, bezieht sich die EEG-Vergütung nicht nur auf die installierte elektrische Leistung der Bioenergieanlage, sondern ist ebenso von den eingesetzten Brennstoffen, der Möglichkeit zur Wärmeauskopplung sowie der angewandten Technologie abhängig. In den nachfolgenden Berechnungsbeispielen sind deshalb die individuellen EEG-Vergütungssätze (inkl. Bonusregelungen) detailliert aufgeführt.

4.5.2.1 Feste Bioenergieträger

Bei der Nutzung fester Bioenergieträger zur Stromerzeugung konnte sich vor allem der Dampfkraftprozess als eine ausgereifte, marktverfügbare Technik in allen Leistungsklassen etablieren. Dabei wird Holz in einem Kessel verbrannt und Dampf erzeugt, der in einem Dampfmotor oder einer Dampfturbine entspannt wird. Im Leistungsbereich bis ca. 3 MW_{el} werden aktuell aber auch verstärkt Anlagen mit Organic-Rankine-Cycle-Prozess (ORC)[24] installiert, da diese eine kompakte Bauweise, hohe Gesamtwirkungsgrade auch im Teillastbereich sowie einen relativ geringen Installations- und Betriebsaufwand erfordern. ORC-Bioenergieanlagen werden in Deutschland jedoch nur von einer begrenzten Herstelleranzahl

[24] Beim ORC-Prozess wird feste Biomasse in einem Thermoölkessel verbrannt und das Thermoöl erhitzt. Über einen Thermoölkreislauf wird dem Verdampfer des ORC-Prozesses Wärme zugeführt und das eingesetzte organische Arbeitsmedium (Kohlenwasserstoffe wie Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonöl) verdampft. Der Dampf gelangt zur Turbine, in der er unter Entspannung mechanische Arbeit leistet, die im Generator elektrische Energie erzeugt.

angeboten und es bestehen erst wenige Langzeiterfahrungen mit dieser Technologie. Die in der Untersuchung angesetzten spezifischen Investitionskosten sollten deshalb kritisch betrachtet werden.

Als eine alternative Technologie mit viel versprechenden Zukunftsaussichten wird die Holzvergasung[25] zur Stromerzeugung angesehen. Hohe elektrische Wirkungsgrade bereits im mittleren Leistungsbereich bescheren dem Einsatz von Vergasungsanlagen bereits heute ein hohes Interesse bei potenziellen Investoren. Leider werden auch Vergasungsanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland erst von einer begrenzten Herstelleranzahl angeboten, da die bisherigen Betriebserfahrungen vorrangig aus Versuchs- und Demonstrationsprojekten im Pilotmaßstab stammen. Die in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angesetzten Investitionskosten sind deshalb eher als Markteinführungspreis einzustufen.

In den Modellfällen der Stromerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen wurde ebenfalls versucht, möglichst praxisnahe Brennstoffeinsätze abzubilden, um den Einfluss des NawaRo-Bonus auf den EEG-Vergütungsanspruch darzustellen. Während der Anlagenbetreiber bei der Verwendung von 100 % Waldrestholz einen Anspruch auf den zusätzlichen EEG-Bonus hat, verfällt dieser komplett beim Einsatz eines Brennstoffmixes aus unbehandelten Sägeresthölzern der holzbe- und verarbeitenden Industrie (entsprechend Altholzverordnung als Industrierestholz der Klassen AI+II deklariert), welche oftmals innerhalb des Unternehmens preisgünstig bzw. „kostenfrei“ zur Verfügung gestellt werden können.

4.5.2.2 Flüssige Bioenergieträger

Bei der Nutzung flüssiger Bioenergieträger zur Stromerzeugung kommen pflanzenöltaugliche Verbrennungsmotoren im Leistungsbereich zwischen 5 kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} zum Einsatz. Im großen Leistungsbereich finden vor allem umgerüstete Schiffsmotoren mit Direkteinspritzung Anwendung, im kleinen Leistungsbereich werden auch Standard-Industriemotoren (Kolbenmotoren mit Vor-/Wirbelkammer) eingesetzt. Ursprünglich sind diese Motoren meist für den fossilen Dieselbetrieb entwickelt worden, werden aber von einigen Herstellern auch für die Pflanzenölnutzung bereits umgerüstet ausgeliefert.

Zur Stromerzeugung wird dem Verbrennungsmotor ein Generator nachgeschaltet, der die Mo-

[25] Verfahrenstechnisch ist die Holzvergasung ist eine chemische Reaktion, die es aufgrund der unterstöchometrischen Verbrennung (Verbrennung unter Luftmangel, Pyrolyse) ermöglicht, aus Holz ein brennbares Holzgas zu gewinnen, dass anschließend im Kessel mit hohen Wirkungsgraden verbrannt wird. Zur Stromerzeugung werden dem Vergasungskessel ein oder mehrere Gas-Motoren bzw. Turbinen nachgeschaltet.

torabwärme mit hohen Gesamtwirkungsgraden von etwa 90 % nutzt. Die Anlagentechnik inklusiv Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen sowie Abgasnachbehandlungseinrichtungen (Katalysator, Rußfilter, etc.) wird i. d. R. als Blockheizkraftwerk in Modulbauweise dem Kunden angeboten, der seinerseits nur noch die Medienver- und Entsorgungsleitungen sowie den Anschluss zum regionalen Energieversorger (öffentliches Stromnetz) bereitstellen muss.

Der Einsatz von Pflanzenölen wird nach dem EEG mit dem NawaRo-Bonus für naturbelassene Biomasse vergütet. Ursprünglich sollte der Einsatz von heimisch erzeugtem Rapsöl mit der EEG-Vergütung honoriert werden. In jüngster Vergangenheit wurden auf dem Weltmarkt jedoch verstärkt preisgünstige Pflanzenöle (z. B. Palmöl, Sojaöl) aus Asien und Amerika auch für technische Zwecke gehandelt, so dass die meisten Anlagenbetreiber darauf zurückgreifen. Hinzu kommt, dass das Rapsaufkommen in Deutschland – neben dem Einsatz in der Lebensmittelindustrie – für die stark expandierende Biodieselproduktion genutzt wird und damit eine starke Konkurrenznutzung besteht.

Der Einsatz von Pflanzenöl-BHKW wird üblicher Weise mit einer Wärmeauskopplung kombiniert, so dass nahezu alle Anlagenbetreiber den zusätzlichen KWK-Bonus je nach Anwendungsfall und Betriebsweise in Anspruch nehmen. Dabei ist der Anlagenbetreiber lt. EEG nur einmalig verpflichtet die Höhe des Wärmebedarfes nachzuweisen (gilt bis max. 2 MW_{el})[26].

Bei der nachfolgenden Betrachtung der Stromgestehungskosten von Pflanzenölanlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung ist zu beachten, dass alle Investitionskosten aus Richtpreisangeboten von Herstellern stammen, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten (z. B. Motoröl, Harnstoff, teilweise Personalkosten für Wartung und Reinigung etc.) häufig gleichzeitig in Wartungsverträgen als Komplettpreis mit angeboten werden und somit als variabler Kostenfaktor (in Abhängigkeit von der erzeugten Strommenge) in die Kalkulation einfließen.

Da die Brennstoffvariation in den Modellrechnungen bei Pflanzenöl-BHKW im Prinzip nur eine Brennstoffkosten-Parametervariation darstellt (gleicher Heizwert von Rapsöl und Palmöl), fällt die Sensitivitätsanalyse kürzer aus.

[26] lt. §8 EEG: Für serienmäßige KWK-Anlagen kann der Nachweis in Form von Herstellerunterlagen erfolgen, aus denen die elektrische und thermische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgeht.

4.5.2.3 Biogas

In Biogasanlagen werden verschiedene Rest- und Abfallstoffe, z.B. Gülle, Klärschlamm oder Fette, aber auch Energiepflanzen in einen Fermenter eingebracht. Durch anaerobe (unter Luftabschluss) Gär- oder Fäulnisprozesse entsteht dabei das Biogas, das je nach Inputsubstrat zwischen 40-75 % Methan enthält. Darüber hinaus besteht Biogas aus Kohlendioxid, Wasserdampf sowie geringen Anteilen von Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff.

Derzeit wird Biogas vor allem in dezentralen Blockheizkraftwerken zur Stromerzeugung bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) genutzt. Dazu wird dem Biogasgemisch durch verfahrenstechnische Maßnahmen der Schwefel- und Wasseranteil weitestgehend entzogen, um damit einen Verbrennungsmotor mit Generator zu betreiben. Der so produzierte Strom wird i. d. R. ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Die im Abgas und Motorkühlwasser enthaltene Wärme kann mit Hilfe von Wärmetauschern zurück gewonnen werden. Ein Teil der Wärme wird benötigt, den Fermenter zu beheizen[27].

Die vergorenen Substrate werden in der Praxis als landwirtschaftliche Düngemittel verwendet, da diese chemisch weit weniger aggressiv als beispielsweise Rohgülle sind, die Stickstoffverfügbarkeit besser ist und der Geruch weniger intensiv. Für die Entsorgung der Gärreste wurden bei der Untersuchung keine zusätzlichen Kosten berücksichtigt, sondern davon ausgegangen, dass die Entsorgung der Gärreste von den Anbietern über Lieferverträge und den Bereitstellungspreis geregelt wird.

Bei Biogasanlagen wirkt sich neben der installierten Leistung und dem technischen Verfahren der Nass- bzw. Feststoffvergärung insbesondere die Art der zum Einsatz kommenden Substrate direkt auf die Stromgestehungskosten aus.

Seit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 werden vor allem nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt, da deren Einsatz zu einem Anspruch auf den zusätzlichen EEG-Bonus führt. In den betreffenden Modellfällen wird deshalb davon ausgegangen, dass bei Nassfermentationsanlagen eine Mischung aus Gülle (gilt als Wirtschaftsdünger, deshalb als NawaRo anerkannt) und nachwachsenden Rohstoffen (z. B.

[27] Der Eigenwärmebedarf wird benötigt, um die Bakterienstämme im Fermenter beim Biomasseabbau zu unterstützen. Dabei unterscheidet man zwischen mesophilen Verfahren im Temperaturbereich um 38°C und thermophilen Verfahren im Temperaturbereich um 55°C.

Mais-, Gras- oder Getreidesilage) vergärt wird; bei der Feststofffermentation werden dagegen 100 % NawaRo (nur stapelbare feste Substrate) eingesetzt.

Neben den landwirtschaftlichen Biogasanlagen existieren auch Biogasanlagen zur Bioabfallverwertung, bei denen meist kommunale Bioabfälle[28] vergärt und zur Stromerzeugung bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Bioabfall ist mit Verweis auf § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 4 der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelistet. Die Einbindung der Bioabfallverwertung in die vom EEG gestützte Biomasse-Nutzungsstrategie zur Stromerzeugung bietet die Chance, den Ressourcengedanken im Zusammenhang mit der Bioabfallverwertung zu stärken, Wirtschaftlichkeiten zu optimieren und somit die Wertschöpfung insgesamt zu erhöhen. Bioabfälle werden jedoch unter Berücksichtigung der oben aufgezeigten, vielschichtigen Stoffströme hinsichtlich der Zuordnung einer Einspeisevergütung gemäß EEG unterschiedlich gehandhabt. Während Biogasanlagen, die z. B. über die Biotonne getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten (Garten- und Küchenabfälle) verwerten, lediglich eine Grundvergütung nach § 8 Abs. 1 erhalten, wird bei Grünschnitt (z. B. aus Privatgärten, Garten- und Parkanlagen, etc.) mit einem Bonus gemäß § 8 Abs. 2 Nr. 1 a) gerechnet[29]. Diese zusätzliche Bonifizierung begründet sich letztendlich aus der Argumentation Grünschnitt als „Landschaftspflegematerial“ zu bezeichnen. [IE 2005]. In den nachfolgend betrachteten Modellfällen wurde davon ausgegangen, dass nur Bioabfall aus der Biotonne zum Einsatz kommt, der im Sinne des EEG nicht als NawaRo anerkannt ist und damit lediglich die Grundvergütung angerechnet wird. Im Gegensatz zu landwirtschaftlichen Anwendungen werden im Bereich der Bioabfallbehandlung derzeit überwiegend Feststoffvergärungsanlagen (Einsatz von stapelbaren Materialien) eingesetzt, die sich in der praktischen Anwendung bereits etablieren konnten. Im Bereich der BHKW–Technik kommen im größeren Leistungsbereich fast ausschließlich Gas-Otto-Motoren zur Anwendung.

Bei der Vergärung von Bioabfällen fallen Reststoffe, wie Siebreste (30 €/t), Störstoffe (100 €/t) und Abwasser (5 €/m³) an, die in die Berechnung der Stromgestehungskosten als verbrauchsgebundene Kosten individuell einfließen und in der Praxis je nach Art des Bioab-

[28] Als Bioabfall wird z. B. im Rahmen von Länderabfallbilanzen i. d. R. Material aus der Biotonne sowie Grünschnitt im Sinne von Garten- und Parkabfällen verstanden, welches meist auf kommunaler Ebene verwertet wird.

[29] So weist z. B. die Positivliste des Fachverbandes Biogas e. V. unter der Rubrik ‚Pflanzen oder Pflanzebestandteile, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, als Beispiele für Stoffe die den NawaRo-Bonus erhalten sollen Grünschnitt aus der Landschaftspflege, kommunaler Grasschnitt, Grünschnitt von Golf- und Sportplätzen sowie Privatgärten aus.

falls in unterschiedlichen Mengen anfallen sowie regional große Unterschiede bei den Entsorgungskosten aufweisen. Weiterhin wird in der Praxis von einer sonstigen Kostenpauschale von etwa 2,5 % von den Investitionskosten für Frischwasser, Dieselkraftstoff, Schmierstoffe, Biofiltermaterial sowie für sonstige variable Kosten ausgegangen.

Wie bereits erwähnt, spielt die Wärmenutzung derzeit im Bereich von landwirtschaftlichen Biogasanlagen ebenso wie bei Bioabfallvergärungsanlagen noch eine untergeordnete Rolle, kann jedoch zukünftig bei Neuanlagen aufgrund verbesserter Rahmenbedingungen (höhere Vergütung, KWK-Bonus) zu einer Erleichterung der wirtschaftlichen Situation führen. Im Hinblick auf den Einfluss der Wärmevergütung auf die resultierenden Stromgestehungskosten wird daher ein Basisfall ohne Wärmeerlös und zwei Varianten mit Wärmeerlösen betrachtet. Bezüglich der Wärmeerlöse wird davon ausgegangen, die erzeugte Wärme zu einem Preis von 25 €/MWh verkauft werden kann.

Aufgrund der umfangreichen Berechnungsfälle sowie deren Vergütungsvarianten beim Themenkomplex Biogasanlagen wird in der Sensitivitätsanalyse zu den einzelnen Modellfällen jeweils nur die Variante I mit einer zehnprozentigen Wärmeauskopplung betrachtet.

4.5.3 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung bis 150 kW (§ 8 Abs. 1 Nr. 1 EEG)

4.5.3.1 Modellfall Pflanzenöl 1 (PF1)

Im Modellfall PF1 wird ein BHKW mit pflanzenöltauglichem Industrie-Standardmotor (2 Zylinder) im Leistungsbereich von **10 kW_{el}** betrachtet. Vergleichbare Anlagen werden in der Praxis in 1-2 Familienhäusern wärmegeführt betrieben (siehe Basisfall), da selbst die maximale Stromausbeute allein nicht ausreicht, um die hohen Investitionskosten zu rechtfertigen. Pflanzenöl-BHKW werden auch als Anlagen im Inselbetrieb, d. h. zur dezentralen Wärme- und Stromversorgung, in abgelegenen Gebäuden (z. B. in Berghütten, Kloster u. ä.) installiert. In dieser Modelluntersuchung wird jedoch davon ausgegangen, dass der erzeugte Strom in ein regionales Stromnetz eines Energieversorgers eingespeist und nach EEG vergütet wird. Die zur Verfügung gestellte Wärme wird zur Raumwärmeheizung und Warmwasserbereitstellung in einem privaten Gebäude genutzt. Da im Berechnungsfall davon ausgegangen wird, dass der Hauseigentümer ansonsten beispielsweise eine konventionelle Ölheizung zur

Deckung des Wärmebedarfes nutzen würde, werden diese Ersatzkosten[30] als Wärmegutschrift angerechnet. Im Modellfall PF1 wird Rapsöl als Brennstoff verwendet. Rapsöl beziehen Kleinverbraucher entweder aus der eigenen Produktion oder von regional ansässigen Unternehmen mit Ölmühlen. Im Berechnungsmodell wurde der wärmegeführten Anlage eine stromgeführte alternative Variante gegenübergestellt, um den Einfluss der Wärmenutzungs- bzw. Stromeinspeisungserlöse zu verdeutlichen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-3 aufgeführt.

Tabelle 4-3 Eingangsparameter Modellfall PF1

		Basisfall	Variante
Technologie	**Pflanzenöl-BHKW (Viertakt-Kolbenmotor mit Vor-/Wirbelkammer)**		
Installierte Leistung	**[MW_{el}]**	**0,0010**	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,024	
Brennstoff		Rapsöl	
Wirkungsgrad	[%], elektrisch	29	
	[%], thermisch	61	
Betriebsführung und KWK-Nutzung		wärmegeführt (Wärme wird in einem privaten Gebäude genutzt)	stromgeführt (Wärme wird in einem privaten Gebäude genutzt)
Vollbenutzungsstunden			
Strom		2500	7000 h/a
Wärme		2500	2500 h/a
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 1)		Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-4 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten im Modellfall PF1 zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die betrachtete Bioenergieanlage zur Pflanzenölnutzung im Leistungsbereich von ca. 10 kW_{el} unter den angesetzten Rahmenbedingungen derzeit nicht kostendeckend betrieben werden kann. Insgesamt liegen die resultierenden Stromgestehungskosten (unter Einbeziehung der Wärmegutschrift) von wärmegeführten Anlagen in diesem Berechnungsbeispiel sogar noch höher als die einer stromgeführten Anlage. Die spezifische EEG-Vergütung je erzeugte Kilowattstunde ist jedoch für die wärmegeführte Anlage höher.

[30] Als durchschnittlicher Ölpreis (HEL) wurden 50 ct/l angesetzt.

Tabelle 4-4 Stromgestehungskosten Modellfall PF1

	Basisfall	Variante
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	48,85 ct/kWh	38,35 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**37,23 ct/kWh**	**34,20 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	19,33 ct/kWh	17,87 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus	*2,00 ct/kWh*	*0,71 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten enthält Anhang A.3.

In der Sensitivitätsbetrachtung wird deutlich, dass die Investition in ein Pflanzenöl-BHKW dieses Leistungsbereiches nur mit dem Nachweis einer sehr hohen Wärmeauskopplung bei gleichzeitigem Bezug eines extrem preisgünstigen Brennstoffs (z. B. Rapsöl fällt in eigener Rapsölmühle an) rentabel ist.

Generell wird die Installation von Pflanzenöl-BHKW dieses Leistungsbereiches zur Deckung des Wärmebedarfs vorgenommen (und somit fossiler Brennstoff ersetzt). Die Stromerzeugung erfolgt als Nebenprodukt sowie zur Verringerung der Wärmegestehungskosten.

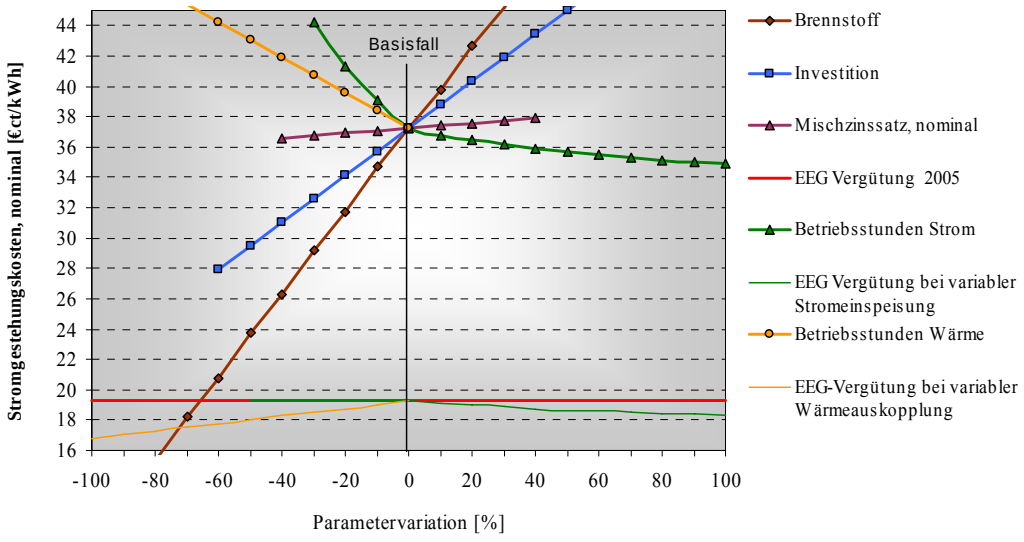


Abbildung 4-6 Sensitivitätsanalyse PF1, Basisfall (Rapsöl): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

4.5.3.2 Modellfall Biogas 1 (BG1)

Der Modellfall BG1 repräsentiert das Beispiel einer mittelgroßen Gemeinschaftsanlage mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe mit Tierhaltung und Gülleanfall. Die Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von **150 kW_{el}** wird als Nassfermentationsanlage stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz eines abnahmepflichtigen Versorgers eingespeist und gemäß EEG vergütet wird. Ähnlich wie bei Bioenergieverbrennungs- bzw. -vergasungsanlagen im kleinen bis mittleren Leistungsbereich werden landwirtschaftliche Biogasanlagen meist in infrastrukturell wenig erschlossenen Regionen errichtet, womit die Versorgung externer Wärmekonsumenten in den meisten Fällen nicht möglich ist. Üblicherweise wird in der Praxis die anfallende Abwärme zur Eigenwärmebedarfsdeckung, d. h. zur Beheizung des Fermenters, sowie in geringen Anteilen zur Deckung des Wärmebedarfes des Betreibers (z. B. für Stallheizung, Wohnhausversorgung) genutzt.
Als Koferment zur Rinder- und Schweinegülle wird Maissilage verwendet. Maissilage ist ebenso wie Gülle nach dem EEG und der Biomasseverordnung als nachwachsender Rohstoff anerkannt. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, für den Substratmix aus Gülle und Maissilage den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen.
Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-5 aufgeführt.

Tabelle 4-5 Eingangsparameter Modellfall BG1

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Nassfermentation (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**150 kW_{el}**		
Investitionskosten	0,61 Mio. €		
Brennstoff	65 % Rinder- und Schweinegülle, 35 % NawaRo (massebasiert)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 32 % thermisch: 49 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7500 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zur Gebäuderaumheizung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung in Ställen und zur Wohnraumheizung/Warmwasserbereitstellung)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 1)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-6 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Nassfermentation) mit einer installierten elektrischen Leistung von 150 kW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung unter den gewählten Annahmen nicht kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-Vergütung und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG1 in keiner Berechnungsvariante kompensiert werden.

Tabelle 4-6 Stromgestehungskosten Modellfall BG1

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	22,66 ct/kWh		
Resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**22,32 ct/kWh**	**19,96 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	17,33 ct/kWh	17,48 ct/kWh	18,53 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Biogasanlage (BG1) zeigt, dass eine höhere Auskopplung von Wärme zu einer Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt (vgl. Abbildung 4-7). Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität von Bioenergieanlagen haben jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten.

Die zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nicht aus, die insgesamt hohen Stromerzeugungskosten im Modellfall BG1 zu kompensieren und mit der EEG-Vergütung eine kostendeckende Stromerzeugung zu gewährleisten. Erst bei einer Absenkung der Substratkosten um etwa 60 % bzw. der Investitionskosten um über 50 % kann dies erreicht werden. Eine entsprechende Kostensenkung

dieser Einflussgrößen ist aber als unwahrscheinlich anzusehen.

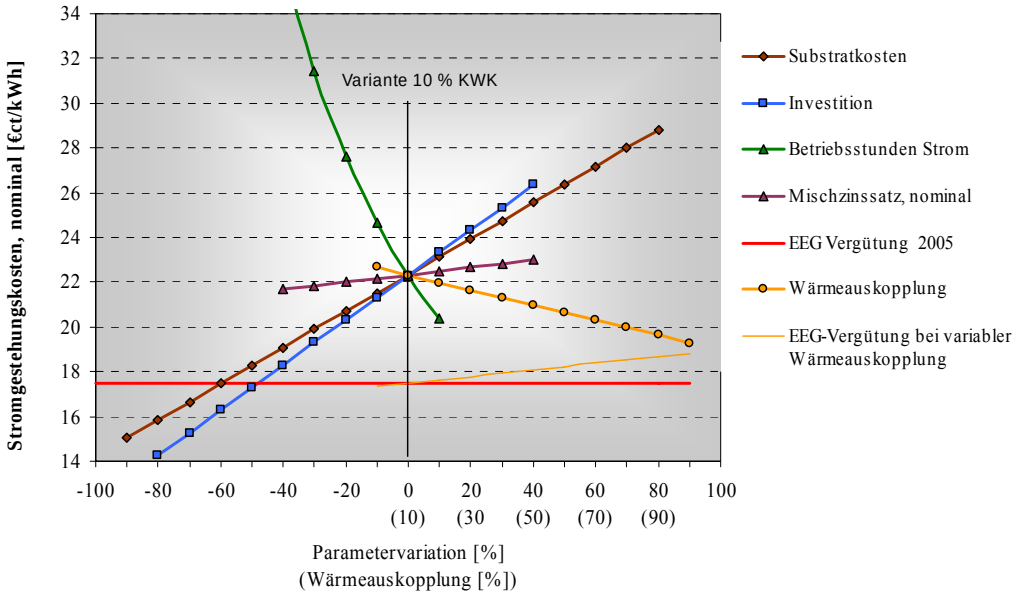


Abbildung 4-7 Sensitivitätsanalyse BG1, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

4.5.3.3 Modellfall Biogas 2 (BG2)

Im Modellfall BG2 wird eine mittelgroße landwirtschaftliche Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von **150 kW_{el}** als Feststoffvergärungsanlage mit Anspruch auf den innovativen Technologiebonus laut EEG (bei Wärmeauskopplung) betrachtet. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz eines abnahmepflichtigen Versorgers eingespeist und gemäß EEG vergütet wird. In der Variante I+II wird davon ausgegangen, dass die anfallende Abwärme zur Eigenwärmebedarfsdeckung, d. h. zur Beheizung des Fermenters, sowie in unterschiedlichen Anteilen zur Deckung des Wärmebedarfes des Betreibers (z. B. für Stallheizung, Wohnhausversorgung) genutzt werden kann.

Als Inputsubstrat wird 100% Maissilage verwendet. Maissilage ist nachwachsender Rohstoff gemäß EEG und Biomasseverordnung. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-7 aufgeführt.

Tabelle 4-7 Eingangsparameter Modellfall BG2

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Feststoffvergärung (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**150 kW_{el}**		
Investitionskosten	0,79 Mio. €		
Brennstoff	100 % NawaRo (Maissilage)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 32 % thermisch: 49 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7500 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zur Gebäuderaumheizung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung in Ställen und zur Wohnraumheizung/Warmwasserbereitstellung)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 1)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK + Technologiebonus	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In der nachfolgenden Tabelle 4-8 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Feststoffvergärung) mit einer installierten elektrischen Leistung von 150 kW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung nicht kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) zwar eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-Vergütung (inklusiv NawaRo-, KWK- und Technikbonus) und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG2 in keiner Berechnungsvariante auch nur annähernd kompensiert werden.

Tabelle 4-8 Stromgestehungskosten Modellfall BG2

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	26,40 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**26,06 ct/kWh**	**23,70 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	17,33 ct/kWh	19,48 ct/kWh	20,53 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*
Technologiebonus		*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet. Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Feststoffvergärungsanlage (BG2) führt zu dem Ergebnis, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme zu einer Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität der Bioenergieanlage haben jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten.

Eine zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nicht aus, die insgesamt sehr hohen Stromerzeugungskosten dieser innovativen Technologie im Modellfall BG2 zu kompensieren. Eine Absenkung der Investitionskosten um über 50 % wird als unwahrscheinlich betrachtet.

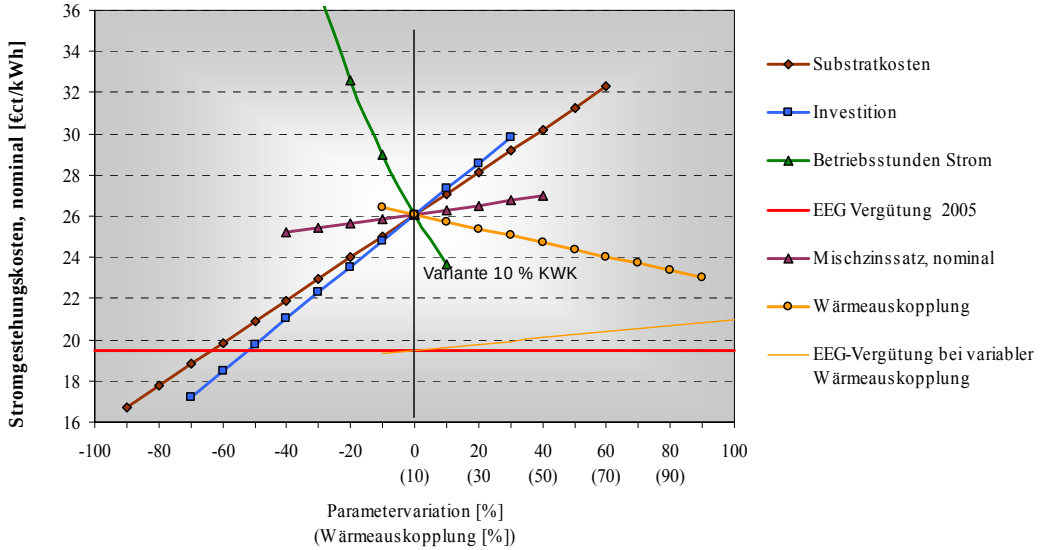


Abbildung 4-8 Sensitivitätsanalyse BG2, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

4.5.4 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung zwischen 150 und 500 kW (§ 8 Abs. 1 Nr. 2 EEG)

4.5.4.1 Modellfall feste Biomasse 1 (FB1)

Dem Modellfall FB1 wird eine konventionelle Biomasseverbrennung mit Dampfkraftprozess im mittleren Leistungsbereich (0,15 bis **0,5 MW_{el}**) zugrunde gelegt. Diese Anlagen werden in der Praxis vorrangig wärmegeführt betrieben, da sie beispielsweise in holzbe- und verarbeitenden Betrieben zur Deckung des eigenen Prozesswärmebedarfs (z. B. Holzpelletproduktion) bzw. in kommunalen Gebäuden (z. B. Krankenhaus, Schwimmbad etc.) zur Grundlastwärmebereitstellung eingesetzt werden. Dem Basisfall mit einer wärmegeführten Anlage mit 100 %-iger Waldrestholznutzung wird eine stromgeführte Anlagenvariante gegenübergestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die stromgeführte Betriebsweise überhaupt nur bei preisgünstig zur Verfügung stehenden Brennstoffen in Betracht gezogen wird, weshalb in der Berechnungsvariante ein 50 %-iger Industrierestholzeinsatz (IRH) aus der eigenen Produktion angenommen wurde. Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-9 aufgeführt.

Tabelle 4-9 Eingangsparameter Modellfall FB1

	Basisfall	Variante
Technologie	**Dampfkraftprozess, Rostfeuerung mit Dampfmotor**	
Installierte Leistung	**0,5 MW_{el}**	
Investitionskosten	3,50 Mio. €	
Brennstoff	100 % Waldrestholz	50 % Industrierestholz AI+II (kostenfrei zur Verfügung gestellt im eigenen Sägewerksbetrieb), 50 % Waldrestholz
Betriebsführung und KWK-Nutzung	wärmegeführt (Wärme wird z. B. für Holztrocknungsprozesse bei der Pelletproduktion genutzt)	stromgeführt (da ausreichend Brennstoff ganzjährig kostengünstig zur Verfügung steht; Wärmenutzung für Sägeholztrocknung)
Vollbenutzungsstunden	Strom: 6000 h/a Wärme: 6000 h/a	Strom: 7000 h/a Wärme: 3000 h/a
Wirkungsgrad	elektrisch: 12 % thermisch: 71 %	elektrisch: 12 % thermisch: 71 %
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	Mindestvergütung + KWK

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-10 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen mit fester Biomasse befeuerte konventionelle Stromerzeugungsanlagen im Leistungsbereich bis ca. 0,5 MW_{el} (Dampfkraftprozess) höhere Stromgestehungskosten aufweisen als durch die EEG-Vergütung erlöst wird.

Die wärmegeführte Dampfkraftanlage im Basisfall weist leicht höhere Stromgestehungskosten als die stromgeführte Variante aus. Mit Blick auf die EEG-Vergütung wirken sich der zusätzliche NawaRo-Bonus sowie die höhere KWK-Vergütung (da höhere Wärmeauskopplung) im Basisfall positiv auf die Differenz des Deckungsbeitrages aus. D. h. KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis ca. 0,5 MW_{el} sollten möglichst ganzjährig hohe Betriebsstunden der Wärme- und Stromerzeugung aufweisen. Die Nutzung von kostengünstigen - lt. EEG nicht als NawaRo anerkannten Brennstoffen - senkt jedoch den spezifischen EEG-Vergütungssatz.

Tabelle 4-10 Stromgestehungskosten Modellfall FB1

	Basisfall (wärmegeführt)	Variante (stromgeführt)
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	37,26 ct/kWh	26,77 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**19,71 ct/kWh**	**19,25 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	18,44 ct/kWh	11,20 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)*
	9,75 ct/kWh (1.686 MWh)	*9,75 ct/kWh (2.186 MWh)*
Nawaro-Bonus	*6,00 ct/kWh*	
KWK-Bonus	*2,00 ct/kWh*	*0,86 ct/kWh*

Die zur Prozesswärmedeckung zur Verfügung gestellte Wärme, ist in die Betrachtung der resultierenden Stromgestehungskosten als Erlös (25 €/MWh) eingeflossen, da diese ansonsten durch konventionelle Wärmelieferanten hätte gedeckt werden müssen. Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Parametervariation zur Sensitivitätsbetrachtung der Bioenergieanlage des Basisfalls (FB1) zeigt (Abbildung 4-9), dass insbesondere eine Senkung der Investitionskosten um 10 % (z. B. Erhöhung der Eigenleistung) bzw. der Brennstoffpreise (z. B. Nutzung von Waldresthölzern aus eigenem Bestand) um bis zu 30 % einen kostendeckenden Betrieb mit der EEG-

Vergütung ermöglichen würde. Bei konkreten Einzelfallbetrachtungen, in dem diese Kostensenkungen sowie günstige Finanzierungsbedingungen realisiert werden können, wäre somit die EEG-Vergütung für einen rentablen Betrieb ausreichend.

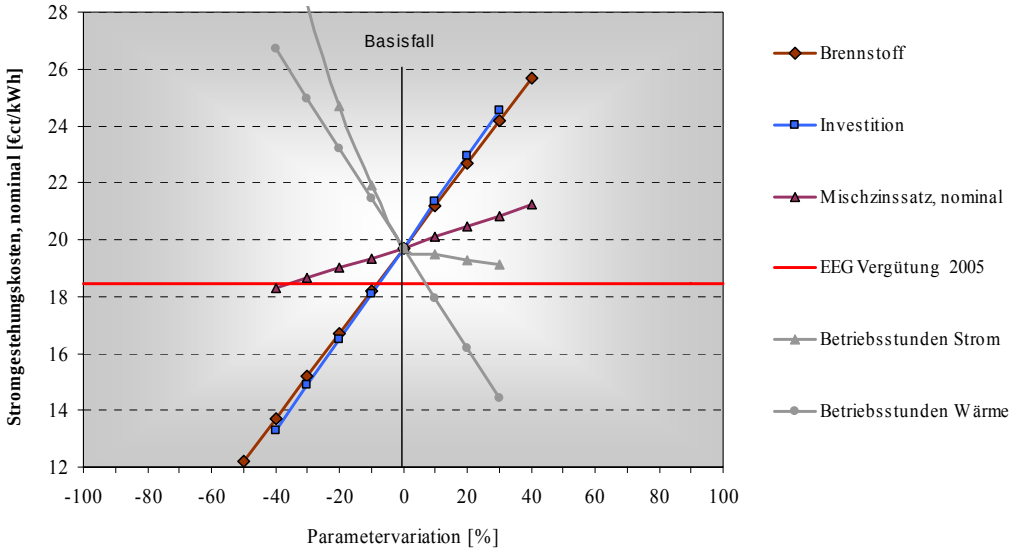


Abbildung 4-9 Sensitivitätsanalyse FB1, Basisfall (wärmegeführt; 100 % Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

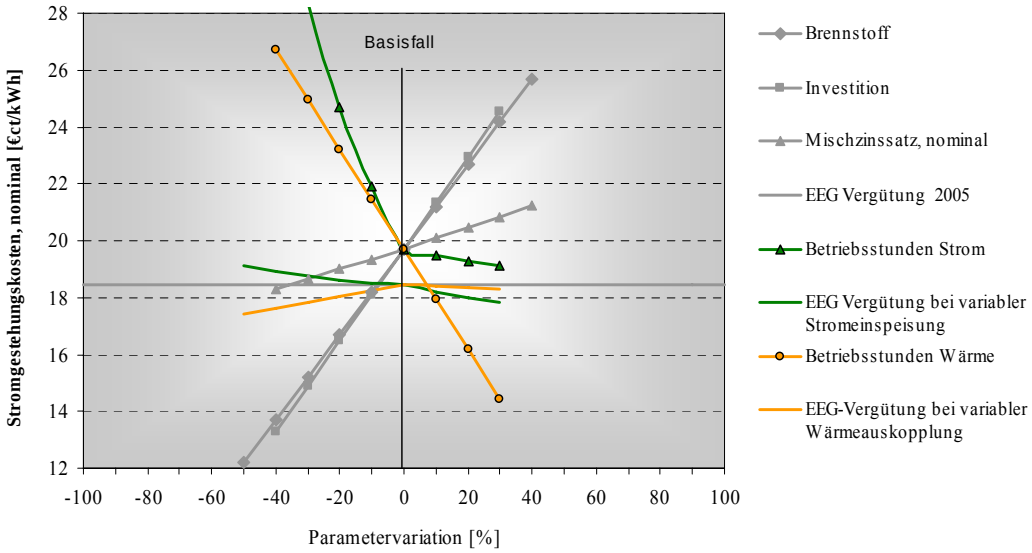


Abbildung 4-10 Sensitivitätsanalyse FB1, Basisfall (wärmegeführt; 100 % Waldrestholz): Parametervariation der Betriebsstunden

Die Sensitivitätsbetrachtung der stromgeführten Anlagenvariante (FB1, Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12) zeigt deutlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Stromgestehungskosten von konventionellen Dampfkraftanlagen bis ca. 0,5 MW_{el} weit über der EEG-Vergütung liegen und somit vermutlich kein rentabler Anlagenbetrieb möglich ist. Bei KWK-

Anlagen im unteren Leistungsbereich ist eine stromgeführte Anlagenfahrweise somit nicht kostendeckend.

