

Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung erneuerbarer Energieträger am Beispiel des Landes Brandenburg

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und
Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen
Universität Cottbus zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktor-Ingenieurs genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Diplom-Ingenieur

Jochen Möller

geboren am 10.11.1959 in Datteln (Nordrhein-Westfalen)

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Klinger

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz

Gutachter: Prof. Dr. habil. Bernd Schieferdecker

Gutachter: Prof. Dr. rer. oec. habil. Wilhelm Riesner

Tag der mündlichen Prüfung: 31. März 2004

Vorwort

Wie so vieles im Leben sind auch die Aufgabenfelder im Berufsleben häufig nicht vorhersehbar. So wurde ich als "gelernter" Diplom-Bergbauingenieur nach dem II. Staatsexamen beim damaligen Landesoberbergamt Nordrhein-Westfalen in Dortmund mit einer mir vollkommen unbekanntem und artfremden Aufgabe betraut: Ich sollte durch Fördermaßnahmen den Ausbau der erneuerbaren Energien voranbringen. Warum nun ausgerechnet eine obere Bergverwaltung die erneuerbaren Energien betreut hat, mag verwundern, doch die Tatsache bleibt bestehen.

Auch nach meinem Wechsel zum brandenburgischen Wirtschaftsministerium fiel der Themenkomplex "Erneuerbare Energien" in meine Zuständigkeit und ist es bis zum heutigen Tag geblieben.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Land Brandenburg war in den 90er Jahren maßgeblich durch landeseigene Förderprogramme bestimmt. Alle regenerativen Energieträger konnten gleichermaßen gefördert werden. Der haushaltsbedingte, kontinuierliche Rückgang der brandenburgischen Fördermittel für den regenerativen Bereich und die damit verbundene notwendige Schwerpunktsetzung führte letztendlich zu dieser Arbeit.

Besonders bedanken möchte ich mich bei dem Inhaber des Lehrstuhls für Kraftwerkstechnik, Herrn Prof. Dr.- Ing. Hans Joachim Krautz, für seine Begleitung der vorliegenden Arbeit. Die Diskussionen mit ihm und seine Hinweise waren sehr hilfreich.

Mein Dank gilt auch Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Klinger für seine Bereitschaft den Vorsitz des Promotionsausschusses zu übernehmen und den Herren Prof. Dr. habil. Bernd Schieferdecker und Prof. Dr. rer. oec. habil. Wilhelm Riesner als Gutachter.

Danken möchte ich auch Herrn Dr.-Ing. Hartmut Kalina. Die zum Teil kontroversen, aber immer konstruktiven Gespräche mit ihm werde ich in

guter Erinnerung behalten. Dies gilt insbesondere für seine „mahnenden Worte“ immer so zu argumentieren „das man nicht angreifbar“ ist.

Herrn Dipl. Ing. Steffen Löffler sei ebenfalls in besonderer Weise gedankt. Noch nie habe ich jemanden kennen gelernt, der seinen Computer so virtuos beherrscht wie er. Das Verknüpfen verschiedener PC- Programme sowie die grafische Darstellung vieler Zahlenwerte vollbrachte Herr Löffler immer in phantastisch kurzer Zeit. Ich selber wäre verzweifelt.

Zuletzt sei mein Dank auch an Herrn Dr.-Ing. Dominik Menke gerichtet. Er hat dafür Sorge getragen, dass die Modellrechnungen mittels Diskette auch für andere Anwender sicher genutzt werden können, ohne das die Grundstrukturen des Programms verändert werden können.

Jochen Möller

Fichtenwalde, im November 2003

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Einführung in die Problemstellung	1
1.2	Situation im Land Brandenburg.....	6
1.3	Bewertung der Energiesituation im Land Brandenburg	13
2	Ziele der Arbeit	17
3	Analyse der erneuerbaren Energieträger	20
3.1	Windkraft	20
3.1.1	Grundlagen des Energieangebotes aus Windenergie	20
3.1.1.1	Allgemeines.....	20
3.1.1.2	Luftzirkulationssysteme	21
3.1.1.3	Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit.....	23
3.1.1.4	Zeitliche Abhängigkeiten.....	24
3.1.1.5	Verteilung der Windrichtungen.....	25
3.1.1.6	Rauhigkeiten und räumliche Windverteilung	26
3.1.2	Potenzial in Brandenburg	28
3.1.2.1	Standortbetrachtung	28
3.1.2.2	Abschätzung des Potenzials in Brandenburg.....	31
3.1.3	Beispielhafte Anwendungen.....	33

3.1.3.1	Windkraftanlage Bärenbrück.....	33
3.1.3.2	Windpark Klettwitz	33
3.2	Energie aus Biomasse	34
3.2.1	Grundlagen der Nutzung	35
3.2.1.1	Feste Biomasse.....	35
3.2.1.2	Pflanzenöl.....	38
3.2.1.3	Biogas	39
3.2.2	Potenzial in Brandenburg	42
3.2.3	Beispielhafte Anwendungen	42
3.2.3.1	Biogasanlage in Pirow	42
3.2.3.2	Pflanzenöl-BHKW Lehnin	44
3.2.3.3	Holz hackschnitzel-BHKW in Preschen	44
3.2.3.4	Wärmeversorgung in Neu-Haidemühl inklusive Netz	44
3.2.3.5	Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses	45
3.3	Sonnenenergie	45
3.3.1	Physikalische Grundlagen.....	45
3.3.1.1	Solarthermische Nutzung	45
3.3.1.2	Photovoltaische Nutzung	47
3.3.2	Potenzial in Brandenburg	48

3.3.2.1	Solarthermisches Potenzial	48
3.3.2.2	Photovoltaisches Potenzial	48
3.3.3	Beispielhafte Anwendungen	49
3.3.3.1	Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus	49
3.3.3.2	Photovoltaikanlagen in Geesow	49
3.3.3.3	Solarthermische Anlage auf einem Einfamilienhaus	49
3.3.3.4	Solarthermische Anlage in Hennigsdorf	50
3.4	Wasserkraft	50
3.4.1	Grundlagen des Wasserangebots	50
3.4.1.1	Niederschlag	50
3.4.1.2	Verdunstung	50
3.4.1.3	Abfluss und Abflussverhalten	51
3.4.1.4	Energetisches Potenzial des Wasserkreislaufes	52
3.4.2	Potenzial in Brandenburg	53
3.4.2.1	Theoretisches Potenzial der wichtigsten Flussläufe	53
3.4.2.2	Nutzbares Potenzial der Gewässer	55
3.4.3	Beispielhafte Anwendungen	55
3.4.3.1	Wasserkraftanlage Grießen an der Neiße	55
3.4.3.2	Kleinwasserkraftanlage Stecher am Finowkanal	56

3.5	Geothermie	56
3.5.1	Physikalische Grundlagen	58
3.5.1.1	Oberflächennahe Geothermie.....	58
3.5.1.2	Tiefengeothermie.....	59
3.5.2	Potenzial in Brandenburg	63
3.5.3	Beispielhafte Anwendungen	64
3.5.3.1	Geothermische Heizzentrale Prenzlau.....	64
3.5.3.2	Wärmepumpenanlage für ein