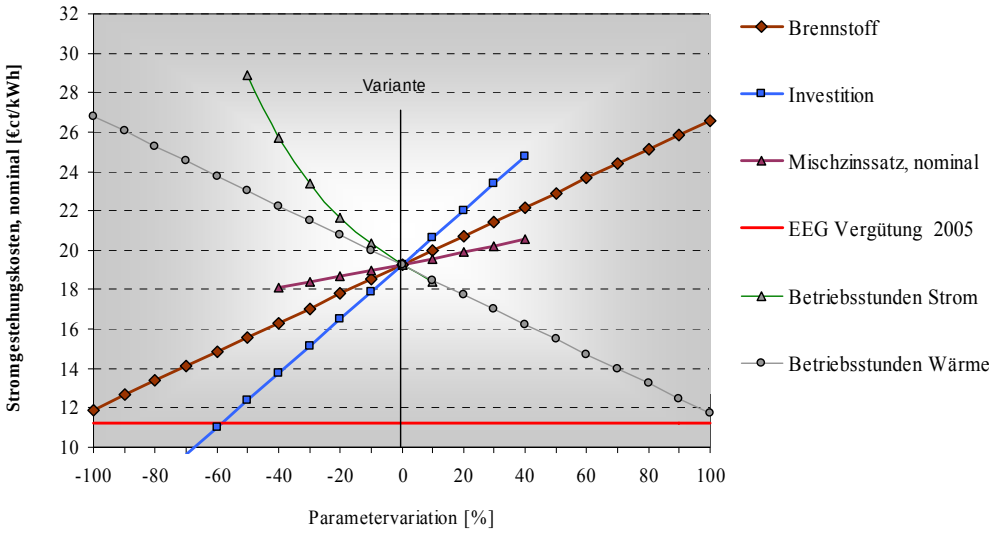


Abbildung 4-11 Sensitivitätsanalyse FB1, Variante (stromgeführt; 50 % Waldrestholz, 50% IRH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

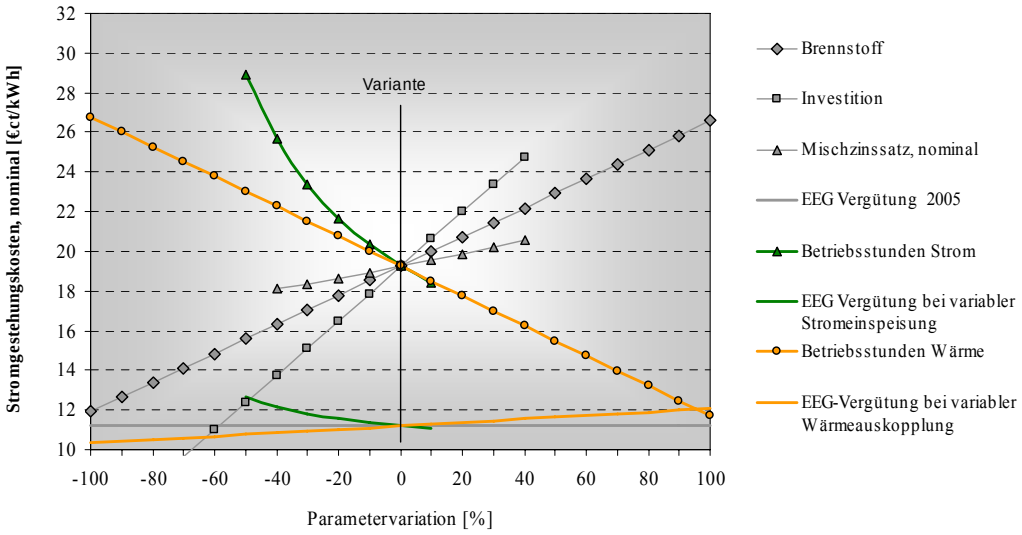


Abbildung 4-12 Sensitivitätsanalyse FB1, Variante (stromgeführt; 50 % Waldrestholz, 50% IRH): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.4.2 Modellfälle feste Biomasse 2 und 3 (FB2 und FB3)

Als innovative Modellanlagen im mittleren Leistungsbereich ($\leq 0{,}5$ MW_{el}) wird eine ORC-Anlage mit Thermoölkessel (Modellfall FB2) und eine Festbettvergasungsanlage mit nachgeschaltetem Gas-Motor (Modellfall FB3) mit jeweils **0,5 MW_{el}** betrachtet. Für beide Anlagen kann bei Wärmeauskopplung der innovative Technologiebonus lt. EEG-Vergütung in Anspruch genommen werden. Der Betrieb von ORC-Anlagen erfolgt in der Praxis wärmegeführt, da die ORC-Turbine - ähnlich wie Dampfmotoren - einen eher geringen elektrischen Wirkungsgrad hat. Im Vergleich dazu erreichen Vergasungsanlagen sehr hohe elektrische Wirkungsgrade und werden deshalb auch bereits im Leistungsbereich $\leq 0{,}5$ MW_{el} stromgeführt betrieben. Demnach kommen als Anwendungsbeispiele für die ORC-Anlage wiederum holzbe- und verarbeitenden Betriebe mit eigener Prozesswärmedeckung (z. B. Holzpelletproduktion) bzw. kommunale Gebäude (z. B. Krankenhaus, Schwimmbad etc.) zur Grundlastwärmebereitstellung in Betracht. Die konstante ganzjährige Wärmeauskopplung ist jedoch bei vielen Anwendungsfällen begrenzt (z. B. in Sägewerken oder Schulen), weshalb bei Vergasungskonzepten[31] häufig die nicht betriebsintern genutzte oder kommerziell vermarktbare Wärme zur Brennstofftrocknung (zur Erhöhung des Heizwertes von Waldrestholz von 3,3 auf 3,6 MWh/t) genutzt wird. Diese betriebsintern genutzte Wärmemenge fällt jedoch lt. EEG nicht in die Kategorie der KWK-Stromerzeugung und wird deshalb auch nicht mit dem zusätzlichen KWK-Bonus vergütet.

[31] Vergasungsanlagen benötigen zum möglichst störungsfreien Betrieb mit geringen Wartungsintervallen einen möglichst trockenen Brennstoff.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-11 aufgeführt.

Tabelle 4-11 Eingangsparameter Modellfall FB2 und 3

	Modellfall FB2	Modellfall FB3
Technologie	**Thermoölkessel mit ORC-Turbine**	**Festbettvergaser mit Gas-Motor**
Installierte Leistung	**0,5 MW_{el}**	
Investitionskosten	3,50 Mio. €	3,04 Mio. €
Brennstoff	100 % Waldrestholz	
Betriebsführung und KWK-Nutzung	wärmegeführt (Wärme wird z. B. für Holztrocknungsprozesse bei der Pelletproduktion genutzt)	stromgeführt (da hoher elektrischer Wirkungsgrad ausgenutzt wird; Wärmenutzung zur Hackschnitzeltrocknung verwendet – Erhöhung des Brennstoffheizwert – sowie Grundlastversorgung Schule)
Vollbenutzungsstunden	Strom: 6000 h/a Wärme: 6000 h/a	Strom: 7000 h/a Wärme: 3000 h/a
Wirkungsgrad	elektrisch: 12 % thermisch: 71 %	elektrisch: 29 % thermisch: 40 %
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo + KWK + Technologie	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-12 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die mit fester Biomasse befeuerten innovativen Stromerzeugungsanlagen im Leistungsbereich bis ca. 0,5 MW_{el} (ORC-Anlage bzw. Festbettvergasertechnologie) trotz der höheren EEG-Vergütung nicht kostendeckend betrieben werden können. Im Vergleich zu konventionellen Dampfkraftanlagen (FB1) weisen die innovativen Technologien höhere Stromgestehungskosten auf. Die Deckung des Differenzbetrages zwischen spezifischer EEG-Vergütung und den Stromgestehungskosten ist jedoch geringer als im Modellfall FB1. Demnach erscheint eine Investition zukünftiger Anlagenbetreiber in moderne Anlagentechnologien tendenziell aussichtsreicher.

Tabelle 4-12 Stromgestehungskosten Modellfall FB2 und 3

	Modellfall FB2 (ORC)	Modellfall FB3 (Vergasung)
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	39,71 ct/kWh	23,95 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**22,34 ct/kWh**	**22,22 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	20,44 ct/kWh	19,20 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)*
	9,75 ct/kWh (2.186 MWh)	*9,75 ct/kWh (2.186 MWh)*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus	*2,00 ct/kWh*	*0,86 ct/kWh*
Technologiebonus	*2,00 ct/kWh*	

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Parametervariation zur Sensitivitätsbetrachtung der ORC-Anlage (FB2) zeigt (Abbildung 4-13), dass insbesondere eine Senkung der Investitionskosten um mind. 10 % bzw. der Brennstoffkostensenkung um bis zu 15 % (z. B. Nutzung von Sägeresthölzern aus eigenem Betrieb; dadurch allerdings Wegfall des NawaRo-Bonus) zu einem kostendeckenden Anlagenbetrieb führen könnte. Die Absenkung des nominalen Mischzinssatzes auf unter 3 % sowie eine Steigerung der jährlichen Wärmeauskopplung auf ca. 7.200 Betriebsstunden ist eher unwahrscheinlich.

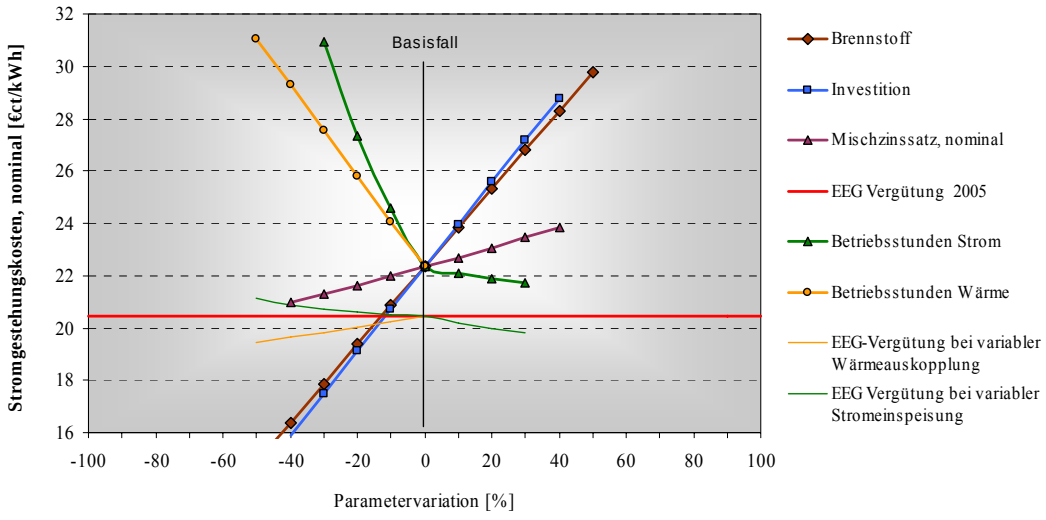


Abbildung 4-13 Sensitivitätsanalyse FB2, Basisfall (ORC): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

Die Sensitivitätsbetrachtung der stromgeführten Festbettvergasungsanlage (FB3) zeigt ebenfalls, dass keine Kompensation der resultierenden Stromerzeugungskosten durch die EEG-Vergütung unter den angesetzten Randbedingungen möglich ist. Die Absenkung der Brennstoffkosten auf etwa 10 €/t bzw. eine Senkung der bereits sehr moderat angesetzten Investitionskosten um 25 % wird als eher unwahrscheinlich betrachtet.

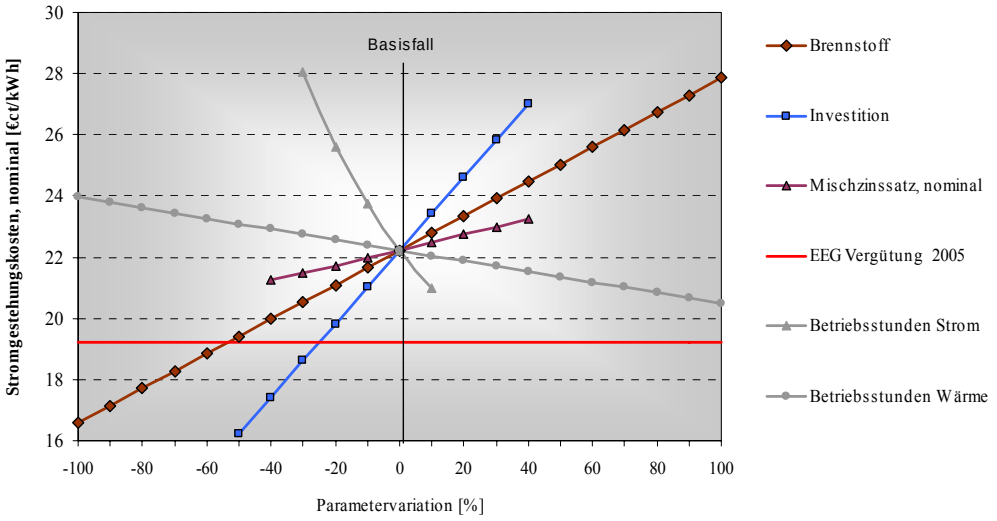


Abbildung 4-14 Sensitivitätsanalyse FB3, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

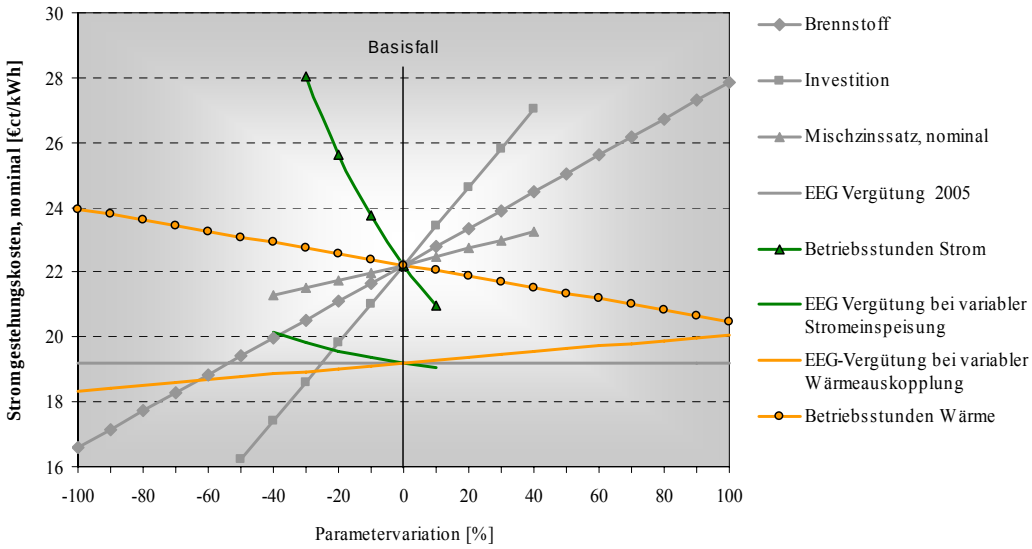


Abbildung 4-15 Sensitivitätsanalyse FB3, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.4.3 Modellfall Pflanzenöl 2 (PF2)

Dem Modellfall PF2 wird ein BHKW mit pflanzenöltauglichem Viertakt-Kolbenmotor (6 Zylinder) im Leistungsbereich von **200 kW_{el}** zu Grunde gelegt. Vergleichbare Anlagen werden in der Praxis in klein- und mittelständischen Handwerks- und Produktionsbetrieben (z. B. in der Lebensmittelverarbeitung), in kommunalen Einrichtungen (z. B. im Krankenhaus, Schwimmbad) sowie in der Landwirtschaft (z. B. in Gewächshäusern, zu Trocknungssprozessen) wärmegeführt betrieben. Da selbst die maximale Stromausbeute allein nicht ausreicht, um die hohen Investitionskosten eines Pflanzenöl-BHKW zu rechtfertigen, wird versucht die beim Motorenbetrieb anfallende Abwärme möglichst ganzjährig konstant zu nutzen. In dieser Modellbetrachtung wird davon ausgegangen, dass die bereitgestellte Wärme z. B. in einem Krankenhaus eingesetzt wird bzw. eine kommunale Einrichtung den Wärmebedarf eines Hallenbades damit deckt. Der erzeugte Strom wird in ein regionales Stromnetz eines Energieversorgers eingespeist und nach EEG vergütet.

Im Basisfall PF2 wird preisgünstiges Palmöl als Brennstoff verwendet. Alternativ wird in einer Variantenrechnung der Einsatz von heimischem Rapsöl dargestellt, um den Einfluss des Brennstoffpreises auf die Stromgestehungskosten zu verdeutlichen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-13 aufgeführt.

Tabelle 4-13 Eingangsparameter Modellfall PF2

	Basisfall	Variante
Technologie	**Pflanzenöl-BHKW (Viertakt-Kolbenmotor mit Direkteinspritzung und Turbolader)**	
Installierte Leistung	**200 kW_{el}**	
Investitionskosten	0,35 Mio. €	
Brennstoff	100 % Palmöl	100 % Rapsöl
Wirkungsgrad	elektrisch: 37 % thermisch: 55 %	
Betriebsführung und KWK-Nutzung	wärmegeführt (Wärme wird zur Wärmebedarfsdeckung im Krankenhaus oder zur Schwimmbadbeheizung genutzt.)	
Vollbenutzungsstunden	Strom: 6500 h/a Wärme: 6500 h/a	
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-14 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten im Modellfalls PF2 zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die betrachtete Bioenergieanlage zur Pflanzenölnutzung im Leistungsbereich von ca. 200 kW_{el} unter den angesetzten Rahmenbedingungen kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zur Variante „Rapsöleinsatz" liegen die resultierenden Stromgestehungskosten des Basisfalls, bei dem preisgünstiges Palmöl als Brennstoff verwendet wird, bedeutend niedriger. Die spezifische EEG-Vergütung je erzeugte Kilowattstunde ist jedoch für die Brennstoffvariation Rapsöl nicht kostendeckend.

Tabelle 4-14 Stromgestehungskosten Modellfall PF2

	Basisfall	Variante
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	22,90 ct/kWh	29,52 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**18,48 ct/kWh**	**25,11 ct/kWh**
spez. Stromvergütung gemäß EEG	19,33 ct/kWh	19,33 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh*	*11,33 ct/kWh*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus	*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

In der Sensitivitätsbetrachtung wurde die Parametervariation des Basisfalls betrachtet. Es wird dabei deutlich, dass die Investition in ein Pflanzenöl-BHKW dieses Leistungsbereiches ebenfalls nur bei einer wärmegeführten Betriebsweise bei gleichzeitigem Bezug eines preisgünstigen Brennstoffs rentabel ist. Da in diesem Berechnungsfall bereits das preisgünstige Palmöl einbezogen wurde, ist eine weitere Brennstoffkostensenkung in der Praxis eher nicht realistisch. Interessant erscheint bei der Betrachtung des Modellfalls PF2, dass die Betriebsstunden der Stromerzeugung einen relativ geringen Einfluss auf die Degression der Stromgestehungskosten der Anlage haben im Vergleich zum Brennstoffpreis, den Investitionskosten sowie der Höhe der Wärmeauskopplung. Aufgrund der insgesamt geringen Stromeinspeisemenge, beeinflusst selbst eine Variation des Mischzinssatzes der Pflanzenölanlage bei positiver Parame-

tervariation das Betriebsergebnis stärker als die Betriebsstunden der Stromproduktion. Bei sinkenden Betriebsstunden der Stromerzeugung kann der betriebswirtschaftliche Erfolg der Anlage nicht gewährleistet werden.

Bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung inklusive NawaRo und KWK-Bonus kann dem Anlagenbetreiber unter den derzeitigen Randbedingungen eine ausreichende Rentabilität gewährleistet werden. Generell ist davon auszugehen, dass die Installation von weiteren Anlagen dieses Leistungsbereiches ebenfalls nur mit importierten Pflanzenölen möglich ist, da in Deutschland produziertes preisgünstiges Pflanzenöl mittelfristig nicht am Markt verfügbar ist.

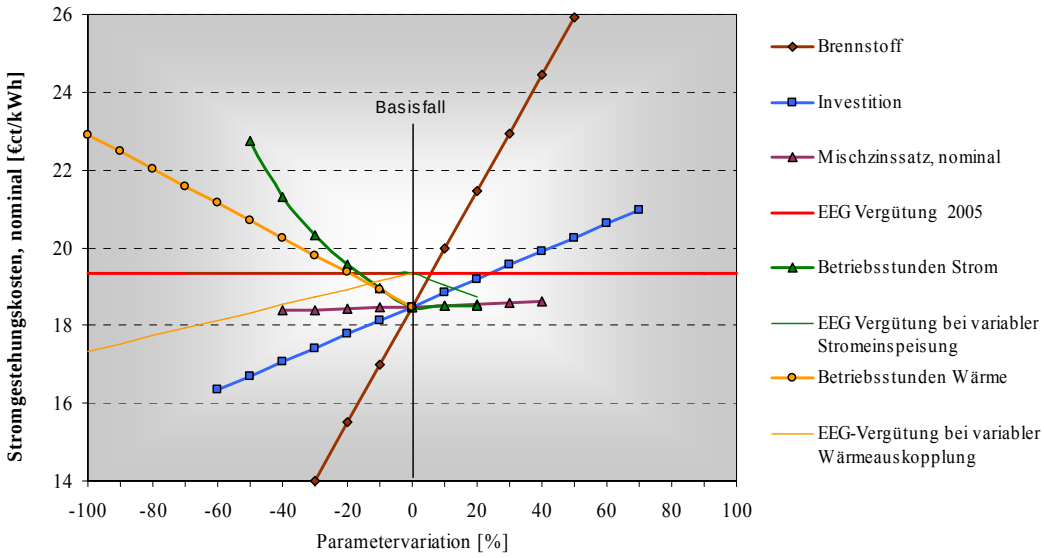


Abbildung 4-16 Sensitivitätsanalyse PF2, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

4.5.4.4 Modellfall Biogas 3 (BG3)

Der Modellfall BG3 repräsentiert das Beispiel einer Biogas-Gemeinschaftsanlage mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe mit Tierhaltung und Gülleanfall. Die Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von **500 kW_{el}** wird als Nassfermentationsanlage stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz eines abnahmepflichtigen Versorgers eingespeist und gemäß EEG vergütet wird. In der Variante I+II wird davon ausgegangen, dass die anfallende Abwärme des BHKW neben der Eigenwärmebedarfsdeckung (d. h. zur Beheizung des Fermenters) zur weiteren externen Wärmenutzung

eingesetzt wird. Dabei wird die Wärme zur Wärmebedarfsdeckung des Betreibers (z. B. für Stallheizung, Wohnhausversorgung) in unterschiedlichen Anteilen oder auch zur Wärmebedarfsdeckung eines nahe gelegenen externen Wärmekunden genutzt.

Als Kosubstrat zur Rinder- und Schweinegülle wird Maissilage verwendet. Maissilage und Gülle sind nach dem EEG und der Biomasseverordnung als nachwachsender Rohstoff anerkannt. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, für den Substratmix aus Gülle und Maissilage den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen. Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-15 aufgeführt.

Tabelle 4-15 Eingangsparameter Modellfall BG3

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Nassfermentation (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**500 kW_{el}**		
Investitionskosten	1,50 Mio. €		
Brennstoff	60 % NawaRo (Maissilage); 40 % Rinder- und Schweinegülle (massebasiert)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 36 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zum Stall- und Wohngebäudeheizung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zur Beheizung von Gewächshäusern)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-16 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Nassfermentation) mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung nur in Ausnahmefällen (Variante II, 80 % Wärmeauskopplung) kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-

Vergütung und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG3 nur in der Berechnungsvariante II (80 % KWK) kompensiert werden. Gegenüber dem Modellfall BG1 und BG3 ist erkennbar, dass die Stromerzeugung aus Biogasanlagen mit zunehmender Anlagengröße wirtschaftlich attraktiver wird und die Stromgestehungskosten sinken, da u. a. die spezifischen Investitionskosten abnehmen.

Tabelle 4-16 Stromgestehungskosten Modellfall BG3

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	18,01 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**17,67 ct/kWh**	**15,34 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	16,35 ct/kWh	16,52 ct/kWh	17,71 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,17 ct/kWh*	*1,36 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Bioenergieanlage (BG3) zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme zu einer deutlichen Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität von Nassfermentationsanlagen sind jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten.

Die zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nur in Einzelfällen aus (siehe Variante II), die insgesamt hohen Stromerzeugungskosten im Modellfall BG3 zu kompensieren. Eine Absenkung der Investitions- bzw. der Substratkosten um etwa 20 % würde jedoch bereits ausreichen, die Investition in eine solche Biogasanlage attraktiv zu machen. Eine weitere Erhöhung der im Modellfall angesetzten Betriebsstunden zur Stromerzeugung wird als unwahrscheinlich eingeschätzt. Eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades kann jedoch mit derzeit auf dem Markt befindlichen Blockheizkraftwerken zusätzliche positive Effekte erreichen.

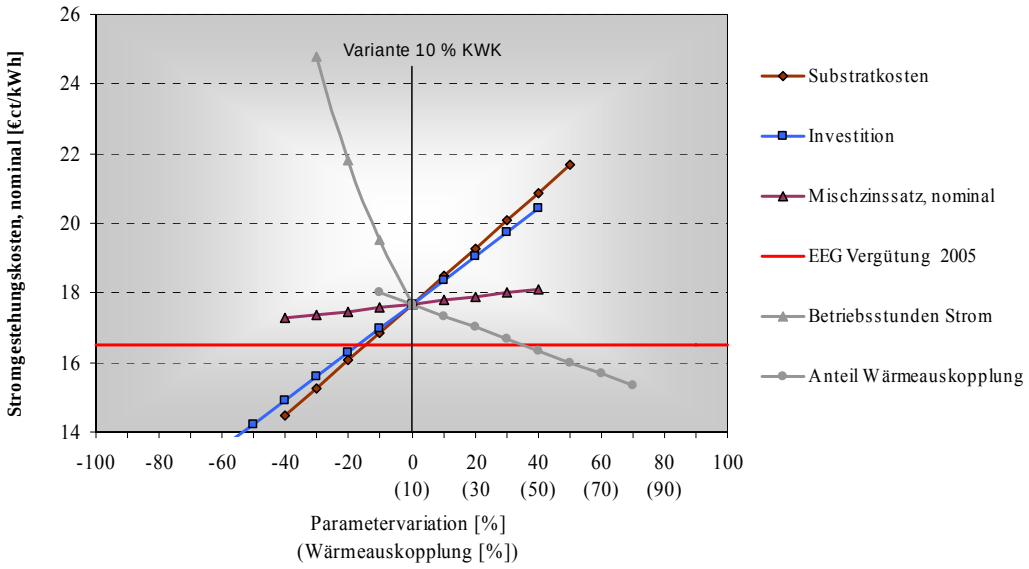


Abbildung 4-17 Sensitivitätsanalyse BG3, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

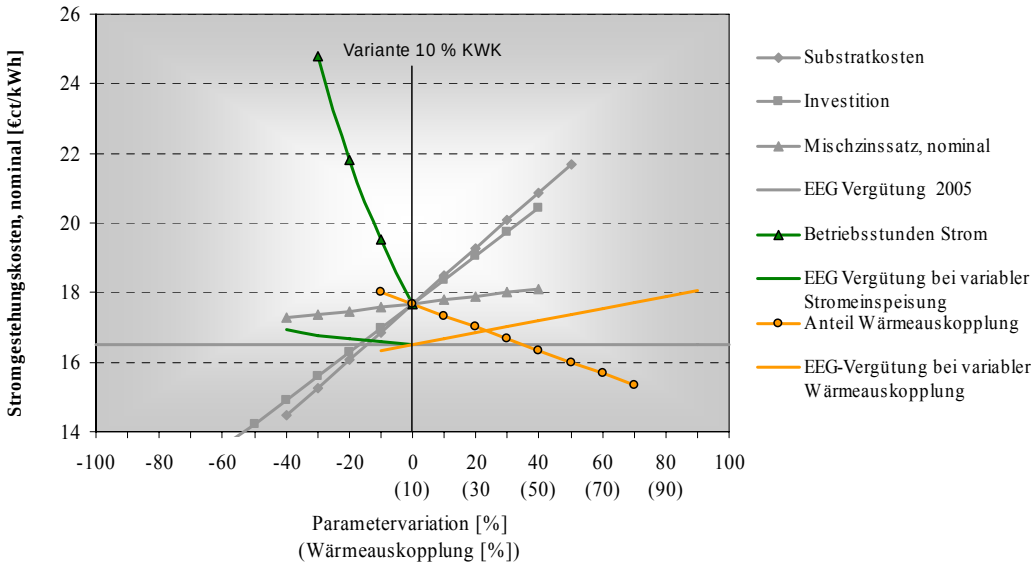


Abbildung 4-18 Sensitivitätsanalyse BG3, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.4.5 Modellfall Biogas 4 (BG4)

Im Modellfall BG4 wird eine landwirtschaftliche Biogasgemeinschaftsanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von **500 kW_{el}** als Feststoffvergärungsanlage mit Anspruch auf den Technologiebonus laut EEG (bei Wärmeauskopplung) betrachtet. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet wird. In der Variante I+II wird davon ausgegangen, dass die anfallende Abwärme des BHKW zur Eigenwärmebedarfsdeckung, d. h. zur Beheizung des Fermenters, sowie in unterschiedlichen Anteilen zur Deckung des Wärmebedarfes des Betreibers (z. B. für Stallheizung, Wohnhausversorgung) oder auch zur Wärmebedarfsdeckung eines nahe gelegenen externen Wärmekunden genutzt wird.
Als Inputsubstrat wird modellhaft 100 % Maissilage verwendet. Maissilage ist nach dem EEG als nachwachsender Rohstoff anerkannt. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-17 aufgeführt.

Tabelle 4-17 Eingangsparameter Modellfall BG4

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Feststoffvergärung (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**500 kW_{el}**		
Investitionskosten	1,91 Mio. €		
Brennstoff	100 % NawaRo (Maissilage)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 36 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zum Stall- und Wohngebäudeheizung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmenutzung zur Beheizung von Gewächshäusern)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK + Technologiebonus	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-18 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Feststoffvergärung) mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung nur unter sehr günstigen Randbedingungen (z.B. Variante II, 80 % Wärmeauskopplung) kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-Vergütung (inklusive NawaRo-, KWK- und Technologiebonus) und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG4 nur in der Berechnungsvariante II kompensiert werden. Gegenüber dem Modellfall BG2 ist erkennbar, dass die Stromerzeugung aus Biogasanlagen mit zunehmender Anlagengröße deutlich attraktiver wird und die Stromgestehungskosten sinken, da u. a. die spezifischen Investitionskosten abnehmen.

Tabelle 4-18 Stromgestehungskosten Modellfall BG4

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	19,23 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**18,94 ct/kWh**	**16,88 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	16,35 ct/kWh	18,50 ct/kWh	19,55 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*
NawaRo-Bonus	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*	*6,00 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*
Technologiebonus		*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten enthält Anhang A.3.

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Bioenergieanlage (BG4) zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme zu einer Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität von Feststoffvergärungsanlagen sind jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten. Die zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nicht aus, die insgesamt sehr hohen

Stromerzeugungskosten dieser innovativen Technologie im Modellfall BG4 zu kompensieren. Eine höhere Wärmeausnutzung und Absenkung der Investitions- bzw. der Substratkosten (um ca. 10%) würde zu einem kostendeckenden Betrieb führen. Eine weitere Erhöhung der im Modellfall angesetzten Betriebsstunden zur Stromerzeugung wird als unwahrscheinlich eingeschätzt.

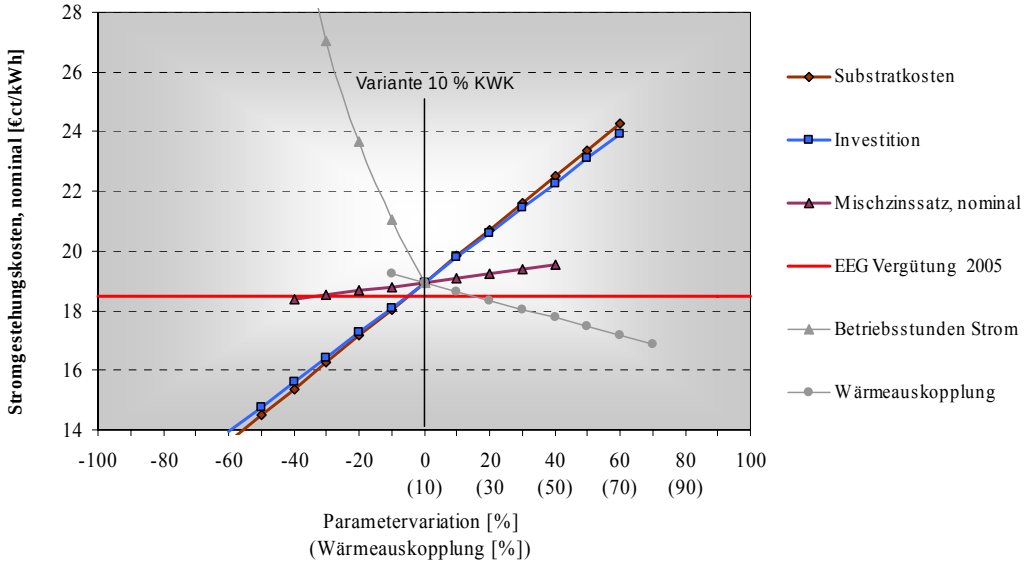


Abbildung 4-19 Sensitivitätsanalyse BG4, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

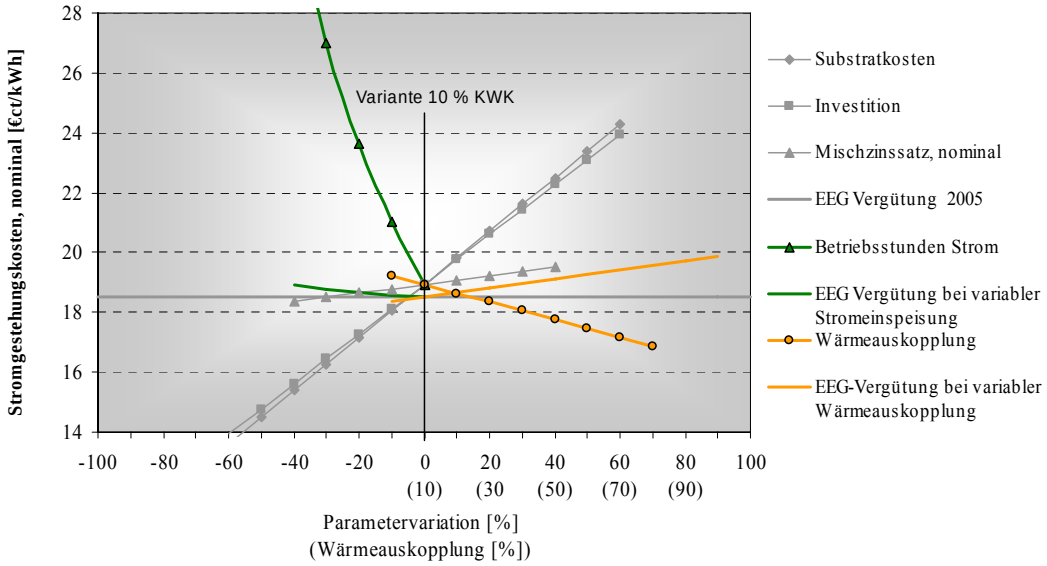


Abbildung 4-20 Sensitivitätsanalyse BG4, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.4.6 Modellfall Biogas 7 (BG7)

Im Modellfall BG7 wird eine Bioabfallvergärungsanlage im mittleren Leistungsbereich von **500 kW_{el}** mit einer Anlagenverwertungskapazität von rund 15.000 Mg/a betrachtet. Diese Anlagen werden in der Praxis stromgeführt betrieben. Als Substratinput ist Bioabfall aus der Biotonne vorgesehen, der innerhalb einer Kommune anfällt und verwertet werden muss. Der Anlagenbetreiber bekommt dafür von der Kommune einen Entsorgungserlös vergütet.

Als Basisfall wird eine Feststoffvergärungsanlage (thermophiles Verfahren) ohne Möglichkeit einer Wärmenutzung betrachtet. In den Varianten I+II des Modellfalls BG7 wird die Option der Wärmeauskopplung (10 % bzw. 80 % der Wärme) und deren Einspeisung in ein vorhandenes Nahwärmenetz angenommen. Durch den Einsatz der nach EEG definierten innovativen Technik sowie der Wärmeauskopplung kann den Stromgestehungskosten in den Varianten I+II eine EEG-Vergütung inklusiv KWK- und Technologiebonus gegenübergestellt werden. Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 3-24 aufgeführt.

Tabelle 4-19 Eingangsparameter Modellfall BG7

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Feststoffvergärung (thermophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**500 kW_{el}**		
Investitionskosten	6,34 Mio. €		
Brennstoff	100 % Bioabfall		
Wirkungsgrad	elektrisch: 36 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung	Mindestvergütung + KWK + Technologiebonus	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-20 sind die ermittelten Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus Bioabfällen über eine Vergärungsanlage den erzielbaren EEG-Einspeisevergütungen unter Berücksichtigung der möglichen Innovations- und KWK-Boni gegenüber gestellt. Grundsätzlich zeigt sich eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten bei Wärmeauskopplung, welche insbesondere in der höheren Vergütung für die zusätzlich eingespeiste Wärmemenge ihren Ursprung hat.

Die berechneten Stromgestehungskosten der Bioabfallanlage verdeutlichen, dass die Bioabfallvergärungsanlage im Leistungsbereich von 500 kW_{el} unter den hier getroffenen Rahmenannahmen, d. h. Nutzung innovativer Technik und der Möglichkeit einer Wärmeauskopplung, gegen einen Kompostierungspreis von Kompostieranlagen von 60 €/t Bioabfall nicht konkurrenzfähig ist, da die aktuelle EEG-Vergütung die höheren Kosten der Bioabfallverwertung einer Biogasanlage gegenüber der Kompostierung nicht decken kann.

Tabelle 4-20 Stromgestehungskosten Modellfall BG7

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	47,24 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**14,28 ct/kWh**	**12,22 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	10,35 ct/kWh	12,50 ct/kWh	13,55 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (2.158 MWh)*
NawaRo-Bonus			
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*
Technologiebonus		*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Sensitivitätsbetrachtung des Modellfall BG7 basiert auf der Variante I (10 % Wärmeverkauf) als realistischer mittlerer Variante. Dabei zeigt sich, dass die Parameter Investition und Substratentsorgungserlöse (Bioabfallentsorgung) einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten ausüben. Auch eine mögliche Steigerung der Stromproduktion (z. B. durch eine

höhere Gasausbeute) kann deutlich zu einer weiteren Verbesserung des wirtschaftlichen Ergebnisses beitragen. Die Wärmenutzung war bislang im Bereich von Bioabfallvergärungsanlagen aufgrund der entsorgungsorientierten Ausrichtung eher von untergeordneter Bedeutung, hat jedoch, wie in Abbildung 4-21 ersichtlich, einen nicht unerheblichen Einfluss auf die resultierenden Stromgestehungskosten sowie die EEG-Vergütungserlöse. Der mögliche Einfluss ist dabei jedoch aufgrund der „investitionslastigeren" Rahmenbedingungen niedriger als bei landwirtschaftlichen Anlagen. Bei einer 80 %-igen Wärmenutzung könnte im Modellfall jedoch eine Rentabilität der Anlage erreicht werden. Generell scheint es aber unwahrscheinlich, dass Bioabfallverwertungsanlagen im Leistungsbereich von 500 kW_{el} unter den angesetzten Rahmenbedingungen die Konkurrenzfähigkeit zu Kompostieranlagen erreichen können. Erst eine Investitionskostenreduzierung von mindestens 10 % könnte dazu beitragen, den Ausbau von Bioabfallverwertungsanlagen wirtschaftlich interessant zu machen. Die Alternative höherer Entsorgungserlöse wurde nicht als realistisch angesehen.

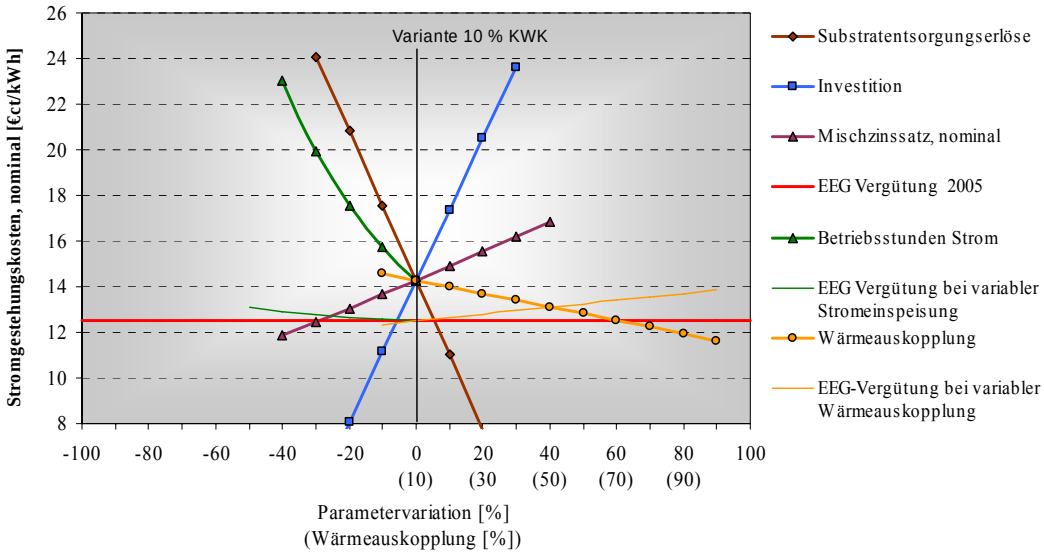


Abbildung 4-21 Sensitivitätsanalyse BG7, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

4.5.5 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung zwischen 500 kW und 5 MW (§ 8 Abs. 1 Nr. 3 EEG)

4.5.5.1 Modellfall feste Biomasse 4 (FB4)

Dem Modellfall FB4 wird eine konventionelle Biomassefeuerung mit Entnahme-Kondensationsturbine im höheren Leistungsbereich ($\leq$ **5 MW$_{el}$**) zugrunde gelegt. Diese Anlagen werden in der Praxis vorrangig stromgeführt betrieben, da hohe Transportkosten für die Brennstoffe längeren Transportstrecken für die Bereitstellung des Brennstoffs entgegenstehen. Somit werden diese Anlagen vorwiegend in Regionen mit hohem Holzaufkommen errichtet. Gerade in diesen waldreichen Regionen befinden sich jedoch nur wenige industrielle Wärmeabnehmer mit ganzjährig hohem Wärmebedarf. Selbst die Einspeisung der anfallenden Wärme in ein kommunales Nahwärmenetz bzw. die Versorgung von klein- und mittelständischen Betrieben mit Wärme, Dampf bzw. Kälte ist nur in Einzelfällen realisierbar. In vielen Orten ist die nachträgliche Installation eines Nahwärmenetzes auch wirtschaftlich nicht tragbar (zu geringe Anschlussdichte bzw. Wärmebedarf). Im Modellfall FB4 wird deshalb als Basisfall eine Anlage ohne Wärmeauskopplung zur reinen Stromerzeugung betrachtet. In den Varianten I+II kann eine Nahwärmeeinspeisung in ein vorhandenes Leitungsnetz realisiert werden. Im Basisfall sowie in Variante I ist die Brennstoffversorgung des Kraftwerkes mit 100 % Waldrestholz (Versorgung kann beispielsweise durch regionale Waldbauernvereinigung gesichert werden) vorgesehen. Bei der Variante II wird versucht, mit einem preisgünstigen Brennstoffmix aus Industrierestholz, Landschaftspflegeholz und Waldrestholz günstigere Stromgestehungskosten zu erreichen. Durch die Verbrennung von Industrieresthölzern und dem sehr feuchten (und teilweise stark verunreinigten) Landschaftspflegeholz steigen jedoch die Investitionskosten der Brennstoffaufbereitung und Rauchgasreinigung im Vergleich zum Basisfall und Variante I.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-21 aufgeführt.

Tabelle 4-21 Eingangsparameter Modellfall FB4

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Dampfkraftprozess, Rostfeuerung mit Entnahme-Kondensationsturbine**		
Installierte Leistung	**5 MW_{el}**		
Investitionskosten	17,00 Mio. €		17,78 Mio. €
Brennstoff	100 % Waldrestholz		40 % Industrierestholz AI+II (kostenfrei zur Verfügung gestellt im eigenen Sägewerksbetrieb), 40 % Waldrestholz, 20 % Landschaftspflegeholz
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt (Wärmeauskopplung für Nahwärmenetz)	stromgeführt (Wärmeauskopplung für interne Holztrocknungsprozesse sowie zur Nahwärmenetzeinspeisung)
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7700 h/a	Strom: 7700 h/a Wärme: 3500 h/a	
Wirkungsgrad	elektrisch: 25 %	elektrisch: 17 % thermisch: 66 %	
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo (Holz)	Mindestvergütung + NawaRo (Holz) + KWK	Mindestvergütung + KWK

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-22 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die betrachteten, mit fester Biomasse befeuerten konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Leistungsbereich bis ca. 5 MW_{el} (Dampfkraftprozess) unter den angesetzten Randbedingungen höhere Stromgestehungskosten aufweisen, als der Anlagenbetreiber bei einer Stromeinspeisung ins öffentliche Netz geltend machen kann.

Beim Vergleich der Stromgestehungskosten des Basisfalls zur Variante I+II wird deutlich, dass die Absenkung des elektrischen Wirkungsgrades im KWK-Modus zu einer Minderung der erzeugten Energiemenge und damit zu einer spezifischen Erhöhung der Stromgestehungskosten führt. Trotz zusätzlichem EEG-KWK-Bonus für die Wärmeauskopplung kann keine höhere Anlagenrentabilität gewährleistet werden.

In Variante II wirkt sich zusätzlich die Absenkung der Brennstoffkosten durch die Nutzung von betriebsintern zur Verfügung gestellten Sägeresthölzern zwar positiv auf die resultierenden Stromgestehungskosten, jedoch negativ auf die Inanspruchnahme des EEG-NawaRo-Bonus aus.

Tabelle 4-22 Stromgestehungskosten Modellfall FB4

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	16,82 ct/kWh	24,28 ct/kWh	19,19 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**19,15 ct/kWh**	**14,06 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	11,83 ct/kWh	13,01 ct/kWh	9,92 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (34.120 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*
NawaRo-Bonus	*2,90 ct/kWh*	*3,09 ct/kWh*	*2,90 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,91 ct/kWh*	*0,91 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Parametervariation zur Sensitivitätsbetrachtung der Dampfkraftanlage Basisfall (Modellfall FB4) zeigt (Abbildung 4-22), dass dem potenziellen Anlagenbetreiber kaum aussichtsreiche Möglichkeiten zur Optimierung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geboten werden, um eine rentable Anlageninvestition zu gewährleisten. Die Absenkung der Anlageninvestitionskosten bzw. der Brennstoffkosten um bis zu 80 % erscheint unrealistisch.

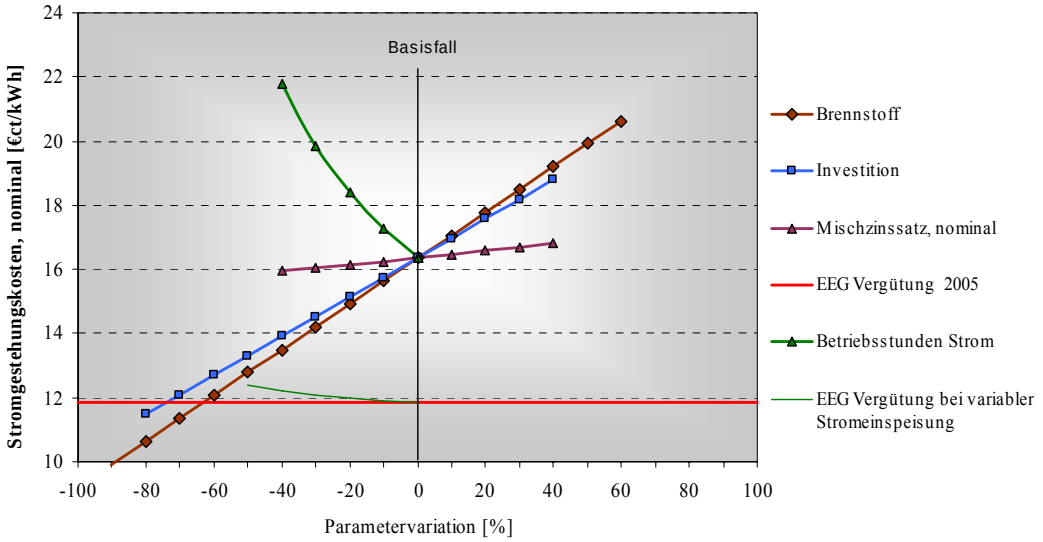


Abbildung 4-22 **Sensitivitätsanalyse FB4, Basisfall (ohne KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden**

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Dampfkraftanlage (FB4) zeigt deutlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme nicht automatisch zu einer Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Die zusätzliche Wärmevergütung für die ins Nahwärmenetz eingespeiste Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung (aufgrund der KWK-Nutzung) reichen nicht aus, die insgesamt geringeren Erlöse aus der Stromerzeugung zu kompensieren, da durch die Absenkung des elektrischen Wirkungsgrades bei KWK-Betrieb der Anlage und der damit verbundenen geringeren Stromerzeugung (und -vergütung) kompensieren. Die Absenkung der Brennstoffkosten auf etwa 20 €/t für Waldrestholz wird als unwahrscheinlich betrachtet, da die Brennstoffmengen für ein Biomassekraftwerk dieses Leistungsbereiches i. d. R. nicht mehr in Eigenleistung zur Verfügung gestellt werden kann.

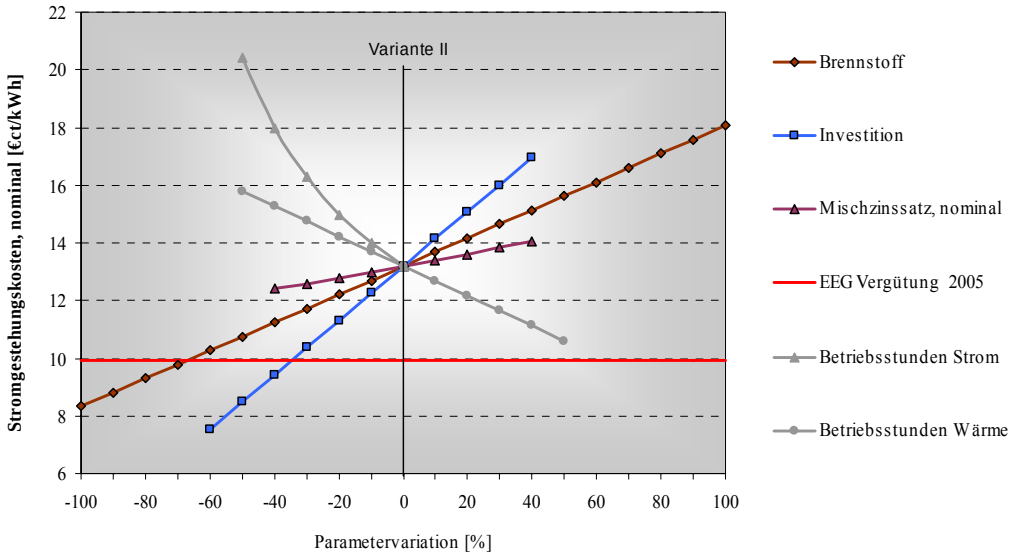


Abbildung 4-23 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

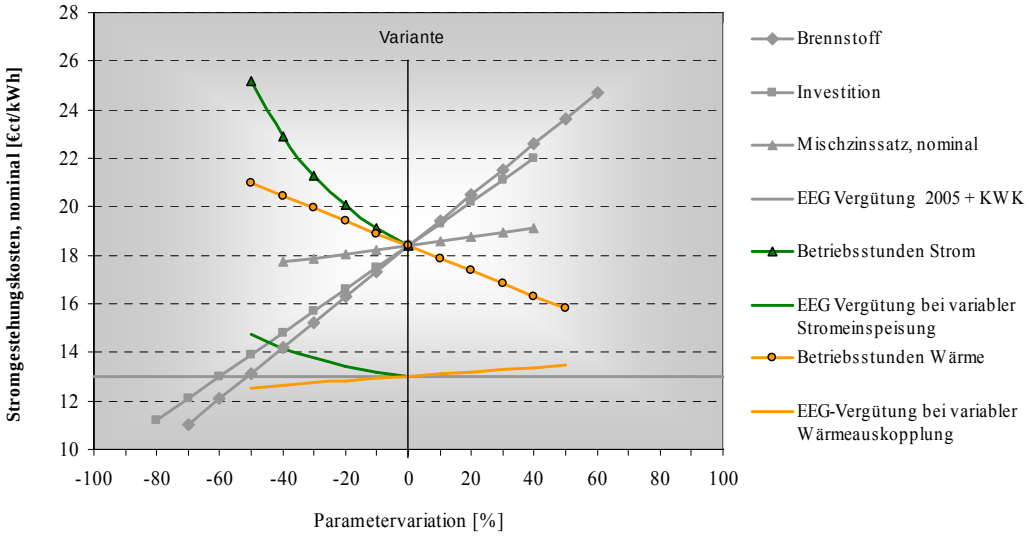


Abbildung 4-24 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 100% Waldrestholz): Parametervariation der Betriebsstunden

Die Sensitivitätsbetrachtung zur Variante II der Dampfkraftanlage (FB4) im Vergleich zur Variante I zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen der Einsatz von preisgünstig zur Verfügung gestellten Brennmaterial zwar zu einer erheblichen Absenkung der Stromgestehungskosten führt, die Anlage selber jedoch für den Betreiber nicht automatisch rentabler wird. Durch den Einsatz von Industrieresthölzern entfällt der Anspruch auf den NawaRo-Bonus und die EEG-Vergütung sinkt. Um den verbleibenden Differenzbetrag zwischen

Stromgestehungskosten und EEG-Vergütung auszugleichen, bieten die untersuchten Parameter im Modellfall dem Anlagenbetreiber keine realistischen Möglichkeiten.

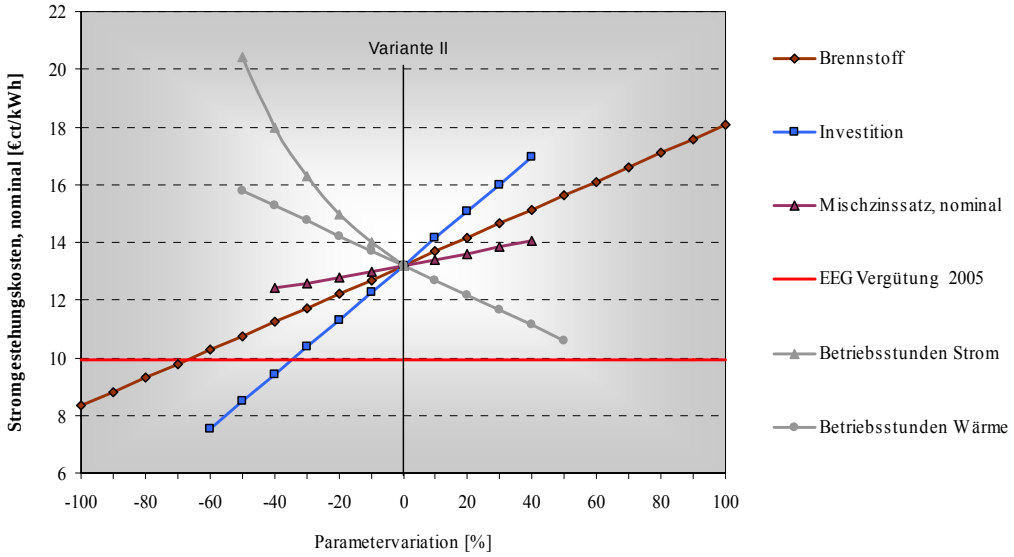


Abbildung 4-25 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante II (mit KWK; 40 % IRH, 40 % Waldrestholz, 20 % LPH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

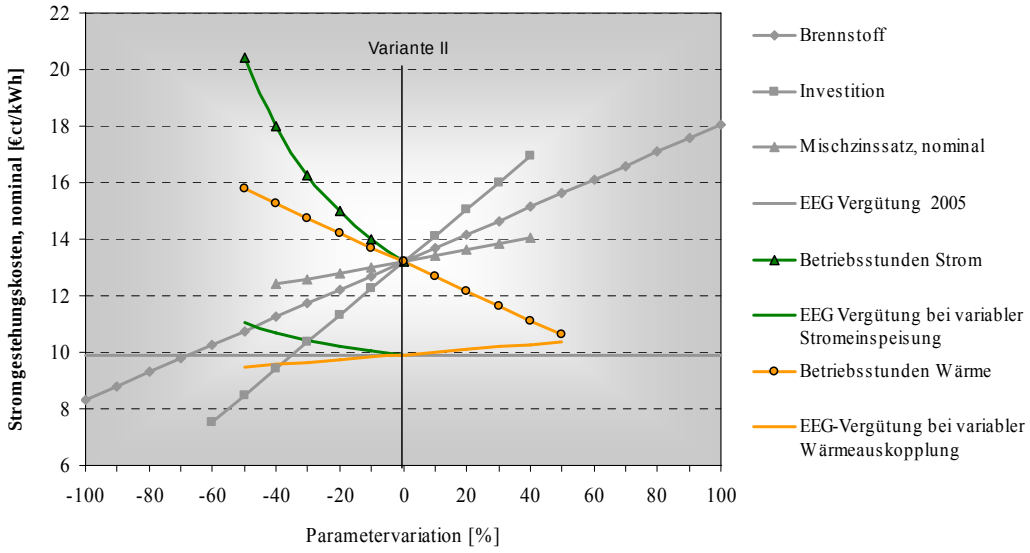


Abbildung 4-26 Sensitivitätsanalyse FB4, Variante I (mit KWK; 40 % IRH, 40 % Waldrestholz, 20 % LPH): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.5.2 Modellfall feste Biomasse 5 (FB5)

Im Modellfall FB5 wird eine innovative Modellanlage im Leistungsbereich (≤ **5 MW_{el}**) dargestellt. Als Beispiel ausgewählt wurde eine derzeit in Planung befindliche Wirbelschicht-Dampf-Vergasungsanlage[32]. Das erzeugte Gas wird in zwei Blockheizkraftwerken mit Gasmotoren verstromt. Zusätzlich ist eine ORC-Anlage zur Abwärmenutzung der Gasmotoren vorgesehen, die den Gesamtnutzungsgrad der Anlage weiter erhöht. Die geplante Anlage soll voraussichtlich im Jahr 2008 in Betrieb gehen [E&M 2006]. Der Betrieb der kombinierten Vergasungsanlage wird stromgeführt erfolgen, um den sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad der technischen Ausrüstung auch auszunutzen. Für die Anlage sind – auch aufgrund der Wärmeauskopplung von ca. 3500 Betriebsstunden im Jahr – alle Voraussetzungen erfüllt, um den Bonus für innovative Technologien zur EEG-Vergütung in Anspruch zu nehmen. Die ausgekoppelte Wärme wird in ein vorhandenes Fernwärmenetz eingespeist und als Wärmeerlös bei der Ausweisung der resultierenden Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Die verbleibende, nicht betriebsprozessintern genutzte oder kommerziell vermarktbare Wärme wird zur Brennstoffvortrocknung (zur Erhöhung des Heizwertes von Waldrestholz von 3,3 auf 3,6 MWh/t) genutzt. Diese betriebsintern genutzte Wärmemenge fällt jedoch lt. EEG nicht in die Kategorie der KWK-Stromerzeugung und wird deshalb auch nicht mit dem zusätzlichen KWK-Bonus vergütet.

Die technischen Parameter der Modellanlage FB 5 sind in Tabelle 4-23 dargestellt.

[32] Da derzeit noch keine Vergasungsanlagen dieses Leistungsbereiches ihren kommerziellen Betrieb aufgenommen haben, wird die Anlage FB5 modellhaft erst im Jahr 2008 in Betrieb gehen.

Tabelle 4-23 Eingangsparameter Modellfall FB5

Technologie	**Wirbelschicht-Dampfvergaser mit Gas-Motor sowie zusätzlichem ORC-Prozess zur Abwärmenutzung der Gas-Motoren (Thermoölkreislauf mit ORC-Turbine)**
Installierte Leistung	**5 MW_{el}**
Investitionskosten	20,00 Mio. €
Brennstoff	100 % Waldrestholz
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (Wärmenutzung zur internen Waldhackschnitzeltrocknung verwendet – Erhöhung des Brennstoffheizwert - sowie Wärmeeinspeisung in Fernwärmenetz)
Vollbenutzungs-stunden	Strom: 7700 h/a Wärme: 3500 h/a
Wirkungsgrad	elektrisch: 30 % thermisch: 40 %
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo (Holz) + KWK + Technologie

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-24 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die mit fester Biomasse befeuerte innovative Stromerzeugungsanlage mit einer installierten Leistung von 5 MW_{el} (Wirbelschicht-Dampfvergasertechnologie) aufgrund der EEG-Vergütung kostendeckend betrieben werden kann.

Tabelle 4-24 Stromgestehungskosten Modellfall FB5

	Basisfall
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	15,74 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**13,97 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	14,34 ct/kWh (2008)
Grundvergütung	*10,83 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,32 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,38 ct/kWh (34.120 MWh)*
NawaRo-Bonus	*2,90 ct/kWh*
KWK-Bonus	*0,91 ct/kWh*
Technologiebonus	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten enthält Anhang A.3.

Die Sensitivitätsbetrachtung der stromgeführten Vergasungsanlage (FB5) zeigt, dass die EEG-Vergütung unter den angenommenen Randbedingungen für einen rentablen Betrieb knapp ausreichend ist. Bereits die Erhöhung der angesetzten Brennstoffkosten um 10 % könnte jedoch in den nicht-rentablen Bereich führen.

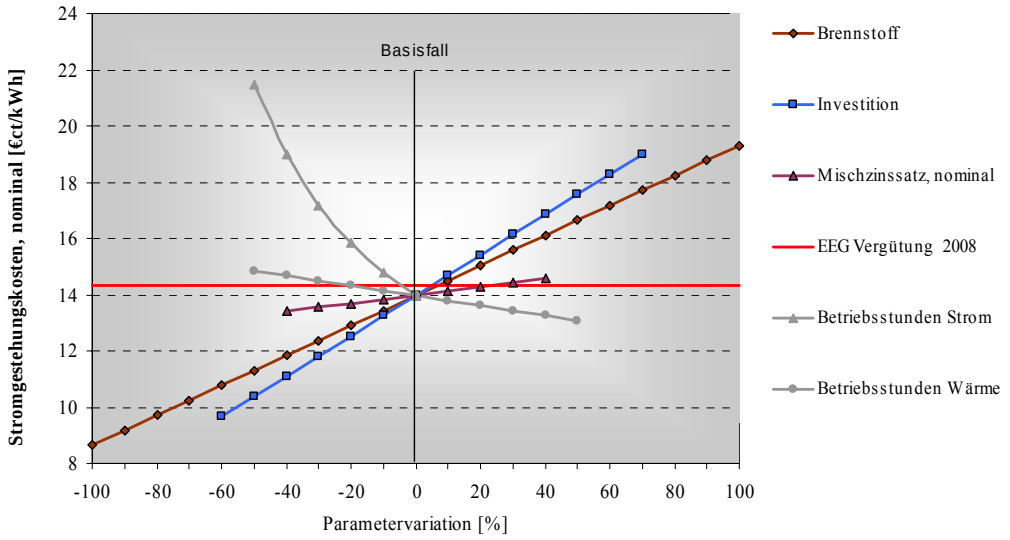


Abbildung 4-27 Sensitivitätsanalyse FB5, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

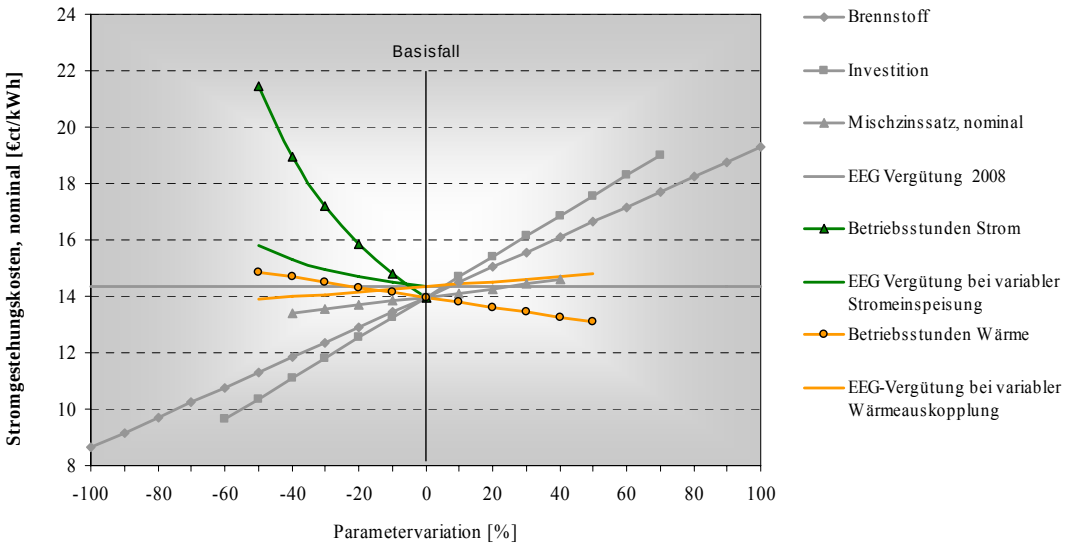


Abbildung 4-28 Sensitivitätsanalyse FB5, Basisfall (Vergasung): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.5.3 Modellfall Pflanzenöl 3 (PF3)

Im Modellfall PF3 wird ein BHKW mit pflanzenöltauglichem Viertakt-Kolbenmotor (9 Zylinder) im Leistungsbereich von **2 MW_{el}** betrachtet. Vergleichbare Anlagen werden in der Praxis als Biomasseheizkraftwerke zur Stromerzeung nach EEG sowie zur Wärmeversorgung von Gemeinden in Standortnähe betrieben. Durch die Einspeisung der beim Motorenbetrieb anfallenden Restwärme in ein solches Wärmenetz kann eine relativ konstante Wärmenutzung realisiert und vergütet werden. Der erzeugte Strom wird in das Stromnetz eines Energieversorgers eingespeist und nach EEG vergütet. Im Basisfall PF3 wird wiederum preisgünstiges Palmöl als Brennstoff verwendet. Alternativ wird in einer Variantenrechnung der Einsatz von heimischem Rapsöl dargestellt, um den Einfluss des Brennstoffpreises auf die Stromgestehungskosten zu prüfen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-25 aufgeführt.

Tabelle 4-25 Eingangsparameter Modellfall PF3

	Basisfall	Variante
Technologie	**Pflanzenöl-BHKW (Viertakt-Kolbenmotor mit Direkteinspritzung und Turbolader)**	
Installierte Leistung	**2 MW_{el}**	
Investitionskosten	1,89 Mio. €	
Brennstoff	100 % Palmöl	100 % Rapsöl
Wirkungsgrad	elektrisch: 41 % thermisch: 50 %	
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Fernwärmenetz einer Kommune)	
Vollbenutzungs-stunden	Strom: 7500 h/a Wärme: 6000 h/a	
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-26 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten im Modellfalls PF3 zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die betrachtete Bioenergieanlage zur Pflanzenölnutzung im Leistungsbereich von 2 MW_{el} unter den angesetzten Rahmenbedingungen nur mit importiertem Pflanzenöl kostendeckend betrieben werden kann. Beim Einsatz von heimischem Rapsöl sind die resultierenden Stromgestehungskosten für den Anlagenbetreiber nicht mehr zu kompensieren.

Tabelle 4-26 Stromgestehungskosten Modellfall PF3

	Basisfall	Variante
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	18,03 ct/kWh	24,00 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**15,16 ct/kWh**	**21,13 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	15,38 ct/kWh	15,38 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (10.620 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (34.120 MWh)*
NawaRo-Bonus	*4,58 ct/kWh*	*2,90 ct/kWh*
KWK-Bonus	*1,60 ct/kWh*	*1,60 ct/kWh*

Ausführliche Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten enthält Anhang A.3.

In der Sensitivitätsbetrachtung wurde ausschließlich die Parametervariation des derzeit praxisrelevanten Basisfalls betrachtet. Es wird dabei deutlich, dass die Investition in ein Pflanzenöl-BHKW dieses Leistungsbereiches bei einem Wärmeverkauf und gleichzeitigem Bezug eines preisgünstigen Brennstoffs rentabel ist. Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben die Brennstoffkosten, deshalb ist generell davon auszugehen, dass der Betrieb von weiteren Anlagen dieses Leistungsbereiches ebenfalls nur mit importierten Pflanzenölen rentabel möglich ist. Des Weiteren ist in den Grafiken erkennbar, dass die stromgeführte Betriebsweise des Pflanzenöl-BHKW sich nur bei einer ebenfalls sehr hohen Wärmeauskopplung als sinnvoll erweist. Die EEG-Vergütung inklusive NawaRo und KWK-Bonus ist somit für den Anlagenbetreiber unter den derzeitigen Randbedingungen kostendeckend und bietet damit den Anreiz, in entsprechende Anlagen zu investieren.

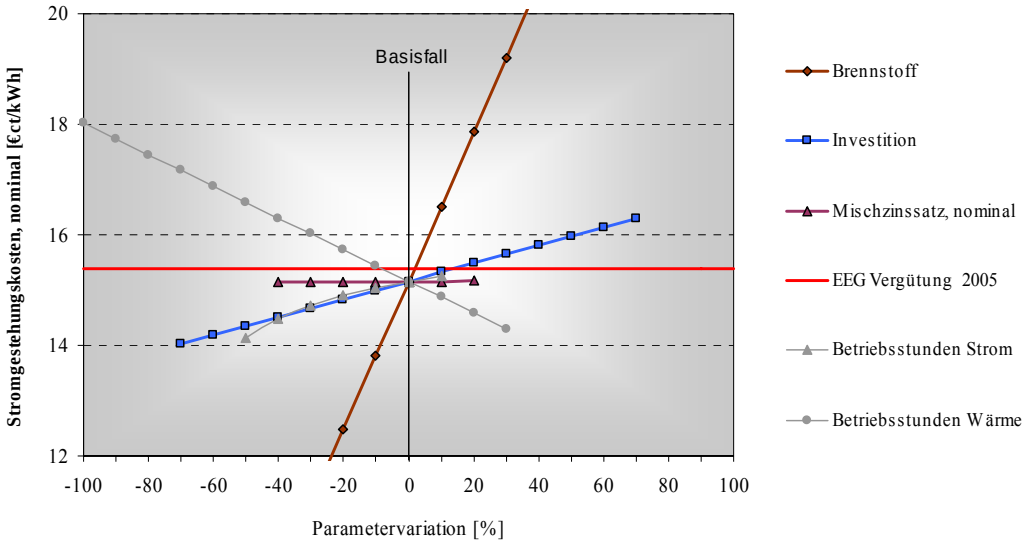


Abbildung 4-29 Sensitivitätsanalyse PF3, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Brennstoff-und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

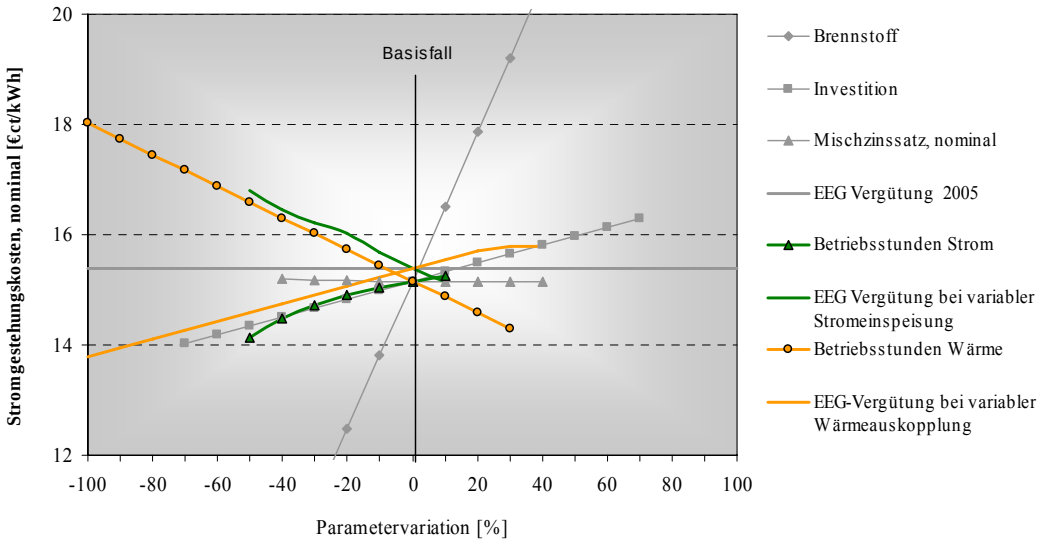


Abbildung 4-30 Sensitivitätsanalyse PF3, Basisfall (Palmöl): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.5.4 Modellfall Biogas 5 (BG5)

Der Modellfall BG5 repräsentiert am Beispiel einer großen Biogas-Gemeinschaftsanlage mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe mit Tierhaltung und Gülleanfall Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von **1 MW_{el}**. Anlagen dieser Größenordnung werden zwar vermehrt, aber aufgrund der aufwändigen Substrat-Logistik, der Degression des Nawa-Ro-Bonus sowie hoher Transportkosten insgesamt eher selten gebaut. Die Biogasanlage wird als Nassfermentationsanlage stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz des abnahmeverpflichteten Netzbetreibers eingespeist und gemäß EEG vergütet wird. In Variante I+II wird davon ausgegangen, dass die anfallende Abwärme des BHKW zur Eigenwärmebedarfsdeckung, d. h. zur Beheizung des Fermenters, sowie in unterschiedlichen Anteilen in ein vorhandenes Wärmenetz eingespeist wird.
Als Kosubstrat zur Rinder- und Schweinegülle wird Maissilage verwendet. Maissilage und Gülle sind nach EEG und der Biomasseverordnung als nachwachsende Rohstoffe anerkannt. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, für den Substratmix aus Gülle und Maissilage den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-27 aufgeführt.

Tabelle 4-27 Eingangsparameter Modellfall BG5

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Nassfermentation (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**1000 kW_{el} (2 x 500 kW_{el} BHKW)**		
Investitionskosten	2,71 Mio. €		
Brennstoff	60 % NawaRo (Maissilage); 40 % Rinder- und Schweinegülle (massebasiert)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 37 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-28 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Nassfermentation) mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung weiterhin nur bei einer sehr hohen Wärmeauskopplung (Variante II) kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten (inklusiv NawaRo- und KWK-Bonus) auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-Vergütung und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG5 nur in der Berechnungsvariante II (80 % Wärmeauskopplung) kompensiert werden. Weiterhin wird es nach wie vor schwierig sein, Wärmekonsumenten in dieser Größenordnung in ländlich geprägten Regionen akquirieren zu können. Gegenüber den Modellfällen BG1 und BG3 ist erkennbar, dass die Stromerzeugung aus Biogasanlagen mit zunehmender Anlagengröße wirtschaftlich attraktiver wird und die Stromgestehungskosten sinken, da u. a. die spezifischen Investitionskosten abnehmen. Biogasanlagen in dieser Leistungsgröße ($\geq$ 1 MW_{el}) werden in der Praxis zunehmend attraktiv, jedoch infrastrukturell bedingt wohl nicht die Regel werden.

Tabelle 4-28 Stromgestehungskosten Modellfall BG5

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	16,56 ct/kWh		
Resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**16,23 ct/kWh**	**13,96 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	14,95 ct/kWh	15,12 ct/kWh	16,31 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (2.565 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*
NawaRo-Bonus	*5,26 ct/kWh*	*5,26 ct/kWh*	*5,26 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,17 ct/kWh*	*1,36 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Bioenergieanlage (BG5) zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme zu einer deutlichen Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität von Nassfermentationsanlagen sind jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten.

Die zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nur in Einzelfällen aus (siehe Variante II), die insgesamt sehr hohen Stromerzeugungskosten im Modellfall BG5 zu kompensieren. Eine Absenkung der Investitions- bzw. der Substratkosten um etwa 20 % würde jedoch bereits ausreichen, die Finanzierung einer solchen Biogasanlage attraktiver zu machen. Eine weitere Erhöhung der im Modellfall angesetzten Betriebsstunden zur Stromerzeugung wird als unwahrscheinlich eingeschätzt. Einflussreich können gerade bei so großen Biogasanlagen zusätzlich der elektrische Wirkungsgrad (der bei guter Betriebsführung durchaus zwei Prozentpunkte steigen kann) und der Biogasertrag aus dem Substrat sein.

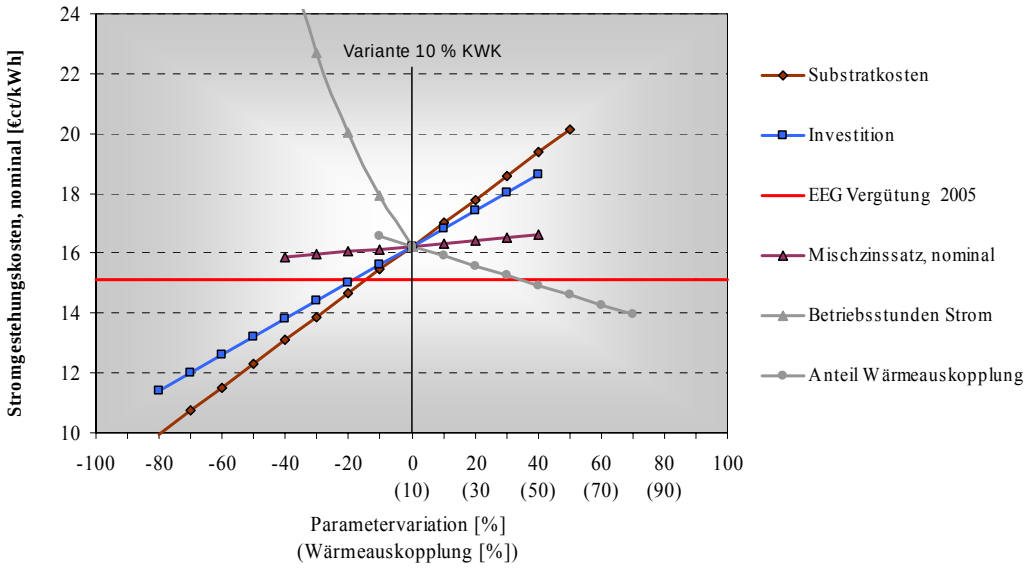


Abbildung 4-31 Sensitivitätsanalyse BG5, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

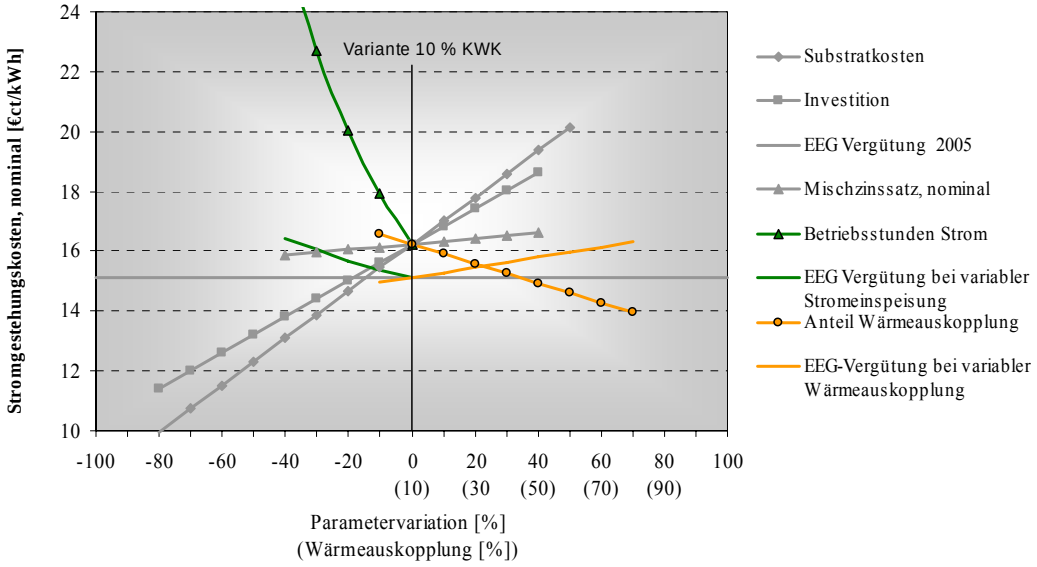


Abbildung 4-32 Sensitivitätsanalyse BG5, Variante I (Nassfermentation): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.5.5 Modellfall Biogas 6 (BG6)

Im Modellfall BG6 wird eine große landwirtschaftliche Biogas-Gemeinschaftsanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von **1 MW_{el}** als Feststoffvergärungsanlage mit Anspruch auf den innovativen Technologiebonus laut EEG (bei Wärmeauskopplung) betrachtet. Es kann davon ausgegangen werden, dass Biogasanlagen dieser Größenordnung aufgrund der logistischen Koordination der Substratanlieferung sowie hoher Transport- und Lagerkosten sowie des sinkenden NawaRo-Bonus nur in Einzelfällen gebaut werden. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte elektrische Energie komplett in das Netz eingespeist und nach EEG vergütet wird. In Variante I+II wird davon ausgegangen, dass die anfallende Abwärme des BHKW zur Eigenwärmebedarfsdeckung genutzt wird, d. h. zur Beheizung des Fermenters, sowie in unterschiedlichen Anteilen in ein vorhandenes Nahwärmenetz eingespeist wird.

Als Inputsubstrat wird modellhaft 100 % Maissilage verwendet. Maissilage ist nach dem EEG und der Biomasseverordnung als nachwachsender Rohstoff anerkannt. Der Anlagenbetreiber ist somit berechtigt, den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen. Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-29 aufgeführt.

Tabelle 4-29 Eingangsparameter Modellfall BG6

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Feststoffvergärung (mesophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**1000 kW_{el} (2 x 500 kW_{el} BHKW)**		
Investitionskosten	3,46 Mio. €		
Brennstoff	100 % NawaRo (Maissilage)		
Wirkungsgrad	elektrisch: 37 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz oder Eigennutzung)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + NawaRo	Mindestvergütung + NawaRo + KWK + Technologiebonus	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-30 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Biogasanlage (Feststoffvergärung) mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW_{el} trotz NawaRo-Bonus und EEG-Mindestvergütung nur in Ausnahmefällen (Variante II, 80 % Wärmeauskopplung) kostendeckend betrieben werden kann. Im Vergleich zum Basisfall tritt bei zunehmender Wärmeauskopplung (Variante I+II) eine Degression der resultierenden Stromgestehungskosten (inklusiv NawaRo-, KWK- und Technologiebonus) auf, jedoch kann der Differenzbetrag zwischen spezifischer EEG-Vergütung und den Stromgestehungskosten im Modellfall BG6 nur in der Berechnungsvariante II (80 % KWK) kompensiert werden. Es wird jedoch nach wie vor schwierig sein, Wärmekonsumenten in dieser Größenordnung in ländlich geprägten Regionen finden zu können. Gegenüber den Modellfällen BG2 und BG4 ist erkennbar, dass die Stromerzeugung aus Biogasanlagen mit zunehmender Anlagengröße wirtschaftlich attraktiver wird und die Stromgestehungskosten sinken, da u. a. die spezifischen Investitionskosten abnehmen. Biogasanlagen in dieser Leistungsgröße (≥ 1 MW_{el}) werden in der Praxis jedoch Einzelfälle bleiben.

Tabelle 4-30 Stromgestehungskosten Modellfall BG6

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	17,71 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**17,42 ct/kWh**	**15,42 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	14,95 ct/kWh	17,10 ct/kWh	18,15 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (2.565 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*
NawaRo-Bonus		*5,26 ct/kWh*	*5,26 ct/kWh*
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*
Technologiebonus		*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 abgebildet.

Die Sensitivitätsbetrachtung der Variante I der Bioenergieanlage (BG6) zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Auskopplung von Wärme zu einer Absenkung der resultierenden Stromgestehungskosten führt. Entscheidende Einflussfaktoren auf die Rentabilität von Feststoffvergärungsanlagen sind jedoch neben den Betriebsstunden die Investitionskosten der Anlage sowie die Substratkosten.

Die zusätzliche Wärmevergütung für die ausgekoppelte Wärme sowie die höhere EEG-Vergütung reichen jedoch nur in Einzelfällen aus (siehe Variante II), die insgesamt sehr hohen Stromerzeugungskosten dieser innovativen Technologie im Modellfall BG6 zu kompensieren. Eine Absenkung der Investitions- bzw. der Substratkosten um etwa 10 % würde jedoch die Finanzierung einer solchen Biogasanlage bereits rentabel machen. Eine weitere Erhöhung der im Modellfall angesetzten Betriebsstunden zur Stromerzeugung wird als unwahrscheinlich eingeschätzt. Einflussreich können gerade bei so großen Biogasanlagen zusätzlich der elektrische Wirkungsgrad (der bei guter Betriebsführung durchaus zwei Prozentpunkte steigen kann) und der Biogasertrag aus dem Substrat sein.

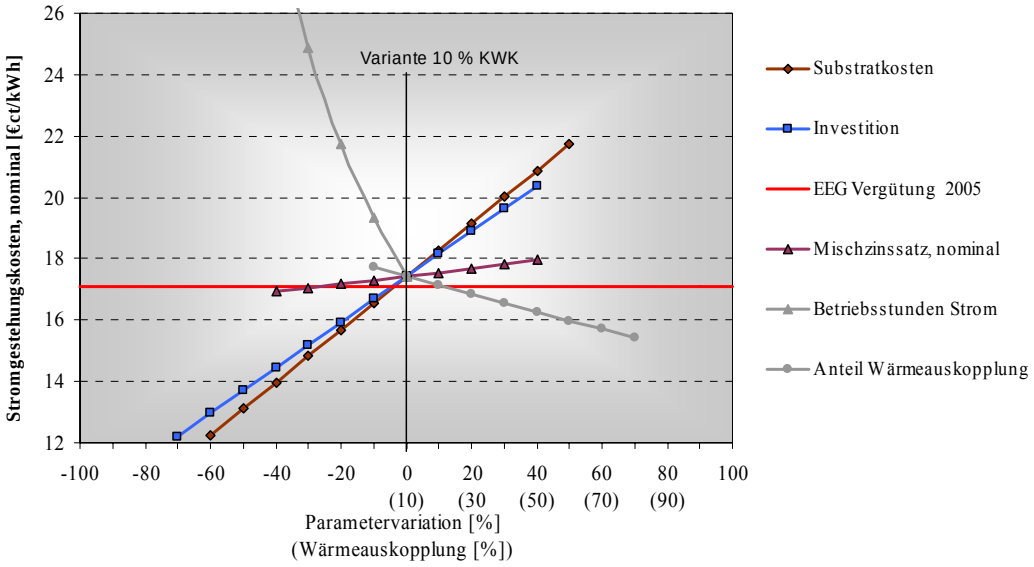


Abbildung 4-33 Sensitivitätsanalyse BG6, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

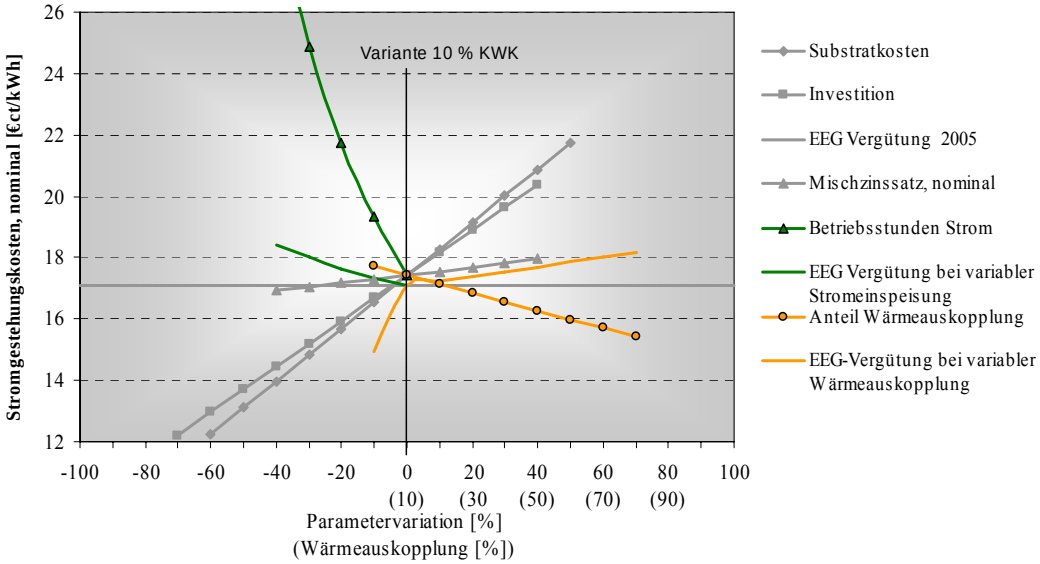


Abbildung 4-34 Sensitivitätsanalyse BG6, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.5.6 Modellfall Biogas 8 (BG8)

Dem Modellfall BG8 wird eine Bioabfallvergärungsanlage im höheren Leistungsbereich von **1 MW_{el}** mit einer Anlagenverwertungskapazität von etwa 30.000 Mg/a zugrunde gelegt. Diese Anlagen werden in der Praxis stromgeführt betrieben. Als Substratinput ist Bioabfall aus der Biotonne vorgesehen, der innerhalb einer größeren Kommune anfällt und verwertet werden muss. Der Anlagenbetreiber bekommt dafür von der Kommune einen Entsorgungserlös vergütet.

Als Basisfall wird eine Feststoffvergärungsanlage (thermophiles Verfahren) ohne Möglichkeit einer Wärmenutzung betrachtet. In der Variante I+II des Modellfalls BG8 ist die Option der Wärmeauskopplung und deren Einspeisung in ein vorhandenes Nahwärmenetz in Höhe von 10 % bzw. 80 % gegeben. Durch den Einsatz der nach EEG definierten innovativen Technologie sowie der Wärmeauskopplung kann den Stromgestehungskosten in den Varianten I+II eine EEG-Vergütung inklusive KWK- und Technologiebonus gegenübergestellt werden.

Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-31 aufgeführt.

Tabelle 4-31 Eingangsparameter Modellfall BG8

	Basisfall	Variante I	Variante II
Technologie	**Feststoffvergärung (thermophiles Verfahren)**		
Installierte Leistung	**1000 kW_{el}**		
Investitionskosten	12,28 Mio. €		
Brennstoff	100 % Bioabfall		
Wirkungsgrad	elektrisch: 37 % thermisch: 48 %		
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7800 h/a		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt, 10 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz einer Kommune)	stromgeführt, 80 % Wärmeauskopplung (Wärmeeinspeisung in vorhandenes Nahwärmenetz einer Kommnue)
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung	Mindestvergütung + KWK + Technologiebonus	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-32 sind die in der Untersuchung ermittelten Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus Bioabfällen über eine Vergärungsanlage den erzielbaren EEG-Einspeisevergütungen (Bezug: 2005) unter Berücksichtigung der möglichen Innovations- und KWK-Boni gegenüber gestellt. Grundsätzlich zeigt sich eine Degression der Stromgestehungskosten im Vergleich zur 500 kW_{el}-Anlage (Modellfall BG7), welche insbesondere in der erforderlichen Aufbereitungstechnik für Bioabfälle und Gärrückstände sowie im spezifischen Personalbedarf ihren Ursprung hat.

Die berechneten Stromgestehungskosten von Bioabfallanlagen verdeutlichen, dass Bioabfallvergärungsanlagen im Leistungsbereich von **1 MW_{el}** bei Einbeziehung der EEG-Vergütung unter den hier getroffenen Rahmenannahmen in beiden Varianten mit Wärmeauskopplung gegen einen Kompostierungspreis von Kompostieranlagen in Höhe von 60 €/t für die Bioabfallverwertung konkurrieren können. Ohne die Option zum Wärmeverkauf könnte die Biogasanlage nicht die erhöhte EEG-Vergütung beanspruchen und wäre somit auch nicht konkurrenzfähig (vgl. Basisfall).

Tabelle 4-32 Stromgestehungskosten Modellfall BG8

	Basisfall	Variante I	Variante II
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	42,71 ct/kWh		
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung		**10,65 ct/kWh**	**10,65 ct/kWh**
Spez. Stromvergütung lt. EEG	9,69 ct/kWh	11,84 ct/kWh	12,89 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (2.565 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (21.800 MWh)*
KWK-Bonus		*0,15 ct/kWh*	*1,20 ct/kWh*
Technologiebonus		*2,00 ct/kWh*	*2,00 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 dargestellt. In der Sensitivitätsbetrachtung des Modellfall BG8 wird auf die Variante I (10 % Wärmeverkauf) Bezug genommen. Grundsätzlich lässt sich eine Rentabilität der Anlage bei den angenommenen Randbedingungen und bestehender EEG-Vergütung darstellen.

Darüber hinaus zeigt sich, dass die Parameter Investition und Substratentsorgungserlöse (Bio-

abfallentsorgung) einen großen Einfluss auf die resultierenden Stromgestehungskosten ausüben. Auch die Wärmenutzung, die im Bereich von Bioabfallvergärungsanlagen aufgrund der entsorgungsorientierten Ausrichtung bislang eher von untergeordneter Bedeutung war, hat einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten sowie die EEG-Vergütungserlöse war (vgl. Abbildung 4-35). Prinzipiell ist der Einfluss der Wärmenutzung bei Bioabfallvergärungsanlagen jedoch aufgrund der „investitionslastigeren" Rahmenbedingungen niedriger als bei landwirtschaftlichen Anlagen.

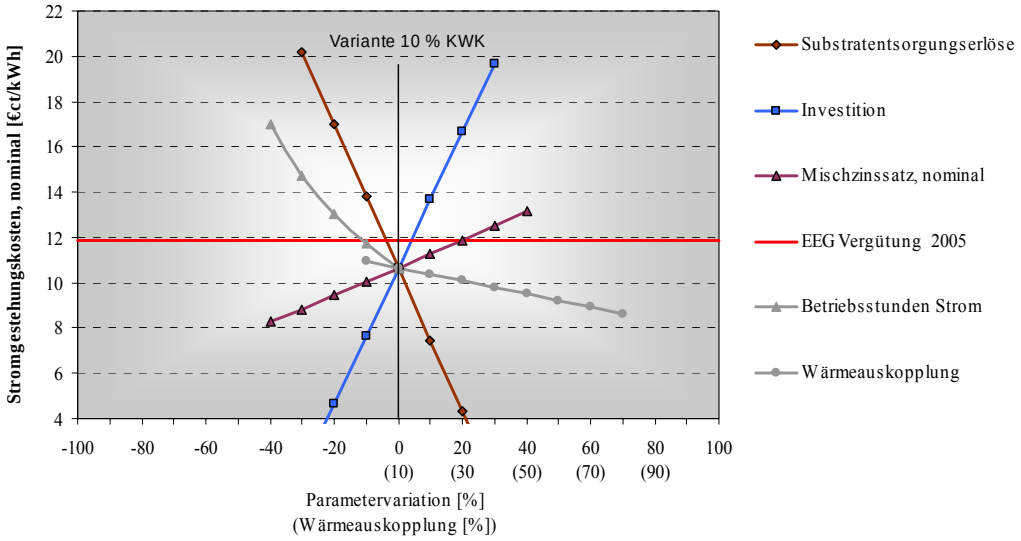


Abbildung 4-35 Sensitivitätsanalyse BG8, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

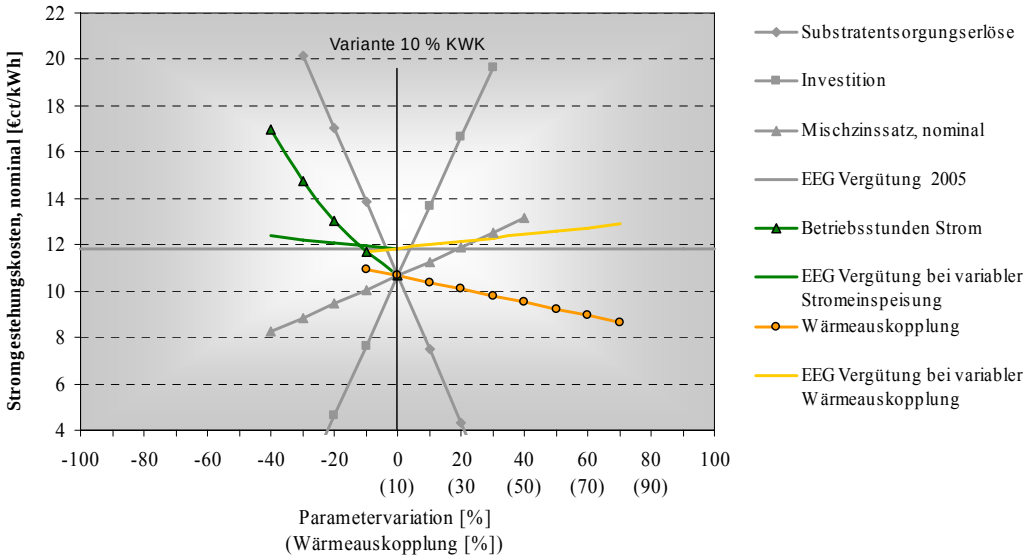


Abbildung 4-36 Sensitivitätsanalyse BG8, Variante I (Feststoffvergärung): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.6 Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse mit einer Leistung über 5 MW (§ 8 Abs. 1 Nr. 3 EEG)

4.5.6.1 Modellfall feste Biomasse 6 (FB6)

Im Modellfall FB6 wird eine konventionelle Biomasseverbrennungsanlage mit Entnahme-Kondensationsturbine im Leistungsbereich von **20 MW_{el}** betrachtet. Vergleichbare Anlagen werden in der Praxis stromgeführt betrieben, da den technisch bedingt anfallenden sehr hohen Wärmemengen meist keine vergleichbar großen Wärmekonsumenten gegenüberstehen. Selbst die Wärmeeinspeisung in ein Nah- oder Fernwärmenetz einer größeren Kommune ist aufgrund der Anschlusswerte sowie saisonaler Nachfrageschwankungen begrenzt. Erschwerend für die Anlagenbetreiber von Biomasseheizkraftwerken dieser Leistungsklasse kommt hinzu, dass bei der Genehmigung der Anlage oftmals hohe Auflagen an Lärm- und Umweltweltschutzanforderungen gestellt werden und der Bau der Anlagen deshalb häufig in Stadtrandlagen oder auf der „grünen Wiese“ realisiert wird. Damit sinkt jedoch die Chance, möglichst viele Wärmeabnehmer im Umfeld zu erreichen.

Als Basisfall sowie in der Variante II+III wird eine stromgeführte Anlage mit Wärmeauskopplung (zur Versorgung von ca. 7.800 Haushalten) untersucht. Im Vergleich dazu handelt es sich bei der Variante I um eine reine Stromerzeugungsanlage ohne Wärmeauskopplung.

Die Brennstoffversorgung variiert in den betrachteten Varianten. Im Basisfall ist die Brennstoffversorgung des Kraftwerkes mit einem Brennstoffmix aus kostengünstigem Altholz und Waldrestholz (Versorgung kann beispielsweise durch regionale Waldbauernvereinigung gesichert werden) vorgesehen. In den Varianten I, II und III wird ein Altholzmix aus (je nach Marktsituation und zur Verfügung stehendem) Altholz der Klassen AI bis AIV eingesetzt. Aufgrund der hohen genehmigungsrechtlichen Anforderungen an die Verbrennung von teilweise stark verunreinigten Brennstoffen steigen bei diesen Anlagen die betriebs- und verbrauchsbedingten Kosten der Brennstoffaufbereitung und Rauchgasreinigung im Vergleich zum Modellfall FB4 erheblich. Die technischen Parameter der Anlage sind in Tabelle 4-33 aufgeführt.

Tabelle 4-33 Eingangsparameter Modellfall FB6

	Basisfall	Variante I	Variante II (2005)	Variante III (2007)[33]
Technologie	**Dampfkraftprozess, Wirbelschichtfeuerung mit Entnahme-Kondensationsturbine**			
Installierte Leistung	**20 MW_{el}**			
Investitionskosten	48,00 Mio. €			
Brennstoff	50 % Waldrestholz, 50 % Industrierestholz (AI+II)	100 % Altholz (AI-IV)		
Betriebsführung und KWK-Nutzung	stromgeführt (Wärmeauskopplung und Einspeisung in Fernwärmenetz)	stromgeführt (keine Wärmeauskopplung)	stromgeführt (Wärmeauskopplung und Einspeisung in Fernwärmenetz)	
Vollbenutzungsstunden	Strom: 7700 h/a Wärme: 3000 h/a	Strom: 7700 h/a	Strom: 7700 h/a Wärme: 3000 h/a	
Wirkungsgrad	elektrisch: 27 % thermisch: 58 %	elektrisch: 30 %	elektrisch: 27 % thermisch: 58 %	
EEG-Bonustyp (§8 Abs. 1 Nr. 2)	Mindestvergütung + KWK	nur Mindestvergütung	Mindestvergütung + KWK	Altholzvergütung + KWK

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 4-34 sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten des Modellfalls FB6 zusammengefasst dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die betrachteten, mit fester Biomasse befeuerten konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von ca. 20 MW_{el} (Dampfkraftprozess) derzeit unter den angesetzten Randbedingungen mit Hilfe der EEG-Vergütung durchaus kostendeckend betrieben werden können. Schwierig ist allerdings die Situation, wenn keine Wärmeauskopplung (Variante I) stattfindet. Deutlich zeigt sich auch bei diesem Berechnungsmodellfall der Einfluss der Brennstoffwahl (Inanspruchnahme des NawaRo-Bonus) sowie der Möglichkeit zur Wärmeauskopplung (Inanspruchnahme des KWK-Bonus) auf die EEG-Vergütung.

Die Altholz-befeuerte Bioenergieanlage in Variante III mit dem Inbetriebnahmejahr 2007 wird nicht mehr realisierbar sein. Aufgrund der Änderung der Mindestvergütungssatzregelung

[33] Die Variante III unterscheidet sich aufgrund des Inbetriebnahmedatums der Anlage von Variante II, da dies Einfluss auf die EEG-Bonussatzvergütung von Altholz-befeuerten Heizkraftwerken hat.

im EEG für feste Bioenergieanlagen ab 01.07.2006 sinkt der Anspruch der Anlagenbetreiber auf die EEG-Vergütungspauschale signifikant; d.h. bei gleichen Rahmenbedingungen um fast 5 ct/kWh. Da es aber aufgrund der aktuellen Altholzverknappung auf dem deutschen Brennstoffmarkt eher unwahrscheinlich ist, dass neue Altholzkraftwerke in dieser Leistungsklasse geplant werden, entfällt nachfolgend die Sensitivitätsbetrachtung für Variante III.

Tabelle 4-34 Stromgestehungskosten Modellfall FB6

	Basisfall	Variante I	Variante II	Variante III
spez. Stromgestehungskosten ohne Wärmeauskopplung	11,15 ct/kWh	8,13 ct/kWh	8,91 ct/kWh	8,91 ct/kWh
resultierende Stromgestehungskosten mit Wärmeauskopplung	**8,69 ct/kWh**		**6,45 ct/kWh**	**6,45 ct/kWh**
spez. Stromvergütung lt. EEG	9,26 ct/kWh	8,46 ct/kWh	9,26 ct/kWh	4,62 ct/kWh
Grundvergütung	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (40.734 MWh)* *8,27 ct/kWh (94.179 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (40.734 MWh)* *8,27 ct/kWh (108.886 MWh)*	*11,33 ct/kWh (1.314 MWh)* *9,75 ct/kWh (3.006 MWh)* *8,77 ct/kWh (40.734 MWh)* *8,27 ct/kWh (94.179 MWh)*	*3,84 ct/kWh*
KWK-Bonus	*1,17 ct/kWh*		*0,78 ct/kWh*	*0,78 ct/kWh*

Die ausführlichen Daten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.3 enthalten.

Die Parametervariation zur Sensitivitätsbetrachtung der Dampfkraftanlage Basisfall (Modellfall FB6) zeigt (Abbildung 4-37), dass unter den angesetzten Randbedingungen dem potenziellen Anlagenbetreiber aussichtsreiche Möglichkeiten geboten werden, seine Anlage mit Hilfe der EEG-Vergütung kostendeckend oder gewinnbringend zu betreiben.

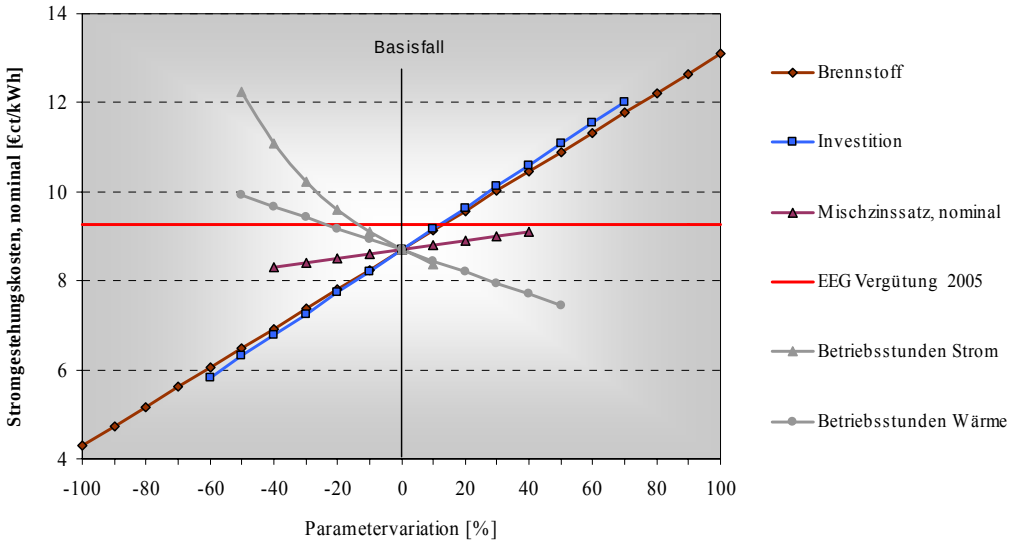


Abbildung 4-37 Sensitivitätsanalyse FB6, Basisfall (mit KWK; 50 % Waldrestholz, 50 % IRH): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

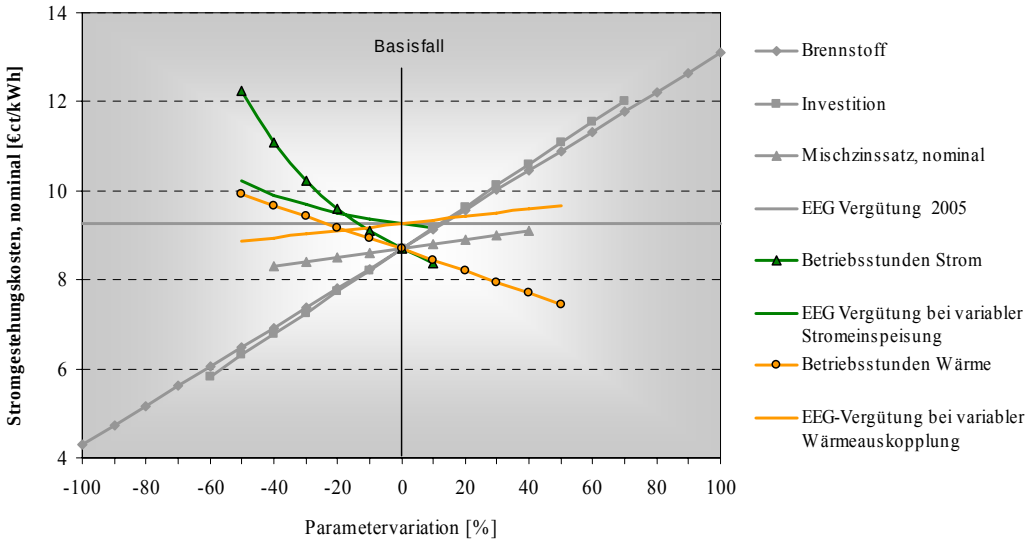


Abbildung 4-38 Sensitivitätsanalyse FB6, Basisfall (mit KWK; 50 % Waldrestholz, 50 % IRH): Parametervariation der Betriebsstunden

Die Sensitivitätsbetrachtung in Abbildung 4-39 zur Variante I der Dampfkraftanlage (FB6) zeigt abermals, dass unter den angesetzten Randbedingungen der Einsatz von preisgünstig bereitgestellten Brennmaterial zu einer leichten Absenkung der Stromgestehungskosten führt, so dass die Anlage auch ohne Wärmeauskopplung für den Betreiber gerade rentabel betrieben werden kann.

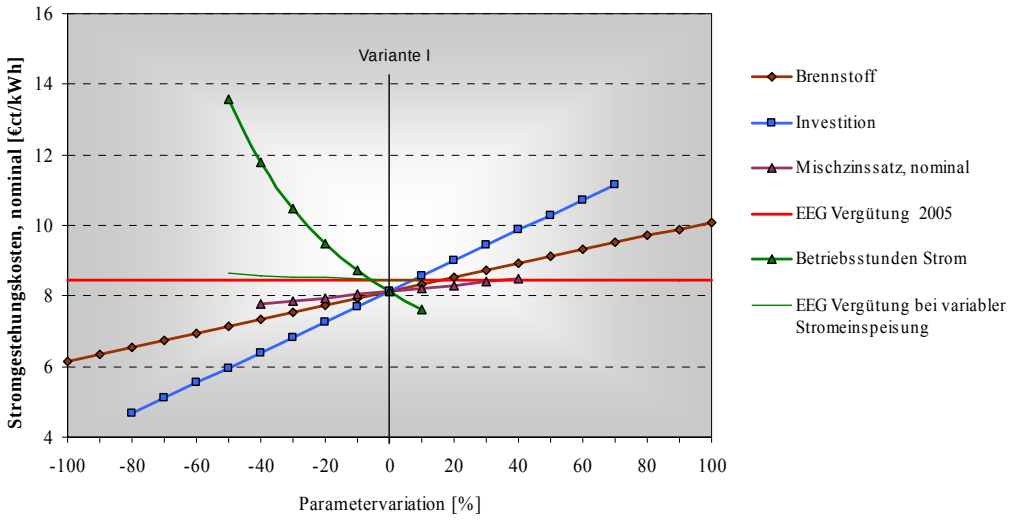


Abbildung 4-39 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante I (ohne KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten, des Mischzinssatzes sowie der Betriebsstunden

Die Sensitivitätsbetrachtung in Abbildung 4-40 und Abbildung 4-41 zur Variante II der Dampfkraftanlage (FB6) im Vergleich zur Variante I zeigt, dass unter den angesetzten Randbedingungen die Wärmeauskopplung entscheidend zu einer Absenkung der Stromgestehungskosten beiträgt. Gleichzeitig hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf den KWK-Bonus.

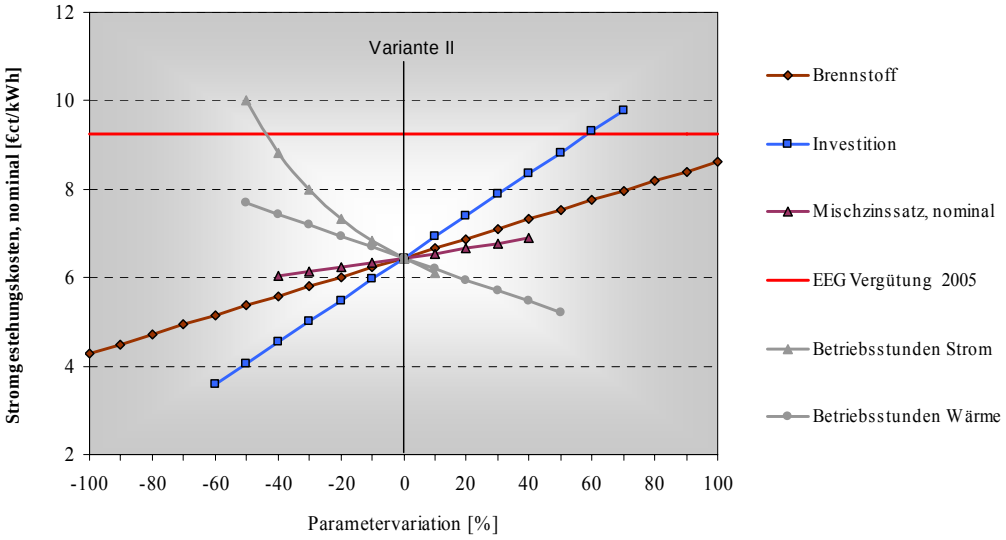


Abbildung 4-40 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante II (mit KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Brennstoff- und Investitionskosten sowie des Mischzinssatzes

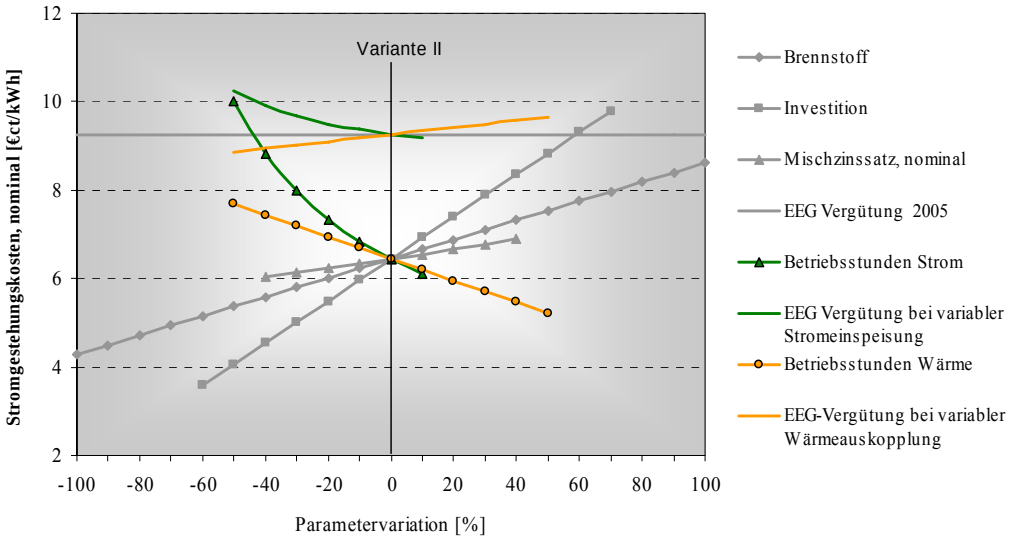


Abbildung 4-41 Sensitivitätsanalyse FB6, Variante II (mit KWK; 100 % Altholz): Parametervariation der Betriebsstunden

4.5.7 Zusammenfassung und Bewertung

Die Stromerzeugung aus Biomasse kann über feste Bioenergieträger, Biogas oder flüssige Bioenergieträger erfolgen. Dabei sind unterschiedliche Nutzungskonzepte und Technologien verfügbar, so dass in der vorliegenden Untersuchung eine Vielzahl von Modellfällen in Ihrer Rentabilität betrachtet wurde. Die Ergebnisse sind entsprechend den Energieträgern in Abbildung 4-42, Abbildung 4-43 und Abbildung 4-44 zusammengefasst. Für die verschiedenen Nutzungspfade wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in den folgenden Unterkapiteln zusammenfassend beschrieben.

4.5.7.1 Feste Bioenergieträger

Die konventionelle Stromerzeugung aus festen Bioenergieträgern (vorrangig Holz) erfolgt in konventionellen Dampfkraftanlagen. Alternative Techniken, wie die ORC-Technologie oder Vergasungsanlagen, weisen aktuell i. d. R. höhere Stromgestehungskosten als Dampfkraftprozesse auf, da die Investitionskosten[34] dieser Anlagen sowie der Wartungs- und der Personalaufwand meist höher sind.

Während Anlagen im kleinem bis mittlerem Leistungsbereich i. d. R. wärmegeführt arbeiten, ist die Betriebsweise von Biomasse(heiz)kraftwerken im Leistungsbereich bis 20 MW_{el} i. d. R. stromgeführt (eine Ausnahme können hier Industriekraftwerke sein). Dies liegt vor allem darin begründet, dass es sehr schwierig ist, geeignete oder ausreichend große Wärmekonsumenten am Standort der Biomasseanlage zu akquirieren. Für Biomasse(heiz)kraftwerke im Leistungsbereich von 20 MW_{el} mit Altholzeinsatz ist die Kostendeckung (auch mit reduzierter Wärmenutzung) vielfach gegeben, wenn sie bei der Anlageninbetriebnahme bis Mitte dieses Jahres noch einen Anspruch auf die allgemeine Mindestvergütung haben. Wie bereits erwähnt, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die auf dem deutschen Markt zur Verfügung stehenden Altholzmengen bereits nahezu vollständig genutzt werden bzw. vertraglich gesichert sind und deshalb keine weiteren Biomasse(heiz)kraftwerke in dieser Leistungsklasse mehr geplant werden.

[34] Aufgrund der geringen Stückzahlen bei der Markteinführung einer Technik können die Anlagenbetreiber meist noch keine Serienproduktion realisieren.

Auch für die Stromerzeugung aus Waldrestholz sind gegenwärtig nur eingeschränkte Aktivitäten zu verzeichnen, da die zusätzlichen Brennstoffbereitstellungskosten deutlich höher als die zusätzliche Nawaro-Vergütung sind. Vereinzelt, d.h. bei sehr günstiger Brennstoffversorgung und umfassender Wärmeabnahme, können Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich rentabel sein. Mengenmäßig ist der auf diesem Gebiet erwartete Zubau jedoch von untergeordneter Bedeutung.

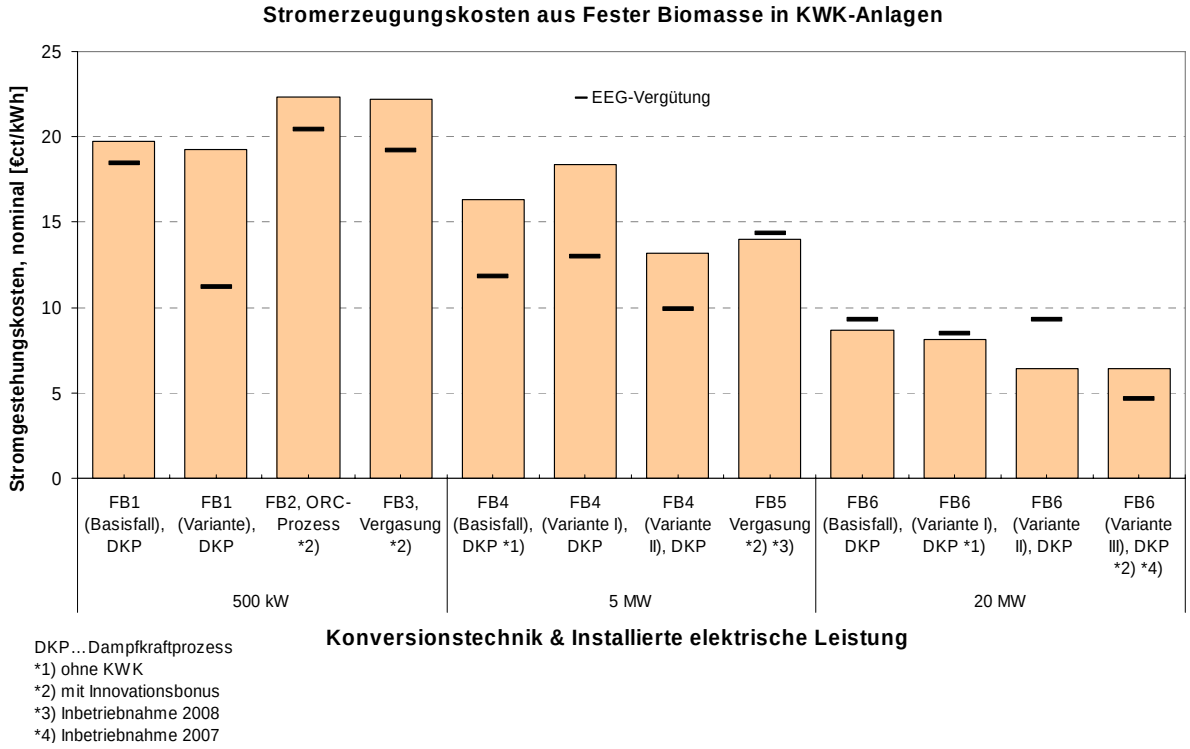


Abbildung 4-42 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten aus Bioenergieanlagen zur Verstromung biogener Festbrennstoffe bei Inbetriebnahme im Jahr 2005

4.5.7.2 Flüssige Bioenergieträger

Die Stromerzeugungskosten in Pflanzenöl-BHKW sind neben den Investitionskosten vor allem von den Brennstoffkosten abhängig. Als Brennstoffe werden i. d. R. als NawaRo anerkannte Pflanzenöle eingesetzt. Dabei ist es unter den angesetzten Rahmenbedingungen kaum möglich, eine Bioenergieanlage mit inländisch produziertem Rapsöl rentabel zu betreiben. Beim Einsatz von importiertem Pflanzenöl (z. B. Soja- oder Palmöl) kann die derzeitige EEG-Vergütung die Stromgestehungskosten kompensieren. Generell werden Pflanzenöl-BHKW nur bei gleichzeitig vorhandenen Wärmekonsumenten errichtet und haben somit zusätzlich

Anspruch auf den KWK-Bonus. Die Wärmeerlöse durch die Versorgung externer Konsumenten sind dabei unbedingt notwendig, um eine Anlageninvestition rentabel zu machen. Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung aus Pflanzenölen haben bei der Standortauswahl jedoch gegenüber Anlagen zum Einsatz von fester und gasförmiger Biomasse den Vorteil, dass die Brennstoffversorgung vergleichsweise ortsunabhängig und vom Weltmarkt bezogen werden kann. Aktuell ist deshalb eine Tendenz zur Anlageninvestition insbesondere in große Pflanzenöl-BHKW auf Basis von importierten Rohstoffen auf dem deutschen Markt erkennbar. Es kann dabei abschließend nicht eingeschätzt werden, wie viel frei verfügbare Pflanzenölmengen auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen, um weitere Anlagen in Deutschland kostengünstig zu versorgen. Zusätzlich muss die nachhaltige Biomassenutzung beim Einsatz von Importpflanzenölen sichergestellt werden. Künftig ist zu erwarten, dass sowohl der inländische wie auch der internationale Pflanzenölpreis vor allem durch die zunehmend hohe Nachfrage auf dem Kraftstoffmarkt (Biodieselproduktion) bestimmt wird.

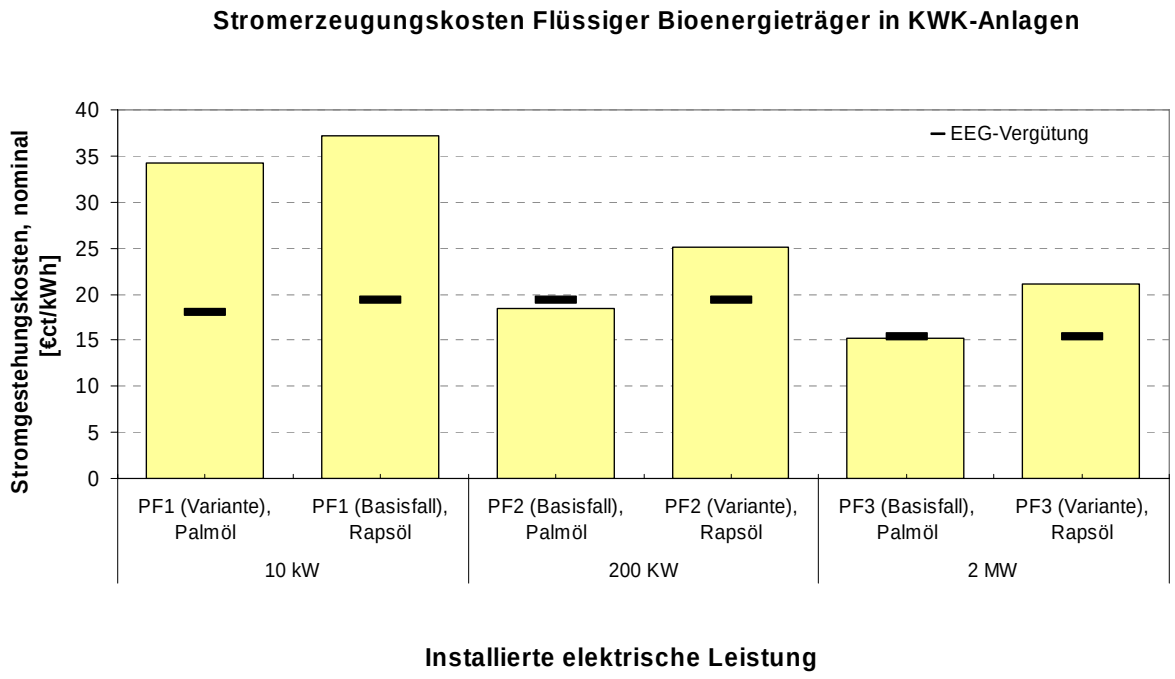


Abbildung 4-43 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten aus Bioenergieanlagen zur Verstromung flüssiger Bioenergieträger bei Inbetriebnahme im Jahr 2005

4.5.7.3 Gasförmige Bioenergieträger

Bei Biogasanlagen zur Stromerzeugung kann unter den aktuellen EEG-Vergütungssätzen unter günstigen Randbedingungen (u. a. bei einer sehr hohen Wärmeauskopplung) eine Kompensation der Stromgestehungskosten ab einem Leistungsbereich von etwa 500 kW_{el} erfolgen. Bei kleineren Anlagen ist dies kaum möglich, bei größeren Anlagenleistungen (≥ 1 MW_{el}) kann bei gleichzeitiger Wärmenutzung auch ein betriebswirtschaftlicher Gewinn erzielt werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Installation von Biogasanlagen in der Größenklasse ≥ 1 MW_{el} in Deutschland begrenzt bleiben wird, da dafür infrastrukturell bedingt nur eingeschränkt Standorte zur Verfügung stehen, für die z. T. bereits konkrete Projektplanungen/Genehmigungsverfahren laufen.

Konventionelle Techniken wie die Nassfermentation weisen generell geringere Stromgestehungskosten als innovative Techniken wie die Feststoffvergärung auf. Der Innovationsbonus gleicht allerdings die höheren Investitionskosten der Feststoffvergärungsanlagen allenfalls teilweise aus, kann sie jedoch nicht decken.

Biogasanlagen aller Leistungsklassen werden i. d. R. stromgeführt betrieben, jedoch ist infolge des KWK-Bonus ein verstärktes Interesse an der Abwärmenutzung zu verzeichnen. Nach wie vor ist es jedoch schwierig, geeignete Wärmekonsumenten zu finden. Eine alternative Möglichkeit der Inanspruchnahme des KWK-Bonus bietet die Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz. Seit der Novellierung des EEG sowie des Energiewirtschaftsgesetzes wurden dafür die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen. In mehreren Pilotprojekten wird in den kommenden Monaten die praktische Durchführbarkeit solcher Projekte getestet. Es bleibt abzuwarten, ob die Gasaufbereitungs- und Gaskonditionierungskosten durch die Kombination aus Technologiebonus, KWK-Bonus und umfassender Wärmenutzung kompensiert werden können[35].

[35] FNR (Hrsg.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Institut für Energetik und Umwelt, 1. Auflage, 2006

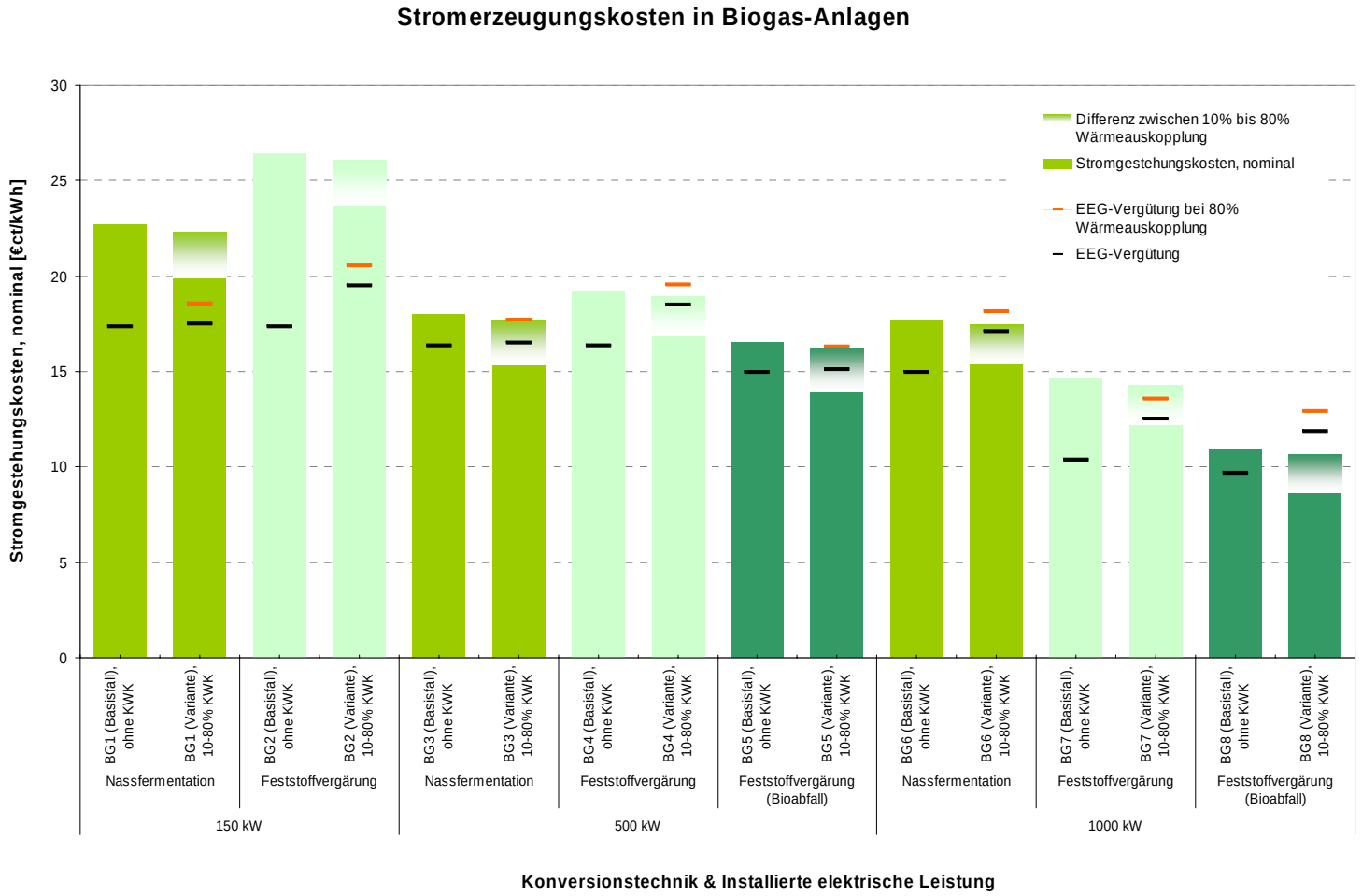


Abbildung 4-44 Zusammenfassung der Stromgestehungskosten bei der Verstromung von Biogas bei Inbetriebnahme im Jahr 2005

4.5.8 Schlussfolgerungen

Für die Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG können daraus folgende Schlussfolgerungen gezogen werden. Die Rentabilität von Bioenergieanlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) ist derzeit nur unter günstigen Rahmenbedingungen gegeben. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Rentabilität stellen dabei vor allem die Investitionskosten der Anlage, die infrastrukturellen Standortrahmenbedingungen (z.B. Zugang/Anbindung an Medienver- und -entsorgung, Vorhandensein von Wärmekonsumenten, Brennstofflogistikmöglichkeiten) sowie die Brennstoff-/Substratkosten dar. Seit der Novellierung des EEG können Anlagenbetreiber von Bioenergieanlagen neben der Mindestvergütung eine zusätzliche Vergütung (Bonus)[36] beanspruchen, wenn sie naturbelassene Biomasse[37] zur Energieerzeugung einsetzen (NawaRo-Bonus) bzw. parallel zur Stromerzeugung auch Wärme auskoppeln (KWK-Bonus). Zusätzlich besteht die Möglichkeit für den Einsatz von innovativen Konversionstechniken einen Extra-Bonus zu beanspruchen (Technologie-Bonus). Oftmals wird deshalb der individuelle Personaleinsatz in Eigenleistung erbracht und nicht separat ausgewiesen. So werden beispielsweise bereits beim Bau der Anlage Investitionskosten gespart, wenn der Anlageninvestor Eigenleistungen erbringt (teilweise verfallen dabei jedoch Garantieansprüche (Banken bestehen auf Garantieansprüche) gegenüber Lieferanten und Installateuren) oder technische Anlagen nutzt, die nicht direkt für den Einsatz in Bioenergieanlagen produziert wurden (z. B. werden im Bereich der Pflanzenölnutzung Schiffsmotoren für die Stromerzeugung in BHKW umgerüstet). Ebenso werden die tatsächlichen Brennstoff- bzw. Substratkosten der Bioenergieanlage oft nicht mit den real anfallenden Produktions- und Aufwandskosten betrachtet, wenn z. B. der Anlagenbetreiber die Inputmaterialien selber anbaut, erntet bzw. Substrate als Rest- oder Abfallstoffe innerhalb des Unternehmens zur Verfügung gestellt werden können (z. B. Sägeresthölzer in holzbe- und verarbeitenden Betrieben oder Gülle in Tierzuchtunternehmen). Bei einer möglichst realen Abbildung der Stromerzeugungskosten müssen jedoch zumindest die Abschreibungs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten der zur Biomassebereitstellung erforderlichen Ernte- und Aufbereitungstechnik, Lagerflächen sowie Transportfahrzeuge anteilig auf die Bioenergieanlage angerech-

[36] je nach installierter Leistung der Bioenergieanlage

[37] im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV)

net werden, so wie dies in den durchgeführten Berechnungen beachtet wurde.

Die Mehrheit der betrachteten Modellfälle weist nur unter ausgewählten wirtschaftlichen und standortbedingten Eingangsparametern Stromgestehungskosten aus, die im Rahmen der Vergütung nach dem novellierten EEG voll kompensiert werden könnten und somit dem Anlagenbetreiber einen betriebswirtschaftlichen Erfolg seiner Bioenergieanlage in Aussicht stellen. Dies gilt insbesondere für kleinere Bioenergieanlagen bis ca. 500 $kW_{el,}$, bei der reinen Verstromung fester Biomasse sogar deutlich darüber hinaus (bis ca. 5 MW_{el}). Die tatsächliche Kostendegression pro Kilowattstunde ist bei größeren Anlagen stärker als die leistungsabhängige Staffelung der Vergütungssätze. Damit besteht der Anreiz zu möglichst wirtschaftlichen (großen) Anlagen. Die Vergütung für kleinere Bioenergieanlagen erreicht nur unter speziellen Randbedingungen eine Rentabilität. Größere Anlagen sind zwar aus Gründen der Kostendegression vorteilhaft, jedoch in Hinblick auf die Brennstoffversorgung (vor allem bei Biogasanlagen) und die Wärmeabnahme schwieriger zu realisieren. In der Praxis beschränkt sich die Biomasseverstromung in Anlagen > 5 MW_{el} daher bisher auf den Bereich der festen Biomasse. Dies dürfte sich auch in Zukunft nicht nennenswert ändern.

4.5.9 Einfluss des Bonussystems

Im novellierten EEG werden unterschiedliche Boni vergütet, die die Rentabilität der Anlagen ebenfalls deutlich beeinflussen. Die Rahmenbedingungen der Inanspruchnahme und die damit verbundenen Effekte auf die Rentabilität werden nachfolgend zusammengefasst:

Inanspruchnahme KWK-Bonus

Der KWK-Bonus stellt einen wesentlichen Anreiz für eine effizientere Brennstoffnutzung dar und wird bei Neuanlagen zunehmend in Anspruch genommen. Allerdings sind auch hier durch die standortspezifischen Rahmenbedingungen vielfach Grenzen gesetzt:

- Bioenergieanlagen werden i. d. R. möglichst nah am Ort des Brennstoff- bzw. Substratanfalls gebaut, da die Transportfähigkeit der Einsatzstoffe durch die vielfach geringe Energiedichte häufig eingeschränkt ist. In der Praxis scheitert deshalb die Inanspruchnahme des KWK-Bonus oftmals an der Möglichkeit externe Wärmekonsumenten vertraglich zu binden, da viele Bioenergieanlagen in

infrastrukturell wenig attraktiven ländlichen Regionen mit hohem Biomasseanfall in der Land- oder Forstwirtschaft gebaut werden.

- Anlagenbetreiber von Bioenergieanlagen im mittleren bis großen Leistungsbereich (≥ 1 MW_{el}) könnten meist ausreichende Wärmemengen zur Verfügung stellen, um zur Deckung des Wärmebedarfes eines nahe gelegenen Nah- bzw. Fernwärmenetz zumindest anteilig beizutragen. Ist ein solches Versorgungsleitungssystem in der Nähe bzw. am Anlagenstandort vorhanden, erweisen sich die vertraglichen Einspeisebedingungen regionaler Versorger oftmals als schwierig, da die regenerativ erzeugte Wärmeeinspeisung im Gegensatz zur Stromeinspeisung bisher nicht gesetzlich geregelt ist. Die Finanzierung sowie der Bau eines eigenen Nahwärmenetzes ist meist nur mit kommunaler Unterstützung (z. B. Anschlusszwang der privaten Anlieger, Versorgung kommunaler Gebäude) und bei unmittelbarer Lage der Bioenergieanlage zum Wärmekonsumenten umsetzbar, da lange Versorgungsleitungen höhere Investitionskosten und hohe Wärmeverluste bedingen und somit direkten Einfluss auf den betriebswirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens haben. Die möglichst zentrale Lage von Bioenergieanlagen scheitert jedoch oftmals an den bestehenden Richtlinien zu Emissions- und Lärmgrenzwerten bzw. an Genehmigungsbehörden, die neben den bestehenden gesetzlichen Richtlinien zusätzliche Auflagen an den Bau von Bioenergieanlagen stellen (häufig aufgrund von Einsprüchen ansässiger Bürger).

Im Prinzip könnte ein Teil dieser Probleme mit einer Erhöhung des KWK-Bonus entschärft werden und den Anlagenbetreiber motivieren, auch die Versorgung von Konsumenten in Betracht zu ziehen, deren Wärmebedarf nicht in unmittelbarer Nähe zum Standort der Bioenergieanlage anfällt. Dabei müsste jedoch sicher gestellt sein, dass hocheffiziente KWK-Systeme zum Einsatz kommen und der Wärmebedarf tatsächlich gegeben ist.

Inanspruchnahme Technologiebonus

Die Investitionskosten von Bioenergieanlagen werden zu einem großen Anteil von der eingesetzten Konversionstechnik bestimmt. Innovative Technologien sind hier häufig wirtschaftlich (noch) nicht darstellbar und werden daher seit der Novellierung des EEG bei gleichzeiti-

ger Wärmeauskopplung durch einen zusätzlichen EEG-Bonus für innovative Technologien von 2 ct/kWh (≤ 5 MW_{el}) unterstützt. Effekte des Technologiebonus sind in der zunehmenden Anwendung des ORC-Prozesses zur Stromerzeugung aus fester Biomasse bzw. in Biogasanlagen bei der Feststoffvergärung von nachwachsenden Rohstoffen (< 1 MW_{el}) zu verzeichnen; weitere Anlagen mit innovativen Prozesstechnologien werden derzeit nur vereinzelt installiert oder befinden sich in Planung (z. B. Vergasung von fester Biomasse, Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz).

Inanspruchnahme des Brennstoffbonus (NawaRo-Bonus)

Beim Einsatz von naturbelassenen biogenen Abfall- bzw. Nebenprodukten aus der Land- oder Forstwirtschaft sowie der Landschaftspflege (EEG §8, Abs. 1) kann der Anlagenbetreiber bei der Stromeinspeisung den zusätzlichen NawaRo-Bonus in Anspruch nehmen. Je nach eingesetzter Konversionstechnologie wird diese Möglichkeit in der Praxis genutzt. Während Biogasanlagen sowie Pflanzenöl-BHKW seit der Novellierung des EEG fast ausschließlich als NawaRo anerkannte Substrate und Brennstoffe nutzen, werden Bioenergieanlagen zur Verstromung fester Biomasse in der Regel nicht als Nawaro-Anlagen betrieben. Hier ist die Bereitstellung ausreichender und kostengünstiger Brennstoffmengen vielfach nicht gegeben. Der weitere Anlagenzubau entwickelt sich – infolge der zunehmenden Abschöpfung der Altholzpotenziale und der künftig stark reduzierten Vergütung für diese Biomassen – eher verhalten.
Die Etablierung von Kraftwerken auf NawaRo-Basis (Waldholz, Landschaftspflegeholz) ist mit den gegenwärtigen Vergütungssätzen nur bei sehr günstigen Randbedingungen wirtschaftlich darstellbar.

4.5.10 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus Biomasse wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben.
Diese Vergütungsdauer ist grundsätzlich sinnvoll gewählt, wenn die technische Lebensdauer der Anlagen sowie die Finanzierungszeiträume aus Sicht der Fremdkapitalgeber betrachtet werden. Bei der Nutzung fester Biomasse besteht der Großteil der Anlage aus Komponenten, die durchaus auch eine längere technische Lebensdauer als 30 Jahre erwarten lassen. Eine Verlängerung des Vergütungszeitraumes (bei gleichzeitiger Absenkung der Vergütungshöhe im entsprechenden Umfang) wäre allerdings ungünstig, da die Unsicherheiten bei der Kalku-

lation der Betriebskosten deutlich zunehmen (v. a. unsichere Entwicklung der Brennstoffkosten). Die Kreditinstitute würden einer Abschreibung der Investition über einen noch längeren Zeitraum als 20 Jahre daher vermutlich nicht zustimmen. Bei der Nutzung von Biogas wird für große Teile der Anlage (z. B. Faultürme) eine technische Lebensdauer von ca. 20 Jahren erwartet, während das typische BHKW eine Lebensdauer von rund 8 Jahren hat und je nach Betriebsweise ein- bis zweimal in diesem Zeitraum zur Erneuerung ansteht. Die Vergütungsdauer erscheint daher hier angemessen. Bei der Nutzung von Pflanzenöl wird die Investition von den Kosten des BHKW dominiert, das auch hier nach ca. 8 Jahren zur Erneuerung ansteht. Eine Verkürzung der Vergütungsdauer nur für den Spezialfall der Pflanzenölkraftwerke würde allerdings die ohnehin schon sehr komplexen Regelungen im Bereich der Biomasseverstromung noch unübersichtlicher machen. Insofern kann für die Biomasse insgesamt ausgesagt werden, dass die Vergütungsdauer von 20 Jahren angemessen ist.

Sofern Anlagen darüber hinaus betrieben werden, hängt deren weitere Rentabilität von den dann erzielbaren Preisen auf dem Strommarkt ab. In vielen Fällen wird ein Weiterbetrieb bis zum Notwendigwerden der nächsten größeren Ersatzinvestition möglich sein.

In § 8 Abs. 5 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2005 um jährlich 1,5 % festgeschrieben. Diese Regelung führt in der Branche der Anlagenhersteller zu einem Kostendruck, der in einigen Teilbereichen offenbar durch Skaleneffekte (Produktion von mehr Anlagen in Serie) aufgefangen werden kann. Da andere Kostenkomponenten bereits weitgehend optimierte Technologien betreffen und auch von der Inflation betroffen sind (z. B. bei Stahlpreisen) wäre eine stärkere Degression schwer zu rechtfertigen.

4.6 Geothermische Stromerzeugung

Die Rentabilität von geothermischen Projekten ist derzeit nur unter günstigen geologischen und infrastrukturellen Bedingungen möglich, die sich von Standort zu Standort unterscheiden. Deswegen konzentrieren sich die Aktivitäten der Branche hauptsächlich auf die geothermisch viel versprechenden Regionen des Süddeutschen Molassebeckens (aufgrund der hohen möglichen Förderraten), hier vor allem im Raum München, sowie auf den Oberrheingraben (aufgrund der hohen Temperaturen, welche in vergleichsweise geringen Tiefen zu erreichen sind). Weiterhin werden auch zunehmend Projekte im norddeutschen Becken gestartet, die vornehmlich von den Forschungsarbeiten des Projektes Groß Schönebeck (GFZ Potsdam) profitieren werden.

Im Rahmen privatwirtschaftlich initiierter Projekte oder auch innerhalb der angewandten Forschung wird derzeit vorwiegend an der **Aquifernutzung** gearbeitet.

Die **Hot Dry Rock-Technologie** wird derzeit im Rahmen von Grundlagenforschung (z.B. in Soultz-sous-Forêts) untersucht, so dass noch keine gesicherten Stromgestehungskosten errechnet werden können. Es ist zu erwarten, dass sich deutlich größere Potenziale mit dieser Technologie erschließen lassen als mit der Aquifernutzung, allerdings mit deutlich größerem technischem und damit finanziellem Aufwand. Trotz dabei potenziell erreichbarer höherer Temperaturen und Fließraten kann man bei der HDR-Technologie im Vergleich zur Aquifernutzung gegenwärtig von höheren Stromgestehungskosten ausgehen.

Um dennoch eine allgemeingültige Aussage zu den Stromgestehungskosten einer geothermischen Stromerzeugung (mit den vielen denkbaren regionalen Charakteristika) zu treffen, werden die Projektbeispiele in den Punkten 4.6.1 und 4.6.2 ökonomisch betrachtet. Vergleichbare Projekte befinden sich in der Entwicklung bzw. sind theoretisch machbar: Die Zusammensetzung der Kostenpositionen und deren Höhe orientieren sich an verallgemeinerbaren Erfahrungswerten und weiteren Literaturangaben. Die Abschätzbarkeit der Gesamtkosten ist von einigen eher unsicheren Annahmen abhängig. Nur die obertägigen Kosten (Gebäude, Konversionsanlagen, Anbindung an das Elektrizitätsnetz) sind nahezu geologieunabhängig und in einer frühen Projektphase quantifizierbar. Die untertägigen Installationen sind stark von regionalen Unterschieden abhängig und zudem mehr oder weniger unsicher. Da die obertägigen Kosten jedoch in der Regel unter 30 % der gesamten Investitionen ausmachen, bleiben erheb-

liche Unsicherheiten bei der Berechnung der Investitionskosten und damit der Stromgestehungskosten bestehen.

Folgende Kostenpositionen sind nachfolgend unter dem Begriff **„Investitionskosten“** zusammengefasst.

Kostenposition	**Höhe der Kosten hängt ab von**
Bohrkosten	Endteufe, Gesteinsschichtenfolge, Erschließungskonzept (gerichtet oder saiger), Bohrplatzverfügbarkeit etc.
Bohrplatz	z. B. Lärmschutzmaßnahmen
Mobilisierung und Demobilisierung des Bohrgerätes	Abstand der Bohransatzpunkte
Stimulation	Geologie der Lagerstätte
Bohrlochvermessung und Produktionstests	
Slop und Filtersysteme, Förderpumpe	geologieabhängige Temperatur und Förderrate, Thermalwassercharakteristik
Thermalwasserkreislauf	Thermalwassercharakteristik
Konversionsanlage	Kalina- oder ORC-Technologie
Gebäude, Planung, Elektroanbindung	
Risikoabsicherung	Geologie
Unvorhergesehenes	in der Branche wird mit einem Aufschlag von 15 % für den Fall von Problemen während der Bohrarbeiten gerechnet, da ggf. zwischenzeitlich notwendige Reparaturen und Verzögerungen während der Bohrarbeiten hohe Ausfallkosten nach sich ziehen

Ein notwendiges Verteilungsnetz für die abzugebende Wärme und mögliche Sicherungs- bzw. Spitzenlastkessel sind in diesen Rechnungen nicht enthalten. Die Rechnungen beziehen sich auch nur auf erfolgreiche Projekte, d. h. das Risiko von Fehlbohrungen, die keinen nutzbaren Aquifer erreichen, ist nicht enthalten (andernfalls hätte man den erfolgreichen Bohrungen einen zusätzlichen Risikozuschlag zuordnen müssen). Das Risiko für Unvorhergesehenes enthält lediglich das Risiko innerhalb einer erfolgreichen Bohrung (z. B. Abbrechen eines Bohrgestänges und nachfolgende Bohrpause).

4.6.1 Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung bis 5 MW Leistung (§ 9 Abs. 1 EEG)

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde für diesen Anwendungsfall eine Anlage mit ca. **2 MW** elektrischer Leistung bei einer verfügbaren Temperatur des Aquifers von 150 °C gewählt. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[MW_{el}]	2,0	
Investitionskosten	[Mio. €]	22,5	
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	10.000	
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	2,7	
Betrachtungszeitraum	[a]	30	
Mischzinssatz	[% p.a.]	7,0	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8.000	
Wärmeabnahme	[h/a]	2.000	Niedertemperatur-Verteilungsnetz mit Vorlauf (75°C) und Rücklauf (50°C)
Wärmeerlös	[€/MWh]	32	
Bohrtiefe	[m]	3.600	Oberrheingraben mit Aquifernutzung (Dublette)
Annahmen zum Standort			
Thermalwassertemperatur	[°C]	150	
Förderrate des Thermalwassers	[m³/h]	250	
Annahmen zur Konversionsanlage	[MW_{el}]	2.290	Kalina-Prozess mit Wasserkühlung

Abweichern zu allen anderen betrachteten Technologien in dieser Studie wird für alle Geothermie-Projekte ein **Mischzinssatz von 7%** angesetzt. Dieser Zinssatz spiegelt das hohe Investitionsrisiko derartiger Projekte wider. Als Betrachtungszeitraum werden 30 Jahre angenommen, was der zu erwartenden technischen Lebensdauer entspricht.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **13,49 ct/kWh**, wobei die Wärmeerlöse bereits berücksichtigt sind (bei Wegfall der Wärmeerlöse aus der Beispiel-Anlage würden die Stromgestehungskosten auf 16,11 ct/kWh ansteigen). Somit wäre diese Anlage zur geothermischen Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der aktuellen EEG-Vergütung (15,00 ct/kWh) rentabel. Um die Stabilität dieses Ergebnisses festzustellen, werden nachfolgend ausgewählte sensitive Parameter variiert.

Der **Mischzinssatz** wurde in der Spanne von 4 bis 9 % variiert.

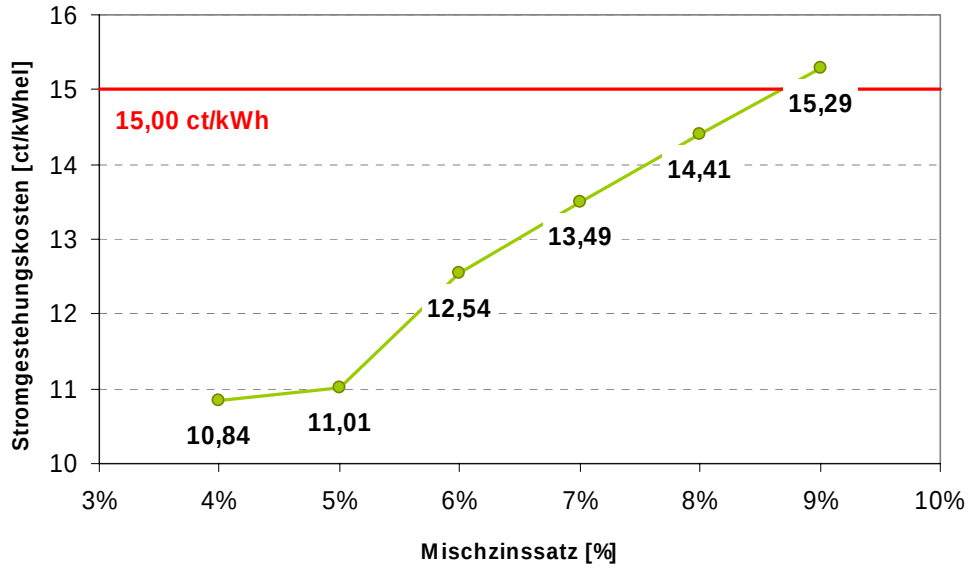


Abbildung 4-45 Sensitivitätsanalyse der Geothermieanlage mit 2,0 MW: Parametervariation des Mischzinssatzes

Das betrachtete Geothermieprojekt mit kombinierter Stromerzeugung und Wärmebereitstellung kann somit mit der aktuell gültigen EEG-Vergütung (15,00 ct/kWh) rentabel betrieben werden, sofern die Kapitalkosten nicht mit 9 %/a oder mehr verzinst werden müssen und die Wärmebereitstellung während des Betrachtungszeitraumes die angenommenen Erlöse einbringt.

Geothermieprojekte sind theoretisch auch ohne eine **Wärmeauskopplung** denkbar. Dabei kann der Energieinhalt des geförderten Thermalwassers stärker für die Stromerzeugung genutzt werden. Es ist eine deutlich tiefere Abkühlung des Wasserstromes möglich. Eine Mindestthermalwassertemperatur nach der Verstromung ist somit nicht gegeben. Dies verbessert den Prozess der Stromerzeugung. Allerdings sind dann auch keine Wärmeerlöse mehr generierbar. Die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten in einem Fall mit und ohne Wärmebereitstellung sind in nachstehender Tabelle ersichtlich.

Tabelle 4-35 Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmeauskopplung

	aus Anlage zur ausschließlichen Stromerzeugung	**aus Beispiel-Anlage mit Wärmeauskopplung**
Stromgestehungskosten in ct/kWh	15,84	**13,49**

Durch den Verzicht auf eine mögliche Wärmebereitstellung entstehen konstruktiv bedingt gegenüber dem Referenzfall um ca. 2 % geringere Kosten, die spezifischen Stromgestehungskosten sinken dementsprechend, sofern die Wärmeauskopplung nicht berücksichtigt wird. Die Anlage zur ausschließlichen Stromerzeugung könnte den Strom (unter der unveränderten Annahme des Mischzinssatzes von 7 %) nicht zu den Gestehungskosten von 15,00 ct/kWh erzeugen, mit denen der Betrieb unter den heutigen Rahmenbedingungen des EEG rentabel wäre.

Zur Berücksichtigung unterschiedlicher Lagerstätten werden zudem Anlagen gleicher Leistung an unterschiedlichen Standorten betrachtet. Die Vergleichsanlage zur Erschließung eines Aquifers mit **110 °C Thermalwassertemperatur** bei sehr hoher Schüttung (d. h. hoher quantitativer Verfügbarkeit förderbaren Thermalwassers) liegt im Süddeutschen Molassebecken.

Tabelle 4-36 Stromgestehungskosten bei der Erschließung unterschiedlicher Aquifere

Annahmen zum Standort	110 °C 370 m^3/h	**150 °C** **250 m^3/h**
Stromgestehungskosten in €/kWh (mit Wärmeerlös)	14,64	**13,49**

Diese Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die geologischen Bedingungen im Süddeutschen Molassebecken - mit niedrigerer Temperatur des Aquifers, dafür höhere Fließrate im Vergleich zum Oberrheingraben- die Stromgestehungskosten ungünstig beeinflussen. Grund dafür ist der höhere technische und finanzielle Aufwand, um aus kühlerem Thermalwasser die gleiche elektrische Leistung zu gewinnen. Bei sonst gleichen Annahmen (7 % Mischzins, mit Wärmeauskopplung) liegen im gewählten Beispiel die Stromgestehungskosten knapp unter dem durch das EEG derzeit erzielbaren Erlös.

Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die geothermische Stromerzeugung unter bestimmten, günstigen Bedingungen bereits heute rentabel, d.h. mit aktuellen EEG-Vergütungssätzen realisierbar

sein kann. Vorraussetzung ist immer eine hohe (nachgewiesene) Schüttung und Temperaturen des Thermalwassers von über 110 °C sowie eine geeignete Wärmeversorgungsaufgabe. Ohne die Wärmeauskopplung liegen die Stromgestehungskosten in der Regel höher als die 15,00 ct/kWh, die derzeit durch das EEG als Vergütung gewährt werden. Daher wird in allen aktuell geplanten Projekten versucht, auch Wärme zu verkaufen (mit Ausnahme des Forschungsprojektes in Groß Schönebeck).

Bei der Verallgemeinerung der Ergebnisse muss beachtet werden, dass die regionalen Unterschiede (regionale Unterschiede wurden bisher in keinem Modell berücksichtigt) auch Auswirkungen auf die Rentabilität der Projekte haben. Die aktuellen Aktivitäten vor allem im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken bestätigen, dass gegenwärtig fast alle geplanten Projekte in diesen geothermisch günstigen Regionen realisiert werden sollen. Im berechneten Beispiel wurde ein günstiger Standort zugrundegelegt und damit eine standortspezifische positive Rentabilität nachgewiesen. Für Geothermieprojekte an weniger gut geeigneten Standorten wird ein rentabler Betrieb zunehmend unsicher.

Eine standortunabhängige Nutzung der Geothermie wird mit der HDR/HFR-Technologie angestrebt. Diese Technologie ist jedoch sehr teuer. Weniger günstige Gebiete sind damit unter der derzeitigen EEG-Vergütung nicht erschließbar.

4.6.2 Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung von 5 bis 10 MW Leistung (§ 9 Abs. 1 EEG)

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde für diesen Anwendungsfall eine Anlage mit 6 MW elektrischer Leistung bei einer verfügbaren Thermalwassertemperatur des Aquifers von 150 °C ausgewählt. Die sich daraus ergebenden spezifischen Größen und Parameter sind nachfolgend dargestellt.

Installierte Leistung	[MW_{el}]	6,0	
Investitionskosten	[Mio. €]	47,7,5	
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	7.950	
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	3,1	
Betrachtungszeitraum	[a]	30	
Mischzinssatz	[% p.a.]	7,0	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8.000	
Wärmeabnahme	[h/a]	1.500	Niedertemperatur-Verteilungsnetz mit Vorlauf (75°C) und Rücklauf (50°C)
Wärmeerlös	[€/MWh]	32	
Bohrtiefe	[m]	3.600	Oberrheingraben mit Aquifernutzung (3 Produktions- und 2 Injektions Bohrungen)
Annahmen zum Standort			
Thermalwassertemperatur	[°C]	150	
Förderrate des Thermalwassers	[m³/h]	675	
Annahmen zur Konversionsanlage	[MW_{el}]	6.000	Kalina-Prozess mit Luftkühlung

Die Annahmen zur Wärmeabnahme wurden im Vergleich zur 2-MW-Anlage verändert, weil es für die hohen Wärmemengen, die in einer 6-MW-Anlagen anfallen, unwahrscheinlicher ist, entsprechende Wärmeabnehmer zu finden.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **10,33 ct/kWh**, wobei die Wärmeerlöse bereits berücksichtigt sind (bei Wegfall der Wärmeerlöse aus der Beispiel-Anlage würden die Stromgestehungskosten auf 12,73 ct/kWh ansteigen). Somit ist wäre diese Anlage zur geothermischen Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der aktuellen EEG-Vergütung (von 14,80 ct/kWh bei 6 MW) rentabel, und zwar selbst dann, wenn die Wärmeerlöse wegfallen würden.Um die Stabilität dieses Ergebnisses festzustellen, wird nachfolgend ein ausgewählter Parameter (der Mischzinssatz) variiert.

Die Variation des **Mischzinssatzes** ist in Abbildung 4-46 dargestellt.

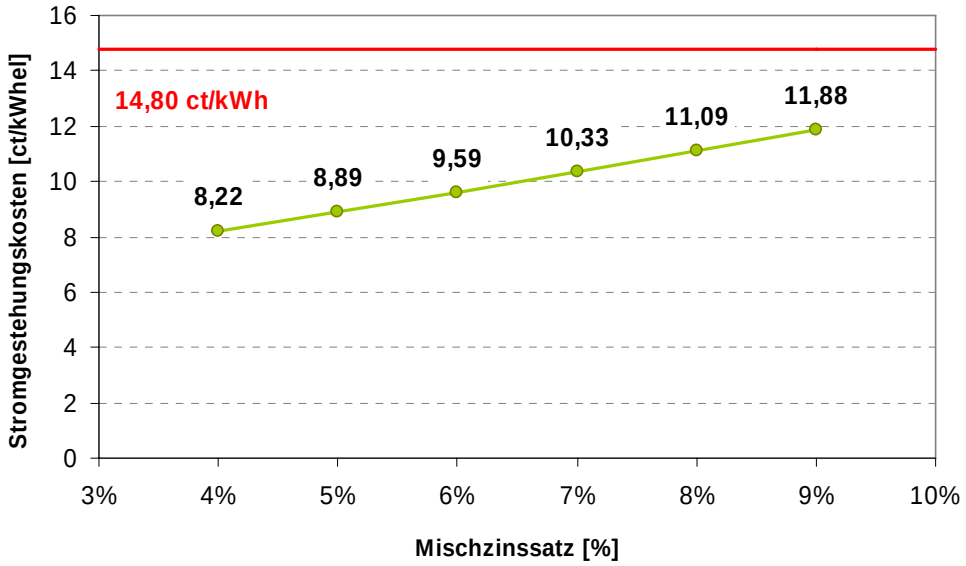


Abbildung 4-46 Sensitivitätsanalyse der Geothermieanlage mit 6,0 MW: Parametervariation des Mischzinssatzes

Das betrachtete Geothermieprojekt mit kombinierter Stromerzeugung und Wärmebereitstellung kann demnach auch bei einem sehr hohen Mischzinssatz rentabel betrieben werden. Die Wärmerlöse verbessern zusätzlich das ohnehin schon positive Betriebsergebnis. (Damit ist eine Überförderung gegeben, rd. 50% über den Bedarf.)

Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die geothermische Stromerzeugung in größerem Maßstab an bestimmten Standorten bereits heute rentabel ist, d.h. mit aktuellen EEG-Vergütungssätzen realisiert werden können, wobei durch die höhere Leistung die Stromgestehungskosten deutlicher absinken als die entsprechenden Vergütungssätze des EEG. Allerdings konnten die Annahmen zu den Kosten bisher noch nicht überprüft werden, da bisher noch keine Projekte dieser Größenordnung zur Umsetzung gelangt sind.

Bei der Verallgemeinerung der Ergebnisse muss außerdem beachtet werden, dass die regionalen Unterschiede auch Auswirkungen auf die Rentabilität der Projekte haben. Die aktuellen Aktivitäten vor allem im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken bestätigen, dass gegenwärtig hauptsächlich in diesen geothermisch günstigen Regionen fast alle aktuellen Projekte realisiert werden sollen.

Auch hier gelten die Anmerkungen aus 4.6.1.4 zur Verfügbarkeit von Fernwärmenetzen oder anderen Wärmeabnehmern sowie zum Einsatz anderer Technologien als zusätzliche Einschränkung der Aussage.

4.6.3 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus Geothermie wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Dieser Zeitraum liegt unter der erwarteten technischen Lebensdauer der Anlagen zur geotherischen Stromerzeugung. Für die Abschreibung der Investitionen in Bohrungen und damit verbundene Anlagen werden daher heute üblicherweise eher 30 Jahre angesetzt. Es liegt daher nahe, auch den Vergütungszeitraum auf einen so langen Zeitraum auszudehnen.

In § 9 Abs. 2 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2010 um jährlich 1 % festgeschrieben. Da bisher noch keine statistisch auswertbaren Erfahrungen über einen längeren Zeitraum vorliegen, aus denen sich Tendenzen der Kostensenkung ableiten lassen, ist die Bewertung dieser Regelung aus heutiger Sicht nur schwer möglich. Generell lassen sich bei der Einführung neuer Technologien durchaus Lernkurven der Kostensenkung erwarten. Da sich aber die bisher vorfolgten Projekte zeitlich deutlich verzögert haben, sollte die Degressionsregelung erst dann greifen, wenn mindestens einige Jahre Betriebserfahrung mit der geothermischen Stromerzeugung in mehreren Anlagen gesammelt werden konnten

4.7 Windenergie (onshore)

Die Windenergie hat in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Die Gesetzesnovelle des EEG im August 2004 hat wichtige Änderungen bei der Integration der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in das deutsche Versorgungsnetz vorgenommen. Dieser sogenannte Horizontalausgleich ist vor allem bei der Windenergie relevant und regelt den Ausgleich der Strommengen in den Regelzonen. Die qualitativen und technischen Verbesserungen im Bereich der Anlagentechnik von Windkraftanlagen führten zudem in den vergangenen Jahren zu erheblichen Zuwachsraten an Windkraftanlagen.
Windenergieanlagen werden entsprechend des EEG in Onshore- und Offshore- Windkraftanlagen unterteilt. Bei Onshore-Windkraftanlagen spielt das Repowering zukünftig eine große Bedeutung, um Altanlagen mit geringer Leistung durch leistungsfähigere Anlagen zu ersetzen.

4.7.1 Windenergie-Anlagen (onshore) (§ 10 Abs. 1 EEG)

Im Rahmen dieser Kategorie wird eine Windkraftanlage mit einer installierten Leistung von **1 MW** betrachtet, da die durchschnittlich installierte Leistung in Deutschland bis zum 31.12.2005 ca. 1,049 MW beträgt.
Die Vergütung nach EEG besteht aus zwei Komponenten: einer Grundvergütung von 5,50 ct/kWh für 20 Jahre und einem Vergütungsanteil von 3,20 ct/kWh für mindestens 5 Jahre, jeweils ab dem Jahr der Inbetriebnahme. Der zweite Vergütungsanteil wird gewährt für Anlagen, die in den 5 Jahren 150% des Referenzertrages[38] erzielt haben. Dieser Vergütungszeitraum verlängert sich um zwei Monate je 0,75% des Referenzertrages, um den der Ertrag 150% des Referenzertrages unterschritten wird. Für die nachfolgend berechnete Modellanlage wird ein druchschnittlicher jährlicher Referenzertrag von 2.200 h/a[39] [FGW 2006] angenommen.

[38] Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer WEA einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung am Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in 5 Betriebsjahren erbringen würde.

[39] Ausgewertet wurden die Referenzerträge für die fünf wichtigsten WEA-Typen mit 1,0 MW Leistung und 70 m Nabenhöhe.

Installierte Leistung	[MW_{el}]	1,0	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,87	[Gasch/Twele 2005] [ISET 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	867	[Gasch/Twele 2005]
davon:			
spezifische Anlagenkosten		587	[Gasch/Twele 2005]
spezifische Investitionsnebenkosten		280	[Gasch/Twele 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Wartung und Instandhaltung	[%/a]	1,0	[Gasch/Twele 2005]
Versicherung	[%/a]	0,6	[ISET 2005]
Verwaltung	[%/a]	1,0	[Gasch/Twele 2005]
Unvorhergesehenes	[%/a]	2,5	[Gasch/Twele 2005]
Strom/Telekom	[T€/a]	1,5	[Gasch/Twele 2005]
Pacht	[T€/a]	7,7	[Gasch/Twele 2005]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.900	[ISET 2005]
Jahresstromproduktion effektiv	[MWh/a]	1.900	
Referenzertrag	[MWh/a]	2.200	[FGW 2006]

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **7,91 ct/kWh**. Somit ist wäre der Betrieb dieser Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (erhöhte Eingangsvergütung von 8,36 ct/kWh, Durchschnittsvergütung 8,22 ct/kWh über 20 Jahre) rentabel. Nach §10 Abs. 1 und 5 EEG setzen sich die Vergütungen für die unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden wiefolgt zusammen:

Vollbenutzungsstunden	Einspeisevergütung 5,28 ct/kWh	Einspeisevergütung 3,07 ct/kWh	Einspeisevergütung gewichtetes Mittel
1.300	bis 2026 (240 Monate)	bis 2026 (240 Monate)	8,36
1.500		bis 2026 (240 Monate)	8,36
1.700		bis 2026 (240 Monate)	8,36
1.900		bis 2026 (229 Monate)	8,22
2.100		bis 2024 (205 Monate)	7,91
2.300		bis 2022 (181 Monate)	7,60

Nachfolgend werden die Zinssätze im Bereich von 3 bis 7 % und die Vollbenutzungsstunden variiert. Die Variation der Vollbenutzungsstunden erfolgte entsprechend der Angaben im Windenergiereport 2005 [ISET 2005]. Geringe Vollbenutzungsstunden um die 1.300 bis 1.500 h/a sind im Mittelgebirge, mittlere Vollbenutzungsstunden 1.700 bis 1.900 h/a sind in der Tiefebene und hohe Vollbenutzungsstunden um die 2.300 h/a sind an der Küste zu erwarten. In Abbildung 4-47 sind die berechneten Stromgestehungskosten und mittleren EEG-Vergütungen graphisch dargestellt:

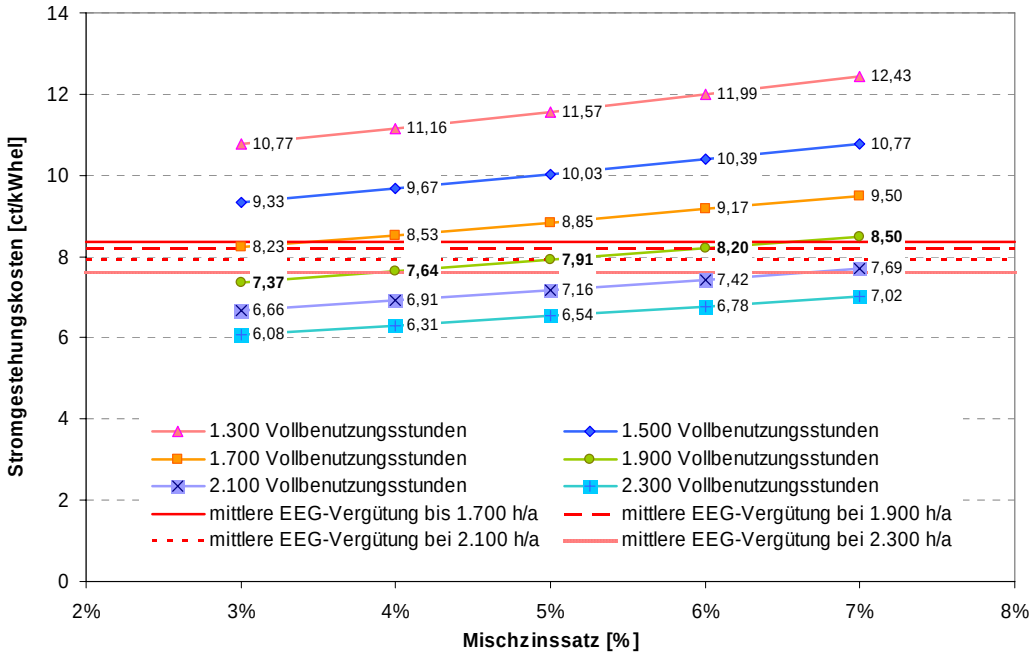


Abbildung 4-47 Stromgestehungskosten bei einer Windkraftanlage von 1,0 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Anhand dieser Berechnungen ist erkennbar, dass bei weniger als 1.900 Vollbenutzungsstunden pro Jahr die rentable Zone schnell verlassen wird. Anlagen dieser Leistungsklasse mit mit Vollbenutzungsstunden unter 1.500 h/a sind auch bei günstigem Zinssatz generell als unrentabel einzustufen. Werden die Anlagen in der Nähe des Referenzertrages (ca. 2.200 h/a) oder darüber betrieben, ist trotz sinkender druchschnittlicher EEG-Vergütung eine Rentabilität gesichert. Unter optimalen Bedingungen (3% Mischzinssatz, 2.300 Vollbenutzungsstunden) ergeben sich Stromgestehungskosten von ca. 6,00 ct/kWh bei einer durchschnittlichen EEG-Vergütung von 7,60 ct/kWh.

4.7.2 Repowering von Windenergie-Anlagen (onshore) (§ 10 Abs. 2 EEG)

Mit Repowering wird der Ersatz von älteren Windenergieanlagen der ersten Generation durch neue, leistungsstärkere Windenergieanlagen bezeichnet. Ziel ist eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Standorte sowie eine Erhöhung der installierten Leistung bei gleichzeitiger Reduzierung der Anzahl der Anlagen. Als typische Windkraftanlage wurde eine Anlage in der Leistungsklasse von 1,5 MW betrachtet, die im Rahmen des Repowering mehrere Altanlagen zu je 0,375 MW ersetzt.

Im § 10 Abs. 2 EEG wird abweichend von der Vergütungsregelung für Neuanlagen eine Verlängerung der Frist der erhöhten Vergütung für Repoweringanlagen festgelegt. Die Bedingungen für das Repowering sind, dass:

- die Alt-Anlage vor 31.12.95 in Betrieb genommen wurde,
- der Ersatz im selben Landkreis erfolgte und
- sich die installierte Leistung mind. um das 3-fache erhöht.

Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden folgende Annahmen als Ausgangswerte verwendet:

Installierte Leistung	[MW_{el}]	1,5	
Investitionskosten	[Mio. €]	1,29	[Gasch/Twele 2005] [ISET 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	861	[Gasch/Twele 2005]
davon:			
spezifische Anlagenkosten		583	[Gasch/Twele 2005]
spezifische Investitionsnebenkosten		277	[Gasch/Twele 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Wartung und Instandhaltung	[%/a]	1,0	[Gasch/Twele 2005]
Versicherung	[%/a]	0,6	[ISET 2005]
Verwaltung	[%/a]	1,0	[Gasch/Twele 2005]
Unvorhergesehenes	[%/a]	2,5	[Gasch/Twele 2005]
Strom/Telekom	[T€/a]	1,5	[Gasch/Twele 2005]
Pacht	[T€/a]	7,7	[Gasch/Twele 2005]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.900	[ISET 2005]
Jahresstromproduktion effektiv	[MWh/a]	2.850	
Referenzertrag	[MWh/a]	3.500	[FGW 2006]

Als Abrisskosten der zu ersetzenden 375 kW Windkraftanlage werden 38 €/kW nach [TUM 2004] angenommen, diese müssen aber den Stromgestehungskosten der *Altanlage* zugerechnet werden. Somit beeinflussen sie die hier errechneten Stromgestehungskosten nicht.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **7,26 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (8,36 ct/kWh) rentabel.

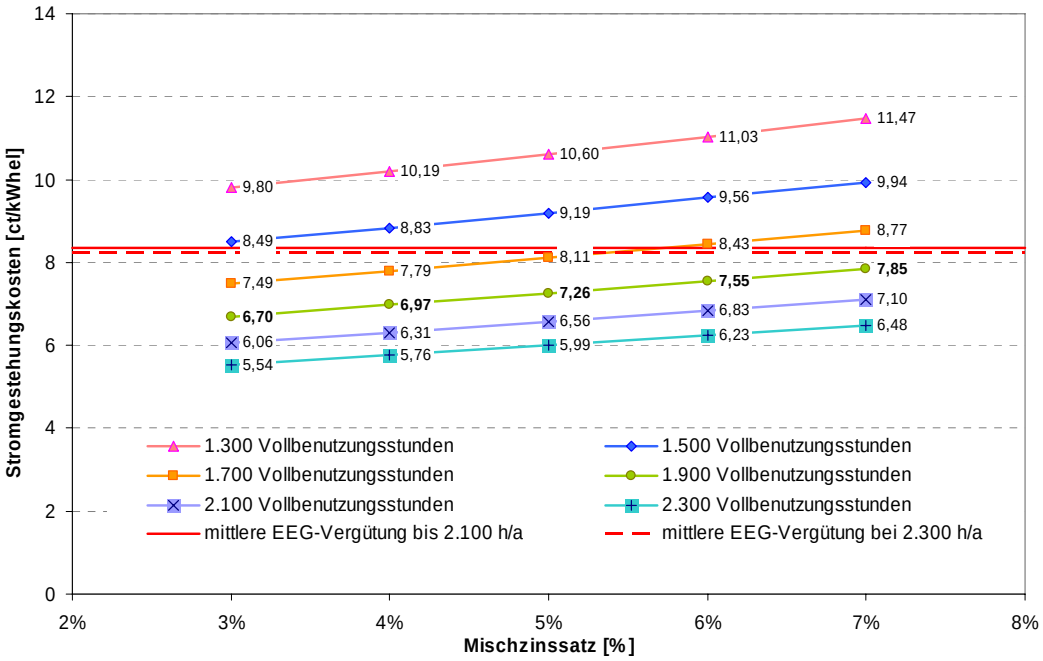


Abbildung 4-48 Stromgestehungskosten bei einer Repowering-Windkraftanlage von 1,5 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Anhand der Sensitivitätsberechnungen ist erkennbar, dass bis 1.500 Vollbenutzungsstunden p. a. keine Kostendeckung erreicht wird. Bei einer Vollbenutzungsstundenzahl von 1.700 h/a ist eine Rentabilität für Mischzinssätze unter 5 % gegeben. Für den Referenzfall sowie für Anlagen mit höher liegenden Vollaststunden ist generell ein rentabler Betrieb zu erwarten.

Zur Berechnung der EEG-Vergütung ist im Gesetz angegeben, dass die erhöhte Vergütung im Rahmen des Repowering sich um zwei Monate je 0,6 % des Referenzertrages verlängert, um den ihr Ertrag 150 % des Referenzertrages unterschreitet. Für die berechneten Varianten werden die Anlagen bis 2.100 Vollbenutzungsstunden über den gesamten Betrachtungszeitraum (240 Monate) mit dem erhöhten Vergütungssatz von 8,36 ct je eingespeister kWh vergütet. Bei 2.300 Vollbenutzungsstunden je Jahr wird diese Einspeisevergütung 231 Monate gewährt und beträgt für die Restlaufzeit 5,50 ct/kWh (im Mittel 8,24 ct/kWh).

4.7.3 Bewertung der Ergebnisse

Windkraftanlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 MW können unter den gesetzten Randbedingungen und bei bestehender EEG-Vergütung rentabel betrieben werden. Neben den Volllaststunden korrelierend mit dem Referenzertrag haben die Investitionskosten einen gro-

ßen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, da der investiv bedingte Anteil etwa 65 % beträgt. An den Investitionskosten selbst ist die Windkraftanlage an sich mit über 80 % die größte Position.[Gasch/Twele 2005] Die Kostensenkungspotenziale für Windenergieanlagen stagnieren jedoch in Deutschland weitgehend [DLR/IFEU/WI 2004], so dass bei bestehender EEG-Vergütung zunehmend Windkraftanlagen mit einer größeren elektrischen Leistung betrieben werden. Aufgrund der im EEG festgelegten Degression der Vergütung von jährlich 2 % bei gleichzeitig stagnierenden Preisen wird der kostendeckende Betrieb einer Windkraftanlage zunehmend schwieriger.

Größere Anlagen, wie die betrachtete Windkraftanlage der Leistungsklasse von 1,5 MW, die im Rahmen des Repowering errichtet werden, erreichen die Rentabilität bei bestehender EEG-Vergütung bei realistischen Vollbenutzungsstunden von 1.900 h/a bis zu einem Mischzinssatz von 7 %. Bei geringeren Vollbenutzungsstunden sind auch Repoweringanlagen in der Regel nicht rentabel. Aufgrund der degressiven Vergütung für Windkraftanlagen ist für die nächsten Jahre zu erwarten, dass sich die Zahl der Standorte verdichten wird und nur noch an windgünstigen Standorten Investitionen getätigt werden. Sollten diese Flächen jedoch planerischen Restriktionen unterliegen, wird ein weiterer Ausbau onshore nicht mehr möglich sein.

Ein Anreiz zum Repowering, unabhängig vom EEG, ist durch den Größeneffekt der Anlage gegeben, da die spezifischen Investitionskosten mit steigender Anlagenleistung sinken. Durch die geringen laufenden Betriebskosten von alten Windkraftanlagen bei gleichzeitiger Gewährung der EEG-Vergütung über 20 Jahre entstehen jedoch keine Anreize zum Abriss vorhandener Altanlagen.

4.7.4 Diskussion von Vergütungsdauer, Degressionsregelung und Beschränkung für Schwachwindgebiete

Für die Stromerzeugung aus Windenergie wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Zwar werden in der Literatur als technische Lebensdauer teilweise kürzere Zeiträume angegeben, bei vereinzelten Ersatzinvestitionen in die Anlagen (z. B. Getriebe, Generator) ist eine Nutzung der Anlage über 20 Jahre aber realistisch, so dass auch die Vergütungsdauer richtig angesetzt ist.

Nach Auslaufen der EEG-Vergütung wird die Rentabilität für einen Weiterbetrieb wesentlich von den dann erzielbaren Strommarktpreisen sowie von den Zeitpunkten großer Erstazinvestitionen abhängen.

In § 10 Abs. 5 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2005 um jährlich 2 % festgeschrieben. Diese Absenkung der Vergütungen entspricht allerdings nur teilweise der tatsächlichen Kostenentwicklung: Zwar können durch den Einsatz zunehmend größerer Windenergieanlagen in gewissem Umfang noch Skaleneffekte zur Kostensenkung beitragen, andererseits sind wesentliche Kostenkomponenten (z. B. Stahl als Rohstoff für Türme) in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Da die vorhandene Technik bereits erprobt und ausgereift ist, sind hier kaum noch neue Kostensenkungspotenziale zu erwarten, die die Inflation bei Rohstoffen und anderen Kosten kompensieren könnten.

Zur Beschränkungsregelung für Schwachwindgebiete (60%-Referenzgrenze) lässt sich feststellen, dass WKA in Gebieten mit einer Energieausbeute von weniger als 60% des Referenzertrages ohnehin nicht rentabel betrieben werden können. Die Grenze zur Rentabilität liegt derzeit erkennbar über dieserm Prozentsatz. Bei der untersuchten 1,0 MW-Anlage (Neuanlage) ist eine Rentabilität oberhalb 75 % des Referenzwertes gegeben, bei der 1,5 MW-Anlage (Repowering) oberhalb 65%. Das heißt, in Schwachwindgebieten würden schon aus Wirtschaftlickeitsgründen keine WKA errichtet werden. Damit ist die im Gesetz verankerte Grenze faktisch wirkungslos geblieben. Ihr ursprünglicher Zwck, den Landschaftsschutz zu unterstützen, wird von anderen Instrumenten umgesetzt (Vorrang- und Ausschlussgebiete, die in den Bundesländern durch die Raumordnung bzw. Regionalplanung festgelegt werden).

4.8 Windenergie (offshore)

Offshorewindanlagen können aufgrund des im Vergleich zum Festland stärkeren und gleichmäßigeren Windangebots zukünftig an Bedeutung gewinnen. In Deutschland ist bisher noch kein Offshorewindpark realisiert worden, so dass Kosten aus der Fachliteratur Schätzungen sind. In anderen Ländern werden bereits Offshorewindparks betrieben, die jedoch meist näher an der Küste stehen und nur bedingt mit den in Deutschland geplanten Anlagen vergleichbar sind. Daher können von diesen Anlagen keine belastbaren Vergleichsdaten gewonnen werden.

4.8.1 Windenergie-Anlagen (offshore) (§ 10 Abs. 3 EEG), küstennah

Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[MW_{el}]	3,6	
Investitionskosten	[Mio. €]	6,84	[DLR/IFEU/WI 2004] [Gasch/Twele 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	1.900	[DLR/IFEU/WI 2004] [Gasch/Twele 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	10,0	[DLR/IFEU/WI 2004]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.500	
Jahresstromproduktion effektiv	[MWh/a]	12.600	
Annahmen zum Standort		15 km Entfernung von der Küste = 8,1 SM (Seemeilen), Wassertiefe < 20 m	

Die spezifischen Investitionsnebenkosten beinhalten u.a. auch die Erschließung, Planung, Fundament und die Kosten der Netzanbindung, welche bei Offshorewindkraftanlagen mit zunehmender Küstenentfernung und Wassertiefe erheblich ansteigen.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **8,73 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Mischvergütung (7,94 ct/kWh[40]) nicht rentabel zu betreiben. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse (Abbildung 4-49) kann jedoch konstatiert werden, dass die Schwelle zur Rentabilität bei optimalen Windverhältnissen (d. h. hohe Vollaststundenzahl) überschritten werden kann.

[40] Berechnete Mischvergütung: Inbetriebnahmejahr 2006, 12 Jahre Vergütung 9,10 ct/kWh, ab 13. Jahr 6,19 ct/kWh, 20 Jahre Laufzeit.

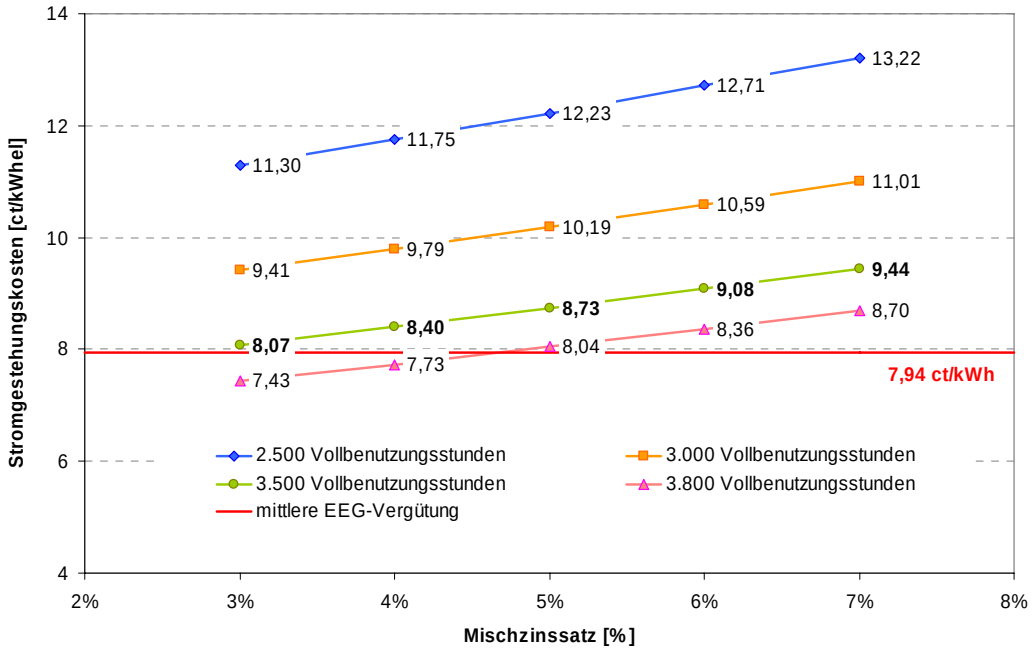


Abbildung 4-49 Stromgestehungskosten bei einer Offshore-Windkraftanlage von 3,6 MW (küstennah) in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

4.8.2 Windenergie-Anlagen (offshore) (§ 10 Abs. 3 EEG), küstenfern

Im Rahmen dieser Kategorie wurden die Stromgestehungskosten einer 3,6 MW Windkraftanlage mit einer Küstenentfernung von 45 km (24,3 SM) und einer Wassertiefe von 29 m berechnet.

Installierte Leistung	[MW_{el}]	3,6	
Investitionskosten	[Mio. €]	7,56	[DLR/IFEU/WI 2004] [Gasch/Twele 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	2.100	[DLR/IFEU/WI 2004] [Gasch/Twele 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	10,0	[DLR/IFEU/WI 2004]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.500	
Jahresstromproduktion effektiv	[MWh/a]	12.600	
Annahmen zum Standort			45 km Entfernung von der Küste (= 24,3 SM), Wassertiefe: 29 m

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben theoretische Stromgestehungskosten von **9,30 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-

Mischvergütung (8,86 ct/kWh[41]) unter Rentabilitätsgesichtspunkten nicht zu betreiben. In Abbildung 4-50 ist erkennbar, dass wie bei dem vorangegangenen Beispiel die Rentabilität unter optimalen Bedingungen knapp erreicht werden kann.

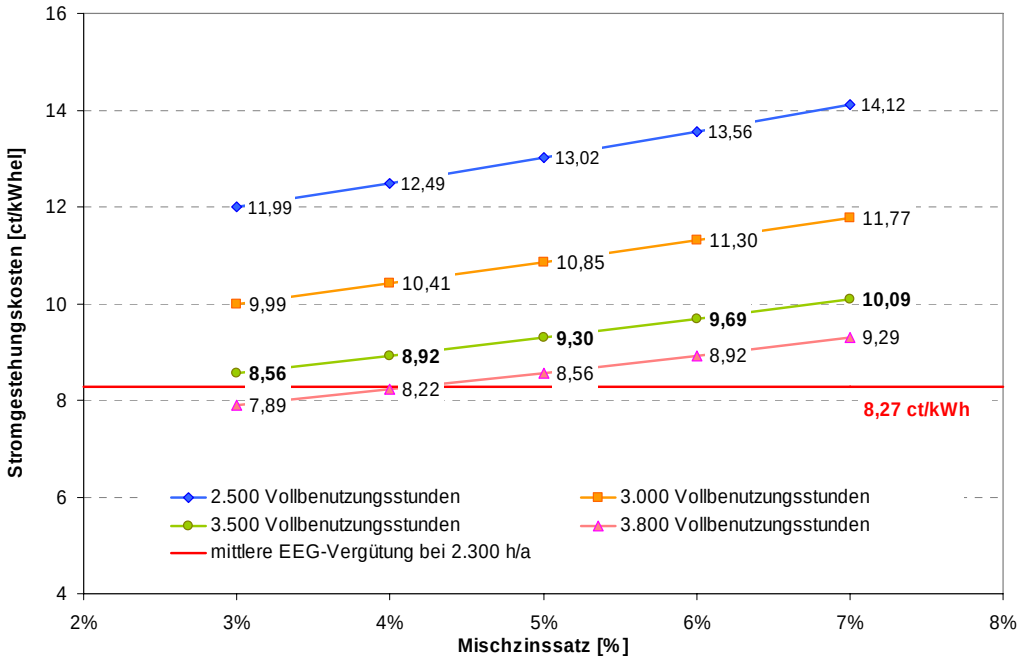


Abbildung 4-50 Stromgestehungskosten bei einer Offshore-Windkraftanlage von 3,6 MW (küstenfern) in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

4.8.3 Bewertung der Ergebnisse

Eine unsichere Eingangsgröße für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen bei Offshore-WKA stellen die Investitionskosten sowie die laufenden Betriebskosten (die jährlich als Anteil an den Investitionskosten errechnet werden) dar. Hier liegen noch keine definitiven Erfahrungen vor. In [Gasch/Twele 2005] wird zudem auf eine geringere technische Verfügbarkeit der WKA auf See im Gegensatz zu Anlagen an Land hingewiesen. Die Autoren gehen davon aus, dass die Betriebskosten auf See zwischen 33 % und 50 % höher liegen und die technische Verfügbarkeit von 92 % offshore gegenüber 98 % onshore beträgt, was sich in geringeren Volllaststunden als standortbedingt angenommen, ausdrücken kann. Inwieweit die zusätzlichen Ausgaben auf See durch höhere Energieerträge kompensiert werden, hängt also ent-

[41] Berechnete Mischvergütung: Inbetriebnahmejahr 2006, 12 Jahre Vergütung 9,10 ct/kWh, ab 13. Jahr 6,19 ct/kWh ; Fristverlängerung für erhöhte Einspeisevergütung für jede über 12 Seemeilen (SM) hinausgehende volle SM (um 0,5 Monate und für jeden vollen zusätzlichen Meter Wassertiefe über 20 m (um 1,7 Monate)

scheidend von den Windbedingungen am Standort und der Effizienz und Zuverlässigkeit der Anlagen ab.

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben, das am 27. Oktober 2006 in 3. Lesung verabschiedet wurde, wurden die Kosten für die Netzanbindung der Offshore-Windparks neu geregelt: Für alle Offshore-Windparks, mit deren Bau bis zum 31. Dezember 2011 begonnen wurde, sind die Netzanschlusskosten zukünftig von den Übertragungsnetzbetreibern zu tragen. Die Kosten hierfür werden bundesweit umgelegt [Reiche 2006]. Der Anteil der Netzanschlusskosten an den Gesamtinvestitionen beträgt je nach Entfernung zwischen 20 % und 30 %. Würde dieser Investitonsanteil nicht den Stromgestehungskosten zugerechnet werden, wird ein zusätzlicher Anreiz zur Errichtung von Offshore-Anlagen geschaffen.

4.8.4 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus Windenergie wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Zwar liegen für Offshore-Windenergie noch keine Betriebserfahrungen über solche Zeiträume vor, es erscheint jedoch nicht sachgemäß, die Vergütungsdauer für Windenergieanlagen offshore anders zu regeln als für dieenigen an Land. Insofern wird kein Änderungsbedarf gesehen.

Aussagen über Stromerlöse nach Auslaufen des EEG können derzeit noch nicht gemacht werden, da noch keine Erfahrungen zur Lebensdauer der Anlagen vorliegen.

In § 10 Abs. 5 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2008 um jährlich 2 % festgeschrieben. [DLR/IFEU/WI 2004] geht davon aus, dass es zukünftig Möglichkeiten der Kostenreduzierung im Offshorebereich gibt, so dass eine Rentabilität gegeben sein könnte. Die Tatsache, dass hier hinsichtlich der Randbedingungen eine neue Technologie und verglichen mit den Onshore-Windenergieanlagen eine neue Größenklasse eingeführt werden, spricht ebenfalls dafür, dass die Kosten im Vergleich zu den ersten projektierten Anlagen zukünftig zurückgehen werden. Mit Blick auf die Degression der Einspeisevergütung nach EEG ab 2008 lässt sich feststellen, dass damit einhergehende Kostenreduzierungen jedoch erst mit einem zeitlichen Verzug über 2008 hinaus greifen können, da es noch keine Referenzanlagen mit Erfahrungspotenzial gibt. Somit sollte die Degressionsregelung erst dann greifen, wenn mindestens zwei Jahre Betriebserfahrung mit vorhandenen Offhore-Windparks vor der deutschen Küste gesammelt werden konnten.

4.9 Solare Strahlungsenergie

Daten zur Rentabilität von Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie konnten überwiegend aus Erfahrungswerten laufender und abgeschlossener Projekte des IE gewonnen werden. Diese werden auch durch die Fachpresse gestützt (z. B. Marktübersichten und Vorstellung von Beispiel-Anlagen in der Zeitschrift „Photon“, z. B. [Janzing 2005]). Eine Fotovoltaik-Freiflächenanlage mit 2 MW installierter Leistung wurde als Musterfall der Anlagen aus der niedrigsten Vergütungsklasse berechnet. Für Dachanlagen entfällt der größte Teil des Marktes auf kleinere Anlagen (bis zu 30 kW Leistung nach § 11 Abs. 2 Nr. 1 EEG). In diesem Segment bestehen jedoch bereits deutliche Unterschiede zwischen Kleinanlagen um 3 kW, (häufig auf privaten Wohngebäuden), und mittleren Anlagen um 20 kW, wie sie in den letzten Jahren häufig auf Dächern gewerblich genutzter Hallen oder landwirtschaftlicher Gebäude installiert wurden. Die Anlagengröße 20 kW stellt daher eine eigene Variante in dieser Größenklasse dar. Dachanlagen von mehr als 30 kW treten seltener auf, als Spezialfall wurde eine Anlage von 100 kW Leistung berechnet, wie sie gelegentlich auf Dächern von Fabriken oder Messehallen anzutreffen ist. Noch größere Dachanlagen wurden nicht berechnet.
Der angesetzte mittlere Jahresertrag berücksichtigt die Bandbreite der Regionen, in denen die Anlagen typischerweise errichtet werden (v. a. Süddeutschland und strahlungsreiche Teilregionen in Sachsen und Brandenburg). In einigen deutschen Regionen (z. B. Westerwald, Harz) ist die Strahlung deutlich niedriger, weshalb dort nur sehr wenige Anlagen errichtet wurden.

4.9.1 Fotovoltaik-Freiflächenanlagen (§ 11 Abs. 1 EEG)

Im Rahmen dieser Kategorie wurden die Stromgestehungskosten einer 2 MW_{el}-Freiflächen-Fotovoltaikanlage berechnet und Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Vollbenutzungsstunden und des Zinssatzes durchgeführt. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[$MW_{p,el}$]	2,0	
Investitionskosten	[Mio. €]	7,41	[EnBW 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	3.707	[EnBW 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)			
Instandhaltung	[%/a]	0,05	
Versicherung	[%/a]	1	[EnBW 2005]
Personalkosten	[MA/a]	0,5	
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden (Freifläche)	[h/a]	1.000	[EnBW 2005] und eigene

Der Wert für die Investitionskosten liegt am unteren Ende der Bandbreite vorhandener Erfahrungswerte aus laufenden Untersuchungen, steht damit aber mit den erwarteten Skaleneffekten in Einklang, die auch bei kleineren Anlagen berücksichtigt wurden. Die Betriebskosten sind bei Fotovoltaikanlagen dieser Größe sehr gering und wurden auf 0,05 % der Investitionskosten geschätzt.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **35,79 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (40,59 ct/kWh) rentabel zu betreiben. Nachfolgend sind in Abbildung 4-51 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt:

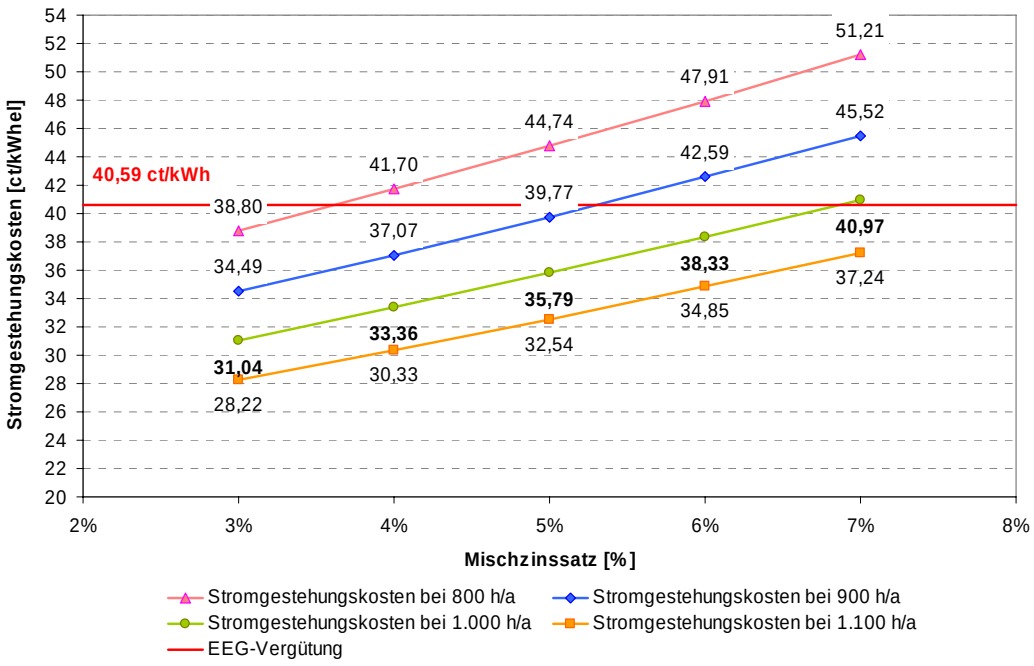


Abbildung 4-51 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Freiflächenanlage von 2 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Es zeigt sich, dass Anlagen über 900 Volllaststunden pro Jahr beim Basiszinssatz von 5 % rentabel zu betreiben sind. Sinkt die Zahl der Volllaststunden unter 900 kann eine Rentabilität nur bei günstigen Finanzierungskonditionen erreicht werden. Dieses Ergebnis entspricht der Erfahrung, dass Freiflächenanlagen sich zunehmend auf die einstrahlungsstärksten Standorte Deutschlands konzentrieren.

4.9.2 Fotovoltaik-Dachanlagen bis zu 30 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 1 EEG)

Als typische Fotovoltaik-Anlage wurde eine Anlage von **0,003 MW** betrachtet, welche auf einem Gebäudedach installiert ist.Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Ausgangswerte für alle Varianten verwendet:

Installierte Leistung	[$MW_{p, el}$]	0,003	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,0132	[EnBW 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	4.400	[EnBW 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	0,02	[EnBW 2005]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	900	[EnBW 2005] und eigene

Die Betriebskosten sind bei kleinen Fotovoltaikanlagen sehr gering und wurden auf 0,02 % der Investitionskosten geschätzt. Versicherungskosten fallen nicht an, da eine Versicherung bei der angenommenen Anlagengröße untypisch ist.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben Stromgestehungskosten von **39,34 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (51,8 ct/kWh) rentabel. In Abbildung 4-52 sind die berechneten Stromgestehungskosten im Zuge der Sensitivitätsanalyse dargestellt:

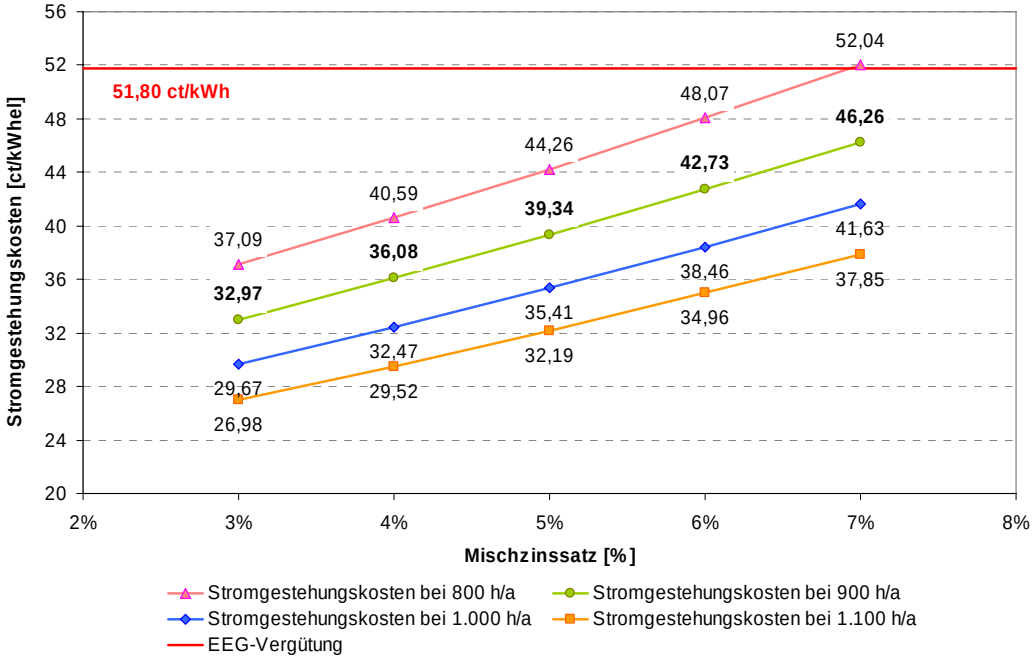


Abbildung 4-52 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Dachanlage von 0,003 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Es zeigt sich, dass selbst unter konservativen Annahmen eine Dachflächenanlage in der typischen Leistungsklasse um 3 kW_p unter Rentabilitätsgesichtspunkten zu betreiben ist. Tatsächlich konzentrieren sich die Investitionen in Fotovoltaik-Anlagen heute in Regionen, in denen höhere Jahreserträge als 800 kWh/kW erreicht werden können. Hier ist die Rentabilität dieser Anlagen auch 2006 weiter gegeben.

In einer weiteren Berechnung wird eine größere Anlage mit **0,02 $W_{el, p}$** betrachtet, die aufgrund von Skaleneffekten bereits zu niedrigeren spezifischen Investitionskosten errichtet werden kann. Folgende Ausgangswerte wurden für diese Variante angenommen:

Installierte Leistung	[$MW_{p, el}$]	0,02	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,078	[EnbW 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	3.900	[EnbW 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	0,02	[EnbW 2005]
Versicherungskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	1,0	[EnbW 2005]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	900	

Die niedrigeren spezifischen Investitionskosten führen zu Stromgestehungskosten von **39,94 ct/kWh**. Dabei macht im gewählten Beispiel allein die Einbeziehung der Versicherungskosten rund 5 ct/kWh aus und führt so zu einer Überkompensation der niedrigeren spezifischen Investitionskosten. Die Vergütung des Jahres 2006 ist für eine solche Anlage kostendeckend. Tatsächlich können z. B. Anlagen landwirtschaftlicher Betriebe zudem mit deutlich zinsgünstigeren Krediten finanziert werden [Siemer 2005]. Die Senkung des Mischzinssatzes gegenüber der dargestellten Variante ist somit realistisch und führt dazu, dass derartige Anlagen heute gewinnbringend betrieben werden können.

4.9.3 Gebäudeintegrierte Fotovoltaikanlagen bis zu 30 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 1 EEG) mit Fassaden-Bonus (§ 11 Abs. 2 Satz 2 EEG)

Als typische Fotovoltaik-Anlage wurde eine Anlage mit einer Leistung 0,003 MW mit untenstehenden Rahmendaten betrachtet, welche an der Gebäudefassade installiert ist.

Installierte Leistung	[$MW_{p, el}$]	0,003	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,0132	[EnbW 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	4.400	[EnbW 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	0,02	[EnbW 2005]
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	600	

Für die spezifischen Investitionskosten wurden die Werte von Dachanlagen übernommen, im Einzelfall kann es bei gebäudeintegrierten Anlagen hier jedoch zu erheblichen Abweichungen nach oben kommen. Da diese jedoch vom Einzelfall abhängen, wurde hier nur dieser Standardfall angenommen. Die mittleren Volllaststunden wurden mit 600 h/a angenommen, da Fassadenanlagen durch ihre senkrechte Montage die Globalstrahlung im Vergleich zu Dachanlagen schlechter ausnutzen und im Tagesgang gegenüber Dachanlagen häufiger Schattenphasen ausgesetzt sind.

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben theoretische Stromgestehungskosten von **59,01 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (56,8 ct/kWh[42]) nicht rentabel zu betreiben. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 4-53 lassen darauf schließen, dass unter einer optimalen Ausnutzung der Sonneneinstrahlung (Südlage) und guten Finanzierungsmöglichkeiten eine Rentabilität erreicht werden kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die meisten Fassadenanlagen etwas höhere Investitionskosten als Dachanlagen aufweisen (hier wurde eine Gleichheit angenommen), so dass die Wahrscheinlichkeit, mit solchen Anlagen kostendeckend zu arbeiten, nochmals deutlich sinkt.

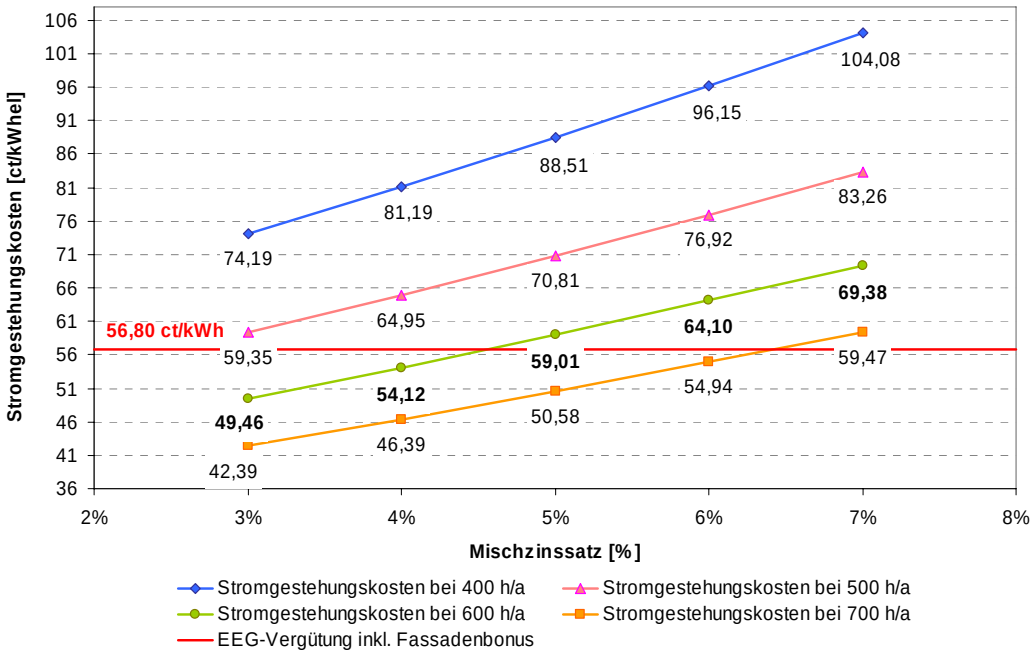


Abbildung 4-53: Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Fassadenanlage von 0,003 MW in Abhängigkeit von Zinssatz den Vollbenutzungsstunden

[42] EEG-Vergütung in Höhe von 51,8 ct/kWh zuzüglich Fassadenbonus in Höhe von 5 ct/kWh

4.9.4 Fotovoltaik-Dachanlagen mit bis zu 100 kW Leistung (§ 11 Abs. 2 Nr. 2 EEG)

Als typische größere Fotovoltaik-Anlage wurde eine Anlage mit einer Leistung von knapp **0,1 MW** betrachtet, welche auf dem Gebäudedach installiert wurde. Nachfolgene Ausgangswerte sind Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Installierte Leistung	[$MW_{p, el}$]	0,0999	
Investitionskosten	[Mio. €]	0,383	[EnbW 2005]
Spezifische Investitionskosten	[€/kW_{el}]	3.820	[EnbW 2005]
Betriebskosten (bezogen auf Investitionskosten)	[%/a]	0,02	[EnbW 2005]
Versicherungskosten	[%/a]	1	
Betrachtungszeitraum	[a]	20	
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	900	

Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalysen

Die Berechnungen ergeben theoretische Stromgestehungskosten von **39,16 ct/kWh**. Somit ist diese Anlage zur Stromerzeugung unter Beachtung der Randbedingungen und der EEG-Vergütung des Jahres 2006 (49,28 ct/kWh) rentabel zu betreiben.

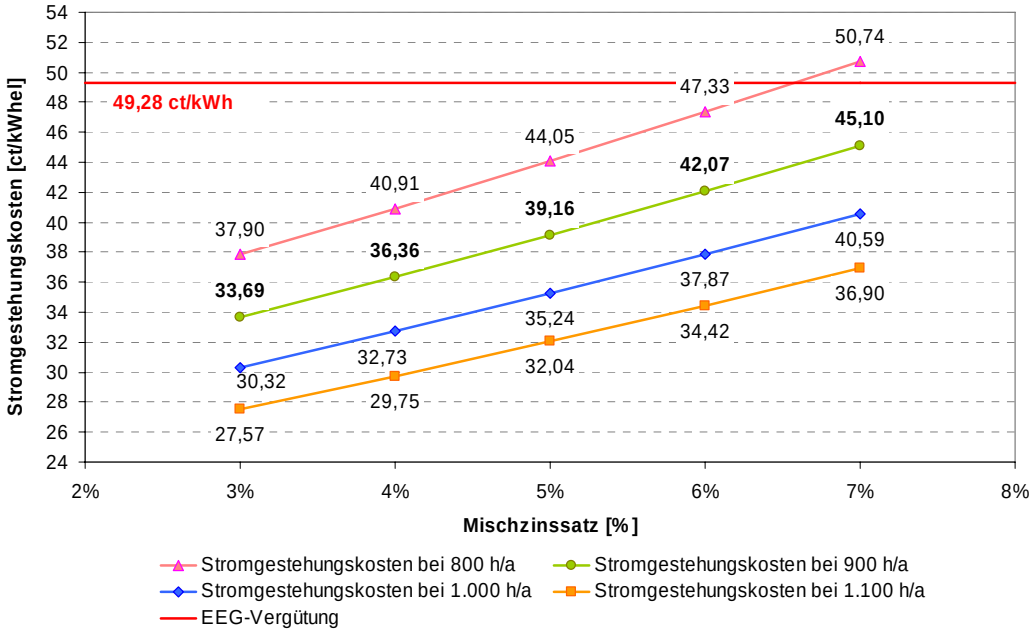


Abbildung 4-54 Stromgestehungskosten bei einer Fotovoltaik-Dachanlage von knapp 0,1 MW in Abhängigkeit von Zinssatz und Vollbenutzungsstunden

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 4-54 lassen erkennen, dass derartige Anlagen auch unter ungünstigeren Bedingungen noch rentabel betrieben werden können. Sinken jedoch die Jahresvolllaststunden unter einen kritischen Wert von 800 h/a, wird ein rentabler Betrieb gefährdet.

4.9.5 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse bestätigen die Tendenz des Marktes, die auch von den befragten Akteuren wiedergegeben wurde, dass sich der Fotovoltaikmarkt zunehmend auf die besonders attraktiven Marktsegmente konzentriert, d. h. auf größere Dachanlagen. Fassadenanlagen werden auch weiterhin ein Nischenprodukt bleiben, da die erhöhte Vergütung des EEG die ungünstigeren Einstrahlungswinkel sowie die teils deutlich höheren Investitionskosten nicht zu kompensieren vermag und derartige Investitionen von potenziellen Betreibern als eher risikoreich eingestuft werden.

Die Rentabilität der Freiflächenanlagen in Deutschland hat durch die starke Degression der Vergütung von 6,5% p. a. eine Grenze erreicht, so dass die meisten Akteure diese Aktivitäten derzeit im Ausland fortsetzen, wo die Rentabilität leichter darstellbar ist (z. B. Spanien). Zudem führt die aktuelle Knappheit des Grundstoffes Silizium sowie aller darauf aufbauenden Produkte dazu, die auf dem Markt verfügbaren Kapazitäten an Modulen dort zu installieren, wo die Vergütung und Rentabilität am höchsten ist, also auf Dachanlagen.

Einen starken Einfluss auf die Rentabilität hat neben den Einstrahlungsbedingungen des Standortes auch der Zinssatz bei der Finanzierung. In diesem Zusammenhang ist es von großer Bedeutung, dass derzeit Möglichkeiten zur Finanzierung von Fotovoltaikanlagen mit Zinssätzen von 4 % und weniger bestehen [Siemer 2005]. Damit kann erklärt werden, dass die Expansion des Fotovoltaik-Sektors trotz der – im Vergleich zu anderen Energieträgern – starken Degression der Vergütungssätze auch 2005 und 2006 nicht zum Stillstand gekommen ist, und dies obwohl die hohe Nachfrage und dadurch ausgelöste Knappheit an Modulen zeitweise zu Preissteigerungen geführt hat, nachdem die Solarindustrie in anderen Jahren die absehbaren Degressionen durch Kostensenkungen kompensieren konnte.

4.9.6 Diskussion der Vergütungsdauer und der Degressionsregelung

Für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wurde die Zahlung der EEG-Vergütung durch § 12 Abs. 3 EEG auf 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben. Diese Vergütungsdauer ist gerechtfertigt, weil die Hersteller inzwischen auch Garantien für entsprechend lange Zeiträume geben. Aus [Sander et al. 2004] kann abgeleitet werden, dass die technische Lebensdauer der Module noch wesentlich länger gegeben ist, da sie keine beweglichen Teile haben und im Betrieb auch zu keinen Stoffströmen (der Ver- und Entsorgung) führen. Sofern keine menschlichen Einwirkungen eintreten (wie z. B. Abriss des Da-

ches, auf dem die Anlage installiert ist), können die Module vom Grundsatz her so lange Strom produzieren, bis sie verwittern. Insofern wäre es auch möglich, die Vergütung über einen noch längeren Zeitraum zu gewähren. Da sich aber die Finanzierungs- und Abschreibungszeiträume bereits bewährt haben und eine Vergütung auch in anderen Ländern Europas nirgends länger als 20 Jahre gezahlt wird, erscheint eine Änderung dieser Vergütungsdauer nicht sinnvoll.

Da nach Auslaufen der EEG-Vergütung nur noch deutlich geringere Erlöse erzielt werden können, dürften die Betreiber der Anlagen den Strom anschließend noch so lange zu Marktpreisen verkaufen, wie keine Ersatzinvestitionen anfallen.

In § 11 Abs. 5 EEG wird eine jährliche Absenkung der Vergütung für Neuanlagen ab dem 1.1.2005 um jährlich 5 % festgeschrieben, für Freiflächenanlagen wurde ab dem 1.1.2006 eine Absenkung der Vergütung für Neuanlagen um 6,5 % jährlich festgelegt. Die letztere Festlegung hatte zur Folge, dass der Markt für Freiflächenanlagen, der 2004 neu entstanden war, in den Folgejahren kaum expandierte, da mit Dachanlagen höhere Renditen zu erzielen waren. Konflikte mit dem Landschaftsschutz wurden nur selten bekannt und führten in den meisten Fällen zu Verzicht auf die Nutzung einer Fläche für Freiflächenanlagen. Um die mittleren Kosten für Fotovoltaikstrom insgesamt nicht so stark vom hohen Vergütungssatz für Dachanlagen dominieren zu lassen, wäre es daher sinnvoll, die Degression für beide Typen von Anlagen wieder einheitlich zu gestalten. Da die Preise nach einer Phase des Nachfrageüberhangs mit steigenden Preisen inzwischen wieder nachgeben und die Solarindustrie weitere Innovationen zur Kostensenkung entwickelt hat, ist damit zu rechnen, dass die Branche auch eine Vereinheitlichung der Degressionssätze auf dem Nieveau von 6,5 % p. a. bewältigen wird.

4.10 Gesamtüberblick

Die Analyse hat gezeigt, dass die meisten erneuerbaren Energien in Deutschland durch das EEG sowie dessen Novelle einen starken Aufschwung genommen haben und ihre Nutzung weiter zunimmt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zeigen jedoch nicht für alle Anlagen, dass die Vergütung für deren Betrieb tatsächlich kostendeckend ist, so dass einige Nutzungstechnologien weiter wachsend installiert werden, obwohl die Wirtschaftlichkeitsberechnung darauf hindeutet, dass die EEG-Vergütungen keine oder nur eine knappe Kostendeckung erlauben (Abbildung 4-55 und 4-56).

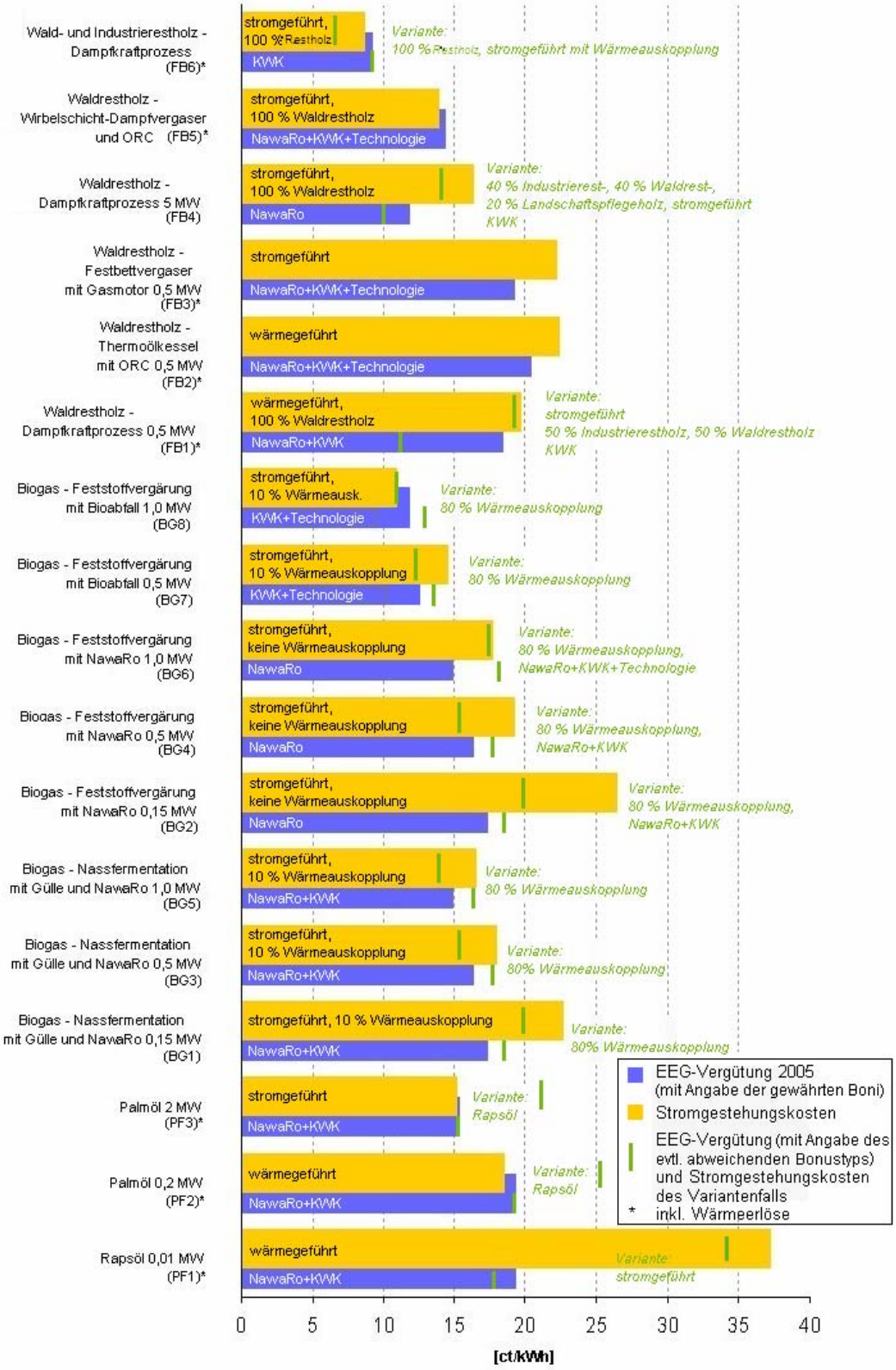


Abbildung 4-55 **Vergleich der Stromgestehungskosten (jeweils im Referenzfall und einer relevanten Variante) von Anlagen zur Biomassenutzung mit der EEG-Einspeisevergütung, Spannweiten vgl. Kapitel 5.4**

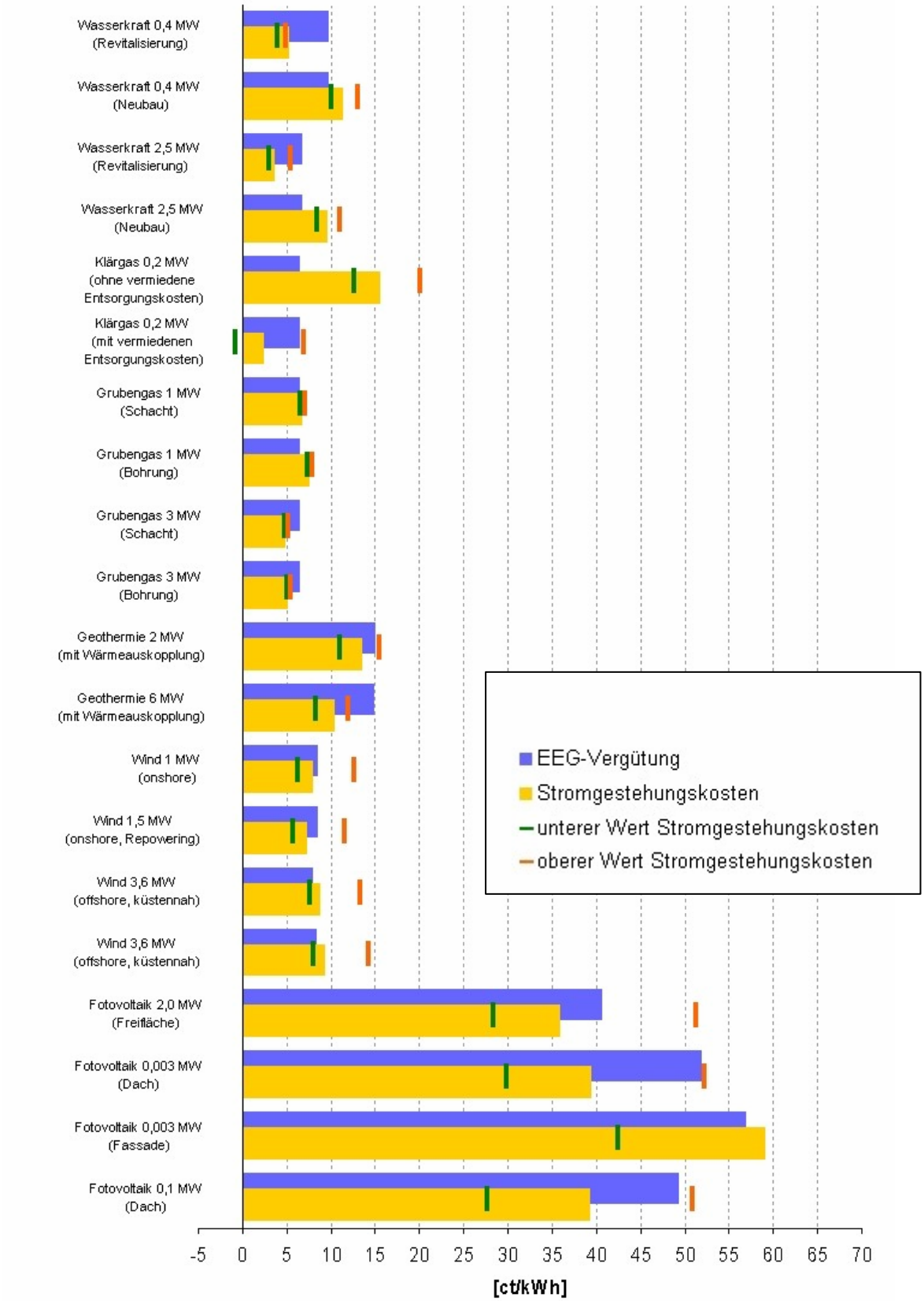


Abbildung 4-56 Vergleich der Stromgestehungskosten (jeweils im Basis- bzw. Referenzfall) von Anlagen mit erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) mit der EEG-Einspeisevergütung

Verschiedene Gründe können hierfür ausschlaggebend sein:

- Die veröffentlichten **Preise für die Anlagen** können in einigen Fällen durch Verhandlungen zwischen Investoren und Anlagenbauern gesenkt werden. Die offiziell bekanntgegebenen Preise werden damit für unterschiedliche Standorte in unterschiedlichem Maße durch individuelle Preisverhandlungen unterschritten. Die Ergebnisse dieser Einzelfallverhandlungen sind weder bekannt noch verallgemeinerbar, so dass sich genauere Angaben nicht abschätzen lassen. Im Bereich der Biomasse wurden daher in den betreffenden Graphiken auch die Investitionskosten variiert, um den Einfluss dieser Größe darzustellen. Nach Erkenntnissen des IE aus der Praxis (z. B. bei Biogasanlagen) gilt, dass Investoren zwar mit den Anlagenbauern verhandeln, aber damit rechnen müssen, dass sie für niedrigere Preise schlechtere Anlagen erhalten, die dann höhere Wartungskosten zur Folge haben. In Einzelfällen kann es auch Mengenrabatte geben, wenn ein Investor gleich eine ganze Serie von Anlagen bauen möchte. Die Preisspielräume sind allerdings oft dennoch nur gering.
- Bei der Einführung neuer Technologien waren noch nicht alle **späteren Risiken** bekannt, die heute in der Vollkostenrechnung berücksichtigt werden. Die finanzierenden Banken prüfen die Kreditanträge zwar genau, können aber zur Rentabilität finanzierter Investitionsobjekte keine vollständig sicheren Prognosen abgeben. Gerade in der Einführungsphase neuer Technologien wurden oftmals bestimmte Ersatzinvestitionen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung unterschätzt. Auch können Prognosen der Anlagenhersteller über die Anlagenverfügbarkeit bei neuen Technologien zu hoch angesetzt sein und damit die Entscheidung der Kreditinstitute beeinflussen.
- Insbesondere im Bereich der Landwirtschaft werden bei Errichtung und Betrieb von Anlagen (v. a. Biogas und Fotovoltaik) zahlreiche **Eigenleistungen nicht monetarisiert**. Die im Rechenmodell korrekt wiedergegebene Vollkostenrechnung findet in der Praxis nicht statt, weil etwa die anteilige Abschreibung von landwirtschaftlichen Maschinen, die für den Anbau von Biogassubstraten benötigt werden, nicht berücksichtigt wird. Auch die **Nutzung bereits vorhandener Gebäude** als Lager oder die Nutzung von Arbeitskraft wird bei zahlreichen Betrieben als deutlich billiger oder als Grenzkostenrechnung gratis angesetzt. Damit erreichen die Anlagen aus Sicht der Betreiber eine Rentabilität wesentlich schneller als in der betriebswirtschaftlichen Vollkostenkalkulation. Tatsächlich bringen landwirtschaftliche Betriebe oft günstige Vorausset-

zungen mit, wenn etwa nicht mehr als Ställe benötigte Räumlichkeiten ohne weitere Umbauten für die erwartete Betriebsdauer einer Biogasanlage als Lager zur Verfügung stehen. Die Vollkostenrechnungen sind damit nicht für alle Betreiber in gleichem Maße gültig. Als Beispiel zeigt Abbildung 4-57 den Unterschied zwischen einer Biogasanlage, für die ein Substratlager gebaut werden muss und einer gleichartigen Anlage, bei der auf ein vorhandenes Lager zurückgegriffen werden kann. Ohne Lager werden Stromgestehungskosten von 16,8 ct/kWh erreicht, mit Lager sind es 18,0 ct/kWh. Der Erlös aus dem EEG beträgt im Beispiel 16,35 ct/kWh.

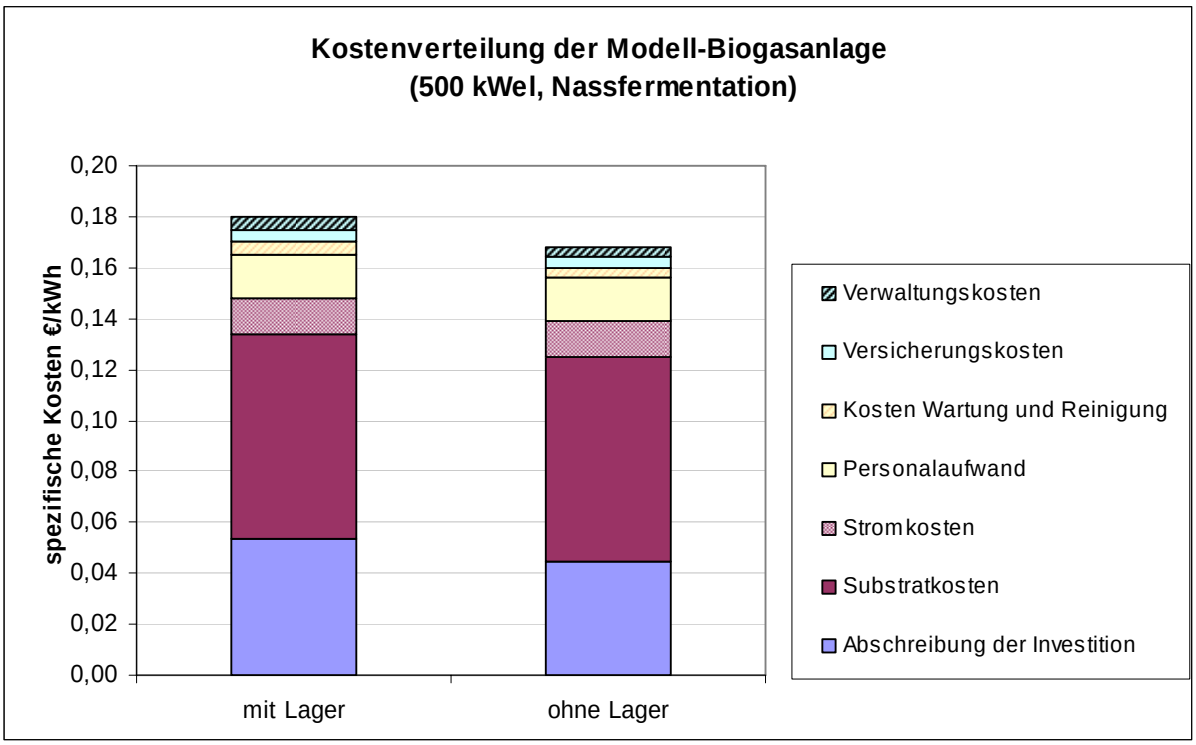


Abbildung 4-57 Kostenbestandteile der Stromgestehungskosten einer Biogasanlage mit und ohne Kosten für ein Lager.

Für die Kleinwasserkraft aus revitalisierten Altanlagen, Klärgas, Geothermie, Onshore-Windenergie und Fotovoltaik (außer an Fassaden) sind rentable Anlagen unter den Referenzannahmen möglich. Dabei liegen die Vergütungen in der richtigen Größenordnung, sind aber nicht für alle Standorte rentabel, weil die natürlichen Standortbedingungen regional erheblich abweichen. Dies gilt v. a. für die Windenergie und für die Fotovoltaik, wo die Erträge von der jährlichen Globalstrahlung abhängen, die regional stark variiert.

4.11 Entwicklungen im direkten Zusammenhang mit der EEG-Novelle 2004

Die Bewertung der Rentabilität sowie der wirtschaftlichen Entwicklung der Branche bezieht sich jeweils auf die aktuell (2006) geltende Fassung des EEG. Einige dieser Aussagen gelten zeitunabhängig und wären auch unter den Voraussetzungen der ersten Fassung des EEG (2000) gültig. An folgenden Stellen jedoch zeichnet sich ab, dass die Entwicklung durch die Novelle des EEG im Jahr 2004 wesentlich beeinflusst wurde:

- Die erstmalige Einbeziehung der (Kapazitätsausweitung der) großen Wasserkraft ermöglicht in einzelnen Fällen neue Großprojekte. Die Planungen für solche Großprojekte sind jedoch bisher noch nicht bis zur Inbetriebnahme gelangt.
- Im Bereich der Biomasse hat das Bonussystem dazu geführt, dass die Investoren versuchen, möglichtst viele der Boni miteinander zu kombinieren und damit deutlich höhere Vergütungen zu erzielen als es nach dem EEG des Jahres 2000 möglich war. Im Bereich der Biogaserzeugung wurde ein Boom ausgelöst, wobei sich ein Trend abzeichnet, verstärkt nachwachsende Rohstoffe speziell zu diesem Zweck anzubauen. Im Pflanzenölbereich kann eine Entwicklung hin zu Anlagen auf der Basis von importeren Pflanzenölen beobachtet werden, die bevorzugt im Umfeld von Seehäfen errichtet werden. Der Zubau von Anlagen zur Nutzung fester Bioenergieträger, insbesondere von Altholz, wurde dagegen durch die Novelle 2004 eher gebremst.
- Im Bereich der Geothermie hat die durch die Novelle 2004 erhöhte Vergütung dazu geführt, dass die Anzahl der Akteure und Projekte zur geothermischen Stromerzeugung angestiegen ist, Verzögerungen beim Projektvorlauf haben jedoch dazu geführt, dass seit dem Inkrafttreten der Novelle bis Herbst 2006 noch keine neue Anlage in Betrieb gegangen ist.
- Bei der Fotovoltaik werden seit dem Vorschaltgesetz, das der EEG-Novelle entspricht, höhere Vergütungen für Dachanlagen gezahlt und erstmals Freiflächenanlagen zugelassen. Dies hat dazu geführt, dass sich die Rentabilität der Dachanlagen verbessert hat und auch in Freiflächenanlagen investiert wurde. Durch die festgelegte stärkere Degression der Freiflächenanlagen hat dieses Marktsegment zuletzt wieder Marktanteile an der jährlich neu hinzugebauten Leistung verloren.
- Nur geringen Einfluss hatte die Novelle 2004 auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie sowie Klär-, Deponie- und Grubengas.

5 Bewertung und Empfehlungen

5.1 Bewertung und Empfehlungen für zukünftige Einspeiseregelungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen haben gezeigt, dass es auch unter Berücksichtigung der durchgeführten Sensitivitätsanalysen nicht möglich ist, alle **Standortfaktoren und Markteinflüsse** auf die Gestehungskosten in einer Kennziffer je Technologie zu komprimieren bzw. für alle denkbaren Anlagenkonfigurationen abzubilden.

- Zu den **Standortfaktoren** zählen z. B. die Verfügbarkeit von Wärmeabnehmern, das natürliche Energiedargebot (z. B. Einstrahlung) oder baurechtliche Festlegungen (z. B. Höhen- und Flächenbegrenzungen bei Windparks).
- Zu den **Markteinflüssen** zählen z. B. die Stahlpreise auf dem Weltmarkt (relevant für den Anlagenbau insgesamt, bei stahlintensiven Anlagen wie Türmen für Windenergieanlagen besonders), das Biomasseaufkommen und dessen Preisentwicklung oder die Verfügbarkeit von Silizium für die Fotovoltaikindustrie. Hinzu kommen für importierte Rohstoffe Währungsschwankungen.

Weiterhin lassen sich die individuellen Kostenansätze der Betreiber nicht standardisieren und auch die Ertragsanforderungen der Investoren unterscheiden sich deutlich.
Damit bleiben alle Aussagen – auch unter Berücksichtigung der Sensitivitätsanalysen – weiter von Eingangsgrößen abhängig, die starken räumlichen und zeitlichen Schwankungen unterworfen sind.

5.1.1 Möglichkeiten und Grenzen der Differenzierung im Gesetzestext

Es werden nachfolgend einige Punkte aufgeführt, in denen eine weitere Differenzierung im Gesetzestext sinnvoll erscheint, um die relative Benachteiligung oder Bevorzugung bestimmter Technologien auszugleichen. Aufgrund der zeitlich und räumlich schwankenden Eingangsgrößen wird dies aber nicht verhindern können, dass es weiterhin Gewinner und Verlierer bestimmter Regeln gibt, weil der Gesetzgeber prinzipiell kein Regelwerk bereitstellen kann, das allen Beteiligten in jeder Hinsicht gerecht wird.
Eine weitere Differenzierung der Anlagentechnologien kann durchaus auch negative Folgen haben. So könnte sie die Nachvollziehbarkeit der Regeln erschweren und zu noch größerer

Unübersichtlichkeit führen. Auch hat sich gezeigt, dass jede vorhandene Regel die Kreativität anregt, um deren ursprüngliche Intention rechtskonform zu umgehen. So ist beispielsweise die Rentabilität von Pflanzenöl-Kraftwerken mit heimischen Pflanzenölen mit dem geltenden EEG nicht erreichbar, so dass die Investoren auf preisgünstigere importiere Pflanzenöle ausweichen. Dies senkt im Vergleich zu fossilen Importenergieträgern weder den Transportaufwand noch die Importabhängigkeit. Soll dies vermieden werden, wäre eine Einschränkung der Vergütungsregelung nötig, nach der nur einheimische Pflanzen eingesetzt werden dürften. Inwieweit diese Regelung mit dem europäischen Wettbewerbsrecht in Einklang stünde, wäre zusätzlich zu prüfen. Zudem wäre ein hoher Verwaltungsaufwand erforderlich, um den Herkunftsnachweis der Biomasse zu erbringen und zu überprüfen. Ein weiteres Beispiel ist die Errichtung von Gebäuden mit Fotovoltaik-Dachanlagen, die ohne die erhöhte Vergütung für Dachanlagen nicht errichtet worden wären. Die Gebäudenutzung spielt im Beispiel nur eine untergeordnete Rolle. Umgangen wird in diesem Fall die angestrebte Preissenkung für Fotovoltaik-Freiflächenanlagen.

Empfehlung

Grundsätzlich kann nicht empfohlen werden, jede Schwachstelle des EEG mit weiter differenzierenden Regelungen zu präzisieren. Bereits durch die Novelle 2004 wurde gegenüber der ersten Fassung des EEG aus dem Jahr 2000 eine starke Differenzierung erreicht. An der Regelungstiefe sollten daher Veränderungen nur noch in Ausnahmefällen erfolgen.

5.1.2 Abhängigkeit der verschiedenen Energiearten vom EEG

Keine der unter das EEG fallenden Anlagen könnte ohne weiteres auf die Vergütung verzichten. Eine Verringerung der Vergütungssätze würde die verschiedenen Branchen des Anlagenbaus allerdings in unterschiedlich starkem Maße treffen.

Die geringste Abhängigkeit von den Vergütungen besteht offenbar bei der Nutzung von **Klärgas und Deponiegas**. Hier stellen die Vergütungen nach dem EEG nur eine untergeordnete Komponente im wirtschaftlichen Betrieb der Kläranlagen und Deponien dar. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass allein die vermiedenen Entsorgungskosten bei Kläranlagen bereits zur Rentabilität führen.

Da bei Kläranlagen jedoch weiterhin der größte Teil des erzeugten Stromes dem Eigenbedarf dient (Strombezugskosten annähernd in gleicher Größenordnung wie EEG-Vergütung), wird damit gerechnet, dass für den Fall des Wegfalls der garantierten Einspeisevergütung nur geringe negative wirtschaftliche Effekte auftreten würden.

Im Fall von Deponiegas haben die veränderten abfallrechtlichen Rahmenbedingungen dafür gesorgt, dass mit neuen Anlagen ohnehin nur noch für den kurzen Zeitraum zu rechnen ist, in dem die letzten Deponien geschlossen werden.

Empfehlung

Da die Stromerzeugung aus Klärgas und aus Deponiegas von den Vergütungen durch das EEG nicht abhängig ist, können diese Technologien aus dem EEG gestrichen werden.

Bei den übrigen Energieträgern ist die Abhängigkeit der Betreiber vom EEG umso höher, je stärker die gezahlten Einspeisevergütungen vom Marktpreis für Strom abweichen. Als weiterer Effekt kommt hinzu, dass die Herstellungsbranchen einiger Anlagenarten (z. B. Fotovoltaik-Anlagen) eine stark spezialisierte Wertschöpfungskette aufweisen, deren Unternehmen ihren Absatzmarkt nicht ohne weiteres auf andere Produkte oder andere Energieträger umstellen können. Solche Branchen würden von geringeren Einspeisevergütungen erheblich betroffen, sofern sie nicht wesentliche Anteile ihres Umsatzes aus dem Exportgeschäft erwirtschaften können.

5.1.3 Höhe der Grundvergütung

Die Grundvergütung der unterschiedlichen Technologien bewegt sich grundsätzlich in der richtigen Größenordnung. Im Bereich der Wasserkraft hängt die Wirtschaftlichkeit primär von der Höhe der Anfangsinvestitionen ab. Hier könnten Anlagen, die mit geringen Investitionskosten modernisiert wurden, mit geringeren Vergütungen auskommen. Für Neubauten bringt die Vergütung dagegen nicht die ausreichenden Anreize.

Empfehlung

Wenn die Wasserkraft als grundlastfähige Energiequelle eine größere Rolle spielen soll, dann wird empfohlen, die Vergütung für Kleinwasserkraftwerke, die an neuen Standorten errichtet werden, um ca. 3 bis 4 ct/kWh anzuheben.

Eine Absenkung der Vergütung für revitalisierte Wasserkraftanlagen wird nicht empfohlen, weil deren Entwicklung durch andere Faktoren nur gebremst verlaufen ist. Hier können die aktuellen Vergütungssätze unverändert gelassen werden.

Die Grundvergütung für Geothermieanlagen erscheint nur dadurch als wirtschaftlich, weil die Abschreibung der Anlagen auf 30 Jahre bezogen ist. Die Vergütung nach EEG wird jedoch nur über 20 Jahre gezahlt, so dass für die gezahlte Gesamtvergütung kein Änderungsbedarf besteht. Zudem müssen für eine endgültige Einschätzung die Erfahrungen der erst noch in Betrieb gehenden Anlagen (voraussichtlich Herbst 2007) abgewartet werden.

In der Fotovoltaik fällt auf, dass die Stromgestehungskosten von Dachanlagen bei einem Ertrag von 900 kWh / kW jährlich sich weniger stark von denen der Freiflächenanlagen (bei einem angenommenen Ertrag von 1000 kWh / kW jährlich) unterscheiden als die entsprechenden Vergütungssätze der Absätze 1 und 2 in § 11 EEG. Es wäre daher möglich, die Grundvergütung des § 11 Abs. 2 etwas abzusenken.

Empfehlung

Wenn die Fotovoltaik-Freiflächenanlagen, die den Strom aus solarer Strahlungsenergie am preisgünstigsten herstellen können, künftig größere Marktanteile erhalten sollen, wird empfohlen, die Grundvergütung für Fotovoltaik-Dachanlagen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 um ca. 4 ct/kWh abzusenken.

Unter Berücksichtigung der deutlichen Unterschiede im Jahresertrag zwischen den Regionen sowie zwischen verschiedenen Jahren einerseits [SFV 2006] sowie der verbesserten Wirkungsgrade neuer Anlagen andererseits kann bei einer Senkung der Einspeisevergütung in dieser Höhe das Fortbrechen wesentlicher Teile des deutschen Fotovoltaik-Marktes (in strahlungsärmeren Regionen) vermutlich noch verhindert werden, eine stärkere Absenkung würde die Wertschöpfungskette der Fotovoltaik unverhältnismäßig hart treffen. Zugleich würden auch weiterhin die Vergütungen für große Fotovoltaik-Dachanlagen über denen der Freiflächenanlagen liegen, so dass auch den höheren Kosten für die Aufdachmontage und dem Gedanken des Vorrangs vorhandener überbauter Flächen für die Nutzung der Fotovoltaik Rechnung getragen würde. Für die Jahre ab 2007 wäre eine deutschlandweit rentable Nutzung der Fotovoltaik aufgrund der ohnehin festgeschriebenen Degression jedoch nur dann realisierbar, wenn die Preise durch die Industrie deutlich gesenkt werden können.

5.1.4 Vergütungsdauer

Die Dauer, für die die Vergütung gewährt wird, beträgt derzeit 20 Jahre, für Wasserkraft 30 Jahre. Diese Zeiträume sind grundsätzlich richtig gewählt, durch die unterschiedliche technische Lebensdauer der Anlagen gibt es hier allerdings auch Spielräume. Bei Geothermie-Projekten ist es beispielsweise üblich, die Abschreibung der Anlage über 30 Jahre zu berechnen. Bei Grubengasanlagen ist es dagegen technisch in der Regel nicht möglich, 20 Jahre Betriebsdauer zu erreichen.

Empfehlung:
Wenn das Ziel besteht, die spezifischen Stromgestehungskosten durch EEG-Anlagen zu senken, dann wird empfohlen, die Dauer der Vergütung für Geothermieanlagen auf 30 Jahre anzuheben und die Vergütungshöhe entsprechend abzusenken, so dass über die Lebensdauer von 30 Jahren der gleiche Gesamterlös erzielt werden kann wie heute.

Empfehlung:
Da die technische Lebensdauer von Grubengasanlagen an keinem Standort 10 Jahre überschreitet, wird empfohlen, den Vergütungszeitraum für diese Anlagen auf 10 Jahre zu verkürzen. Dies ist ohne Einfluss auf die Vergütungshöhe möglich, da sich die entsprechenden Anlagen bereits heute in kürzeren Zeiträumen amortisieren müssen.

5.1.5 Wirkungen der Degression der Einspeisevergütung

Im Zuge der Befragungen von Akteuren sowie der Datenrecherche zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen erhielten die Bearbeiter auch Hinweise zur Fragestellung, wie sich die jährliche Degression der Einspeisevergütungen für mehrere Energiearten konkret auswirkt. Tatsächlich gibt es etliche Technologien, deren Preis vorwiegend auf dem von Standard-Komponenten beruht (z. B. BHKW für Klärgas- oder Biogasverstromung), und bei denen daher keine nennenswerten Preissenkungen durch die verstärkte Nutzung der Techniken zu beobachten sind. Durch steigende Weltmarktpreise für verschiedene Rohstoffe (z. B. Stahl) kam es in vielen Fällen sogar zu Kostensteigerungen. Diese konnten durch höhere Effizienz nicht immer ausgeglichen werden. Somit standen in den letzten Jahren den steigenden oder

stagnierenden Investitionskosten die planbaren Degressionen der Einspeisevergütung gegenüber. In diesen Fällen gab es zwei Entwicklungen:

- An ohnehin günstigen Standorten (z. B. starker Wind, hohe Globalstrahlung, Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung an Standorten mit Wärmeabnehmern) konnte mit den 2004 gezahlten Vergütungen eine besonders lukrative Rendite erwirtschaftet werden. Bei Anlagen mit gleichen Standortbedingungen, die 2005 oder 2006 ans Netz gingen, fiel diese niedriger aus, reichte aber für eine Rentabilität noch aus.
- Etliche Standorte, an denen die EEG-Vergütung 2004 noch kostendeckend war, kamen in den Folgejahren nicht mehr in Betracht. Die Investitionen konzentrieren sich zunehmend auf die lukrativsten Standorte (z. B. Gebiete mit hoher Globalstrahlung für die Fotovoltaik). Für Technologien, für welche die attraktivsten Standorte bereits belegt sind (z. B. durch Windparks in Küstennähe), schwächt sich die Zahl der neu installierten Anlagen deutlich ab. Hier zeigt sich zunehmend, dass regenerative Energien durch das EEG nicht mehr flächendeckend wirtschaftlich sind, sondern nur noch an begünstigten Standorten.

Solange sich bei den Herstellungskosten von Anlagen, die bereits in Großserie hergestellt werden, auf dem Weltmarkt keine Preissenkungen für deren Rohstoffe (z. B. Stahl) abzeichnen, wird die weitere Degression bei einigen Technologien dazu führen, dass es kaum noch Standorte geben wird, an denen die Vergütung des mit diesen Anlagen erzeugten Stroms sich als kostendeckend erweist, die Zahl der Neuinstallationen wird in diesen Fällen zurückgehen.

Empfehlung:
In den Bereichen Kleinwasserkraft, Windenergie (onshore) und Grubengas ist zu prüfen, ob die Degression der Vergütungssätze vermindert werden kann, da aus heutiger Sicht nur noch geringe Kostenreduktionen erwartet werden können.

Bei Technologien, die bisher noch nicht in großem Umfang erprobt wurden, können die Degressionen grundsätzlich erst einsetzen, wenn mehrjährige Betriebserfahrungen vorliegen. Da bei der Novellierung des EEG bei Geothermie und bei Offshore-Windenergie davon ausgegangen wurde, dass die Projekte früher realisiert werden als es nunmehr eingetroffen ist, sollte der Beginn der Degressionsregelung entsprechend zeitlich verschoben werden.

Empfehlung:
In den Bereichen Offshore-Windeerngie und Geothermie sollte das Einsetzen der Degressionsregelung so lange verschoben werden, bis mehrjährige Betriebserfahrungen mit mehreren Anlagen vorliegen.

Einige Herstellerbranchen konnten die Degression der Preise mit Innovationen beantworten, die Kostensenkungen zur Folge hatten. Dies traf bisher in der Regel etwa auf die Hersteller von Fotovoltaik-Modulen zu, die durch Skaleneffekte, Konkurrenzdruck und die planbare Degression mehrere Jahre in Folge die Preise im gleichen Umfang senken konnten, wie die Degression der Einspeisevergütung dies erforderte. Durch die Knappheit an Solarsilizium sind diese Preissenkungen 2004 und 2005 jedoch zum Stillstand gekommen (phasenweise Preiserhöhungen), erst im zweiten Halbjahr 2006 kam es wieder zu Preissenkungen.
Im Bereich der Fotovoltaik hat sich gezeigt, dass die unterschiedlichen Degressionen von Freiflächen- und Dachanlagen zu einer Konzentration des Marktes auf die lukrativsten Einspeisevergütungen geführt haben. Damit wendet sich der Markt von den Fotovoltaik-Freiflächenanlagen ab, obwohl der Strom aus solarer Strahlungsenergie dort am preisgünstigsten erzeugt wird.

Empfehlung
Wird angestrebt, die preisgünstigste Form der Stromerzeugung mittels Fotovoltaik zu erhalten, so sollte versucht werden, die weitere Degression der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischen Freiflächen- und Dachanlagen wieder einheitlich zu gestalten. Dazu müsste in § 11 Abs. 5 EEG die in Satz 1 festgelegte Degression generell gelten, so dass ein Satz 2 nicht erforderlich wäre. Eine Vereinheitlichung der Degression bei dem Prozentsatz, der schon heute für Freiflächenanlagen gilt, erscheint realistisch.

5.1.6 Kostendegression durch Skaleneffekte

Bei einigen Energiearten wird deutlich, dass die Skaleneffekte bei Großanlagen hinsichtlich der Kostendegression deutlich stärker ausfallen als bei den Vergütungssätzen, d. h. die Vergütungssätze für kleinere Anlagen müssten teilweise höher, die für größere könnten noch niedriger sein.

Dies kann auch damit erklärt werden, dass einige Anlagentypen, z. B. Biogasanlagen im MW-Bereich, zum Zeitpunkt der Ausformulierung des EEG und auch seiner Novelle noch nicht absehbar waren bzw. dass Erfahrungen zu den dortigen Stromgestehungskosten noch fehlten.

Empfehlung

Es wird empfohlen, zu prüfen, in den Bereichen Geothermie, Grubengas und Biomasse die Vergütungssätze unterschiedlich großer Anlagen stärker als bisher zu spreizen, um Skaleneffekte stärker als bisher zu berücksichtigen. Dort, wo verschiedene Leistungsklassen ohnehin verschieden vergütet werden, können die Abstände zwischen den Vergütungssätzen erhöht werden, die Zahl der Leistungsklassen muss dabei nicht ansteigen. Im Einzelnen können hierzu die Kostenanalysen aus Kapitel 4 als Grundlage dienen.

5.1.7 Bonussysteme bei Biomasse

Bei den Bonussystemen im Bereich der Biomasse zeigt sich, dass trotz der höheren Anlagenwirkungsgrade der Technik-Bonus nicht die hohen spezifischen Investitionskosten bzw. den F&E-Bedarf für die noch jungen Technologien decken kann.

Empfehlung:

Es ist zu prüfen, inwieweit für die Etablierung innovativer Technologien zur Stromerzeugung in Bioenergieanlagen ein gesetzlich geregelter Investitionskostenzuschuss im Vergleich zum Technologiebonus wirksamer sein könnte, zumal dieser stärker an die Kostenverhältnisse der unterschiedlichen Technologien angepasst werden könnte, ohne die Differenzierung des EEG unnötig zu erhöhen. Aufgrund der höheren Anlagenwirkungsgrade innovativer Techniken könnten Bioenergieanlagen dann zu einem noch effektiveren Rohstoffeinsatz und zum technischen Fortschritt beitragen.

Anlagen zur Verstromung fester Biomasse werden nur sehr selten ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben, da die erforderlichen Brennstoffe nur selten in ausreichender und kostengünstiger Form bereitgestellt werden können. Da die Biomasse ein Energieträger ist, dessen Ertrag gut planbar ist und keinen kurzfristigen Schwankungen unterliegt, kann

auch Grundlaststrom erzeugt werden, was einen deutlichen Vorteil bei der energiewirtschaftlichen Systemintegration darstellt.

Empfehlung:
Wenn Anreize zur stärkeren Verstromung von naturbelassenem Holz (Wald oder Energiepflanzenanbau) geschaffen werden sollen, könnten sich zusätzliche Anreize voraussichtlich dann entwickeln, wenn in den Holz(heiz)kraftwerken eine Brennstoffmischung für die Boni-Vergütung zulässig wäre, d.h. NawaRo-Brennstoffe anteilig vergütet werden, und durch eine Mischung mit unbelasteten Althölzern ein kostengünstigerer Betrieb erreicht wird.

Damit wird vorausgesetzt, dass die Herkunft einzelner Holzfraktionen nachgewiesen werden kann. Ein solcher Nachweis erscheint prinzipiell nicht aufwändiger als etwa der NawaRo-Nachweis für Biogasanlagen oder der genehmigungsrechtliche Nachweis der Biomasse(heiz)kraftwerke zum Einsatz von Altholz der Klassen A I / A II oder AI-A IV (BImSchV). Zudem müssen auch Betreiber von Anlagen, die heute Holz aus 100 % nachwachsenden Rohstoffen einsetzen, auf Grund der höheren EEG-Vergütung (NawaRo-Bonus) für solche Anlagen in der Lage sein, diesen Anspruch auch nachzuweisen. Somit kann erwartet werden, dass auch ein Anlagenbetrieb mit einem Brennstoffmix von Waldrestholz/naturbelassenem Holz und Altholz diesen Nachweis ohne größeren Aufwand mit Hilfe eines Brennstofftagebuches erbringen kann. Dabei würde es beispielsweise genügen, wenn die Zusammensetzung der Einsatzstoffe (in Abhängigkeit vom Vergütungszeitraum) dem Energieversorgungsunternehmen mitgeteilt wird.

5.1.8 Zukünftige Vergütung bei höheren Strommarktpreisen

Für alle Anlagentypen werden unterschiedliche Zeitpunkte genannt, zu denen diese ihren Strom als Grundlast- oder Spitzenstrom künftig am freien Markt kostendeckend verkaufen könnten. Dieser Zeitpunkt wird für einige Anlagentypen vermutlich bereits innerhalb der zwanzig Jahre eintreten, in denen das EEG die Vergütung gewährt – zumal das EEG an Nominalpreisen orientiert ist, d. h. keinen Inflationsausgleich beinhaltet.
Da die an der Strombörse gehandelten Strompreise in den letzten beiden Jahren deutlich gestiegen sind, werden die Betreiber der Anlagen, die heute nach EEG vergütet werden, nach und nach versuchen, ihren Strom – zumindest zeitweilig – auch dort zu verkaufen, sobald die

Börsenpreise über diejenigen des EEG ansteigen. Dies hätte zur Folge, dass Anlagenbetreiber zwischen der gesetzlich garantierten Mindestvergütung und den Marktpreisen wechseln und damit die Vorteile beider Systeme für sich kombinieren könnten (obwohl die Rentabilität bei der Errichtung der Anlage sich nur auf das EEG stützen konnte, so dass es sich hier um eindeutige Mitnahmeeffekte handeln würde). Die Kostennachteile lägen in diesem Fall einseitig auf Seiten der Stromverbraucher.

Da es vermutlich rechtlich kaum durchsetzbar sein wird, das Recht auf die Durchleitung des Stroms an Dritte einzuschränken, sollten andere Wege gesucht werden, um solchen Mitnahmeeffekten vorzubeugen und dabei die für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber nötige Rechtssicherheit zu schaffen. So könnten die Anlagenbetreiber die Option erhalten, von der Vergütung nach EEG generell auf einen Verkauf ihres Stromes am Strommarkt zu wechseln, diese Option müsste aber unwiderruflich sein. Damit könnte verhindert werden, dass die Betreiber zu Spitzenlastzeiten den EEG-Strom an der Börse mit hohen Erlösen verkaufen, um ihn danach wieder zum EEG-Tarif an den örtlichen Netzbetreiber abzugeben. Wenn hier eine Regelung geschaffen werden kann, könnten auf diese Weise künftig die heute durch das EEG begünstigten Energien auch zur Verbilligung des gesamten Strom-Mixes beitragen. Diese Frage kann im Rahmen dieses Gutachtens jedoch nicht abschließend geklärt werden.

Empfehlung

Es sollte geprüft werden, mit welchen Maßnahmen rechtlich verhindert werden kann, dass bei einem Anstieg der Marktpreise über das Niveau der EEG-Vergütung hinaus Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen zusätzliche Erlöse als Mitnahmeeffekte erzielen.

5.2 Bewertung und Empfehlungen zur besonderen Ausgleichsregelung

5.2.1 Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Wälzungsmechanismus

Der EEG-Wälzungsmechanismus soll die durch die Einspeisung erneuerbarer Energien verursachten Mehrkosten, dies sind die aus den Vergütungssätzen entstehenden Kosten abzgl. der vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie abzüglich der vermiedenen Beschaffungskosten, nach einem transparenten Mechanismus umlegen. Der Mechanismus erscheint mit seiner Ar-

chitektur hierfür grundsätzlich geeignet. Aufgrund seiner Komplexität ist die Nachvollziehbarkeit auch für Fachleute sehr schwer.

Eine erhöhte Komplexität und damit auftretende Transparenzprobleme enstehen bei der Härtefallregelung, insbesondere bei dem mit der Novelle in 2004 implementierten Deckelungskriterium. Die Berechnung von EEG-Quote und Durchschnittsvergütung ist anspruchsvoll, erscheint jedoch ausreichend dokumentiert, um sie nachvollziehen zu können.

Die Unsicherheit bei der Härtefallregelung ist insbesondere bedingt durch:

1) eine nicht (offiziell) exakt festgelegte Berechnungsvorschrift der Deckelung,
2) eine nicht (offiziell) verfügbare Datenbasis für die angesetzten vermiedenen Beschaffungskosten, insbesondere der privilegierten Letztverbraucher.

Empfehlung

Zur Herstellung von ***Transparenz*** und ***Nachvollziehbarkeit*** wären folgende Grundlagen wünschenswert:

1) Die beteiligten Parteien sollten eine gemeinsame Berechnungsvorschrift erarbeiten und verbindlich vereinbaren.

2) Mit der Berechnungsvorschrift sollte die der Berechnung zugrunde zu legende Datenbasis und deren offizielle Veröffentlichung (mit Terminen) einheitlich festgelegt werden.

3) Sofern Datenschutzauflagen bei der Veröffentlichung sensibler Daten wie bei der Veröffentlichung vermiedener Beschaffungskosten einzelner stromintensiver Wirtschaftszweige bestehen, so sind formale Verfahren der Aggregation geeigneter Durchschnittswerte zu bestimmen. Ggf. ist ein geeigneter Index festzulegen, nach dem die durchschnittlich vermiedenen Beschaffungskosten bestimmt und fortgeschrieben werden.

5.2.2 Funktionsweise und Aufkommen des Wälzungsmechanismus

Aufgrund der in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist das Vergütungsaufkommen kontinuierlich gestiegen. Damit haben die relativen und absoluten Belastungen der Letztverbraucher zugenommen.

Der EEG-bedingte Anstieg wurde zum Teil gedämpft durch den Anstieg der vermiedenen Beschaffungskosten. Der Ansatz vermiedener Kosten ist sachlich richtig und gerechtfertigt. Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass die Höhe der vermiedenen Beschaffungskosten je

nach Versorger differiert. Die Höhe der jeweils angesetzten vermiedenen Kosten hat einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der Umlage. Sofern Mehrkosten pro Verbrauchseinheit explizit benannt werden, wie z. B. bei der Festsetzung von Mehrkosten von 0,05 ct/kWh, wirkt sich der Ansatz unterschiedlicher vermiedener Beschaffungskosten nicht auf den Letztabnehmer aus.

Sofern aber Mehrbelastungen per Zuweisung von Mengeneinheiten („per Quote“) verteilt werden, wie im allgemeinen vom EEG-Mechanismus außerhalb der Härtefallregelung vorgesehen, wirken sich unterschiedlich hohe in Ansatz gebrachte vermiedene Beschaffungskosten sehr wohl aus. Dieser Effekt ist relativ umso stärker, je geringer das Strompreisniveau des betrachteten Letztverbrauchers ist.

Empfehlung

Zur Minderung der Belastung von Letztverbrauchern ist der Ansatz von vermiedenen Beschaffungskosten sachlich gerechtfertigt. Dabei ist eine bundeseinheitliche Regelung zur Ermittlung und Berechnung der vermiedenen Beschaffungskosten anzustreben. Hierzu besteht vertiefter Forschungsbedarf, nach welchen sachlichen und formalen Kriterien die Ermittlung und Berechnung der vermiedenen Beschaffungskosten zu erfolgen hat (vgl. hierzu Anhang 4.1).

5.2.3 Belastungen von Letztverbrauchern

Es wurde gezeigt, dass die relativen Preisbelastungen aufgrund des EEG (ohne Härtefallregelung) umso höher sind, je geringer die Strombezugspreise sind. Ferner konnte gezeigt werden, dass die relativen Mehrbelastungen gemessen am Umsatz bzw. verfügbaren Budget insbesondere bei stromintensiven Abnehmern besonders hoch sind, sofern keine Regelung zur Entlastung vorhanden ist.

Die Einführung der Härtefallregelung für stromintensive Letztverbraucher im Sinne der EEG-Novelle 2003 ist diesem Umstand wirkungsvoll begegnet. Allerdings hat die Einführung der Deckelungsregelung mit der Novelle 2004 diesen Effekt wieder teilweise kompensiert, da sich aufgrund der Deckelungsregelung die effektiven Mehrkosten pro Verbrauchseinheit gegenüber den ursprünglich intendierten 0,05 ct/kWh in 2005 zunächst verdoppelt haben und in 2006 voraussichtlich das Vierfache des Wertes erreichen werden.

Dem gegenüber ist durch die Deckelungsregelung aufgrund des Mengenverhältnisses zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Strommengen (2005: 1:10 bzw 2006: 1:8) keine signifikante Entlastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher eingetreten. Darüber hinaus führt die starke Hebelwirkung zu einer hohen Schwankung bei den Mehrbelastungen der privilegierten Letztverbraucher.

Empfehlung

Die Deckelungsregelung in der vorliegenden Form ist aufzugeben.

Die beabsichtigte Entlastung der nicht-privilegierten Endverbraucher ist relativ gering[43]. Die entstehenden Mehrbelastungen für privilegierte Endverbraucher wirken sich dagegen überproportional stark aus und unterliegen aufgrund der vorliegenden Regelung von Jahr zu Jahr starken Schwankungen, die sich gerade bei Abnehmern mit geringen Abnahmepreisen relativ stark auswirken.

Es ist empfehlenswert, einen möglichst transparenten, sich wenig ändernden, bzw. gering ansteigenden effektiven Umlagewert (wie z. B. 0,05 ct/kWh) für die privilegierten Letztverbraucher festzulegen, beispielsweise in der Form der vor Novellierung geltenden Regelung, verbunden mit den unten aufgeführten Empfehlungen zur Regelung an den Schwellenwerten.

5.2.4 Belastungen von Letztverbrauchern im Bereich der Schwellenwerte

Einen erheblichen Mangel in der derzeitigen Ausgestaltung des EEG-Wälzungsmechanismus und der Härtefallregelung stellt der Übergang vom letzten nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teil-privilegierten Verbraucher dar. An diesem Übergang entstehen hohe negative Grenzkosten. Auch wenn nicht zu erwarten ist, dass Letztverbraucher in der Nähe der Schwellenwerte Verbrauch und Stromintensität gezielt steuern werden, um diese Grenzerlöse zu realisieren, ist hier zum Zwecke der Verstetigung dringend eine Überarbeitung der Regelung anzustreben.

---

[43] Mit der effektiven Begrenzung der Mehrbelastung der privilegierten Letztverbraucher bei einem oder mehreren konstanten Werten geht eine *zusätzliche* Mehrbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher einher. In Anbetracht der o. g. Hebel schwächt sich auf Seiten der nicht-privilegierten Letztverbraucher dieser Effekt erheblich ab und wirkt sich damit sehr gedämpft aus.

Empfehlung

Um eine Verstetigung der Mehrbelastungen der Letztverbraucher an den Schwellen zu erreichen, ist beim Übergang zwischen letztem nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teil-privilegierten Verbraucher der Mechanismus der sprunghaften Entlastung der gesamten, bzw. von 90% der gesamten Verbrauchseinheiten zu überarbeiten. Vielmehr empfiehlt sich an den Schwellen eine Regelung zur Entlastung jeder zusätzlichen, über die Schwellen hinaus gehenden Verbrauchseinheit. In Verbindung mit dem o. g. festen effektiven Umlagewert (z. B. 0,05 ct/kWh) erfolgt damit im Bereich der Teilprivilegierung eine allmählich abnehmende, relative Mehrbelastung bis hin zur Vollprivilegierung.

5.2.5 Ausblick

Grundsätzlich kann fest gehalten werden, dass die Anforderungen bzgl. einer *„gerechten“*, gleichzeitig rechtssicheren und transparenten Ausgestaltung eines Wälzungsmechanismus, bei dem Größenordnungen von mehreren Milliarden Euro auf Letztverbraucher umgelegt werden, sehr komplex sind. Zudem unterliegen die EEG-Einspeisung auf der einen Seite einer vom Gesetzgeber gewollten und die Strompreise auf der anderen Seite einer vom Gesetzgeber nur bedingt beeinflussbaren Dynamik. Es sind einerseits nachvollziehbare Interessen von Stromproduzenten und –verteilern zu berücksichtigen, andererseits besteht ein berechtigtes Interesse aller Letztverbraucher, die Mehrbelastungen möglichst begrenzt und kalkulierbar zu halten. Eine besondere Herausforderung besteht dabei in der Heterogenität der Letztverbraucher, sowohl was die Verbrauchsmengen als auch die individuellen Verbraucherpreise und die damit entstehenden absoluten und relativen Mehrkosten anbelangt. Es ist nicht zu erwarten, daß all diesen Kriterien mit einer einfachen Lösung gerecht zu werden ist.

Hinsichtlich der bestehenden Regelung gibt es Überarbeitungsbedarf und es zeichnen sich zumindest in einzelnen Fragen Lösungswege ab, die den o.g. Anforderungen gerecht werden und die Transparenz erhöhen. Dies betrifft die Klarheit der Formulierung, die Ausgestaltung der Berechnungsvorschriften, die Transparenz und Klarheit bzgl. des Ansatzes der vermiedenen Kosten und zuletzt die Verstetigung der Be- und Entlastung in der Nähe der Schwellenwerte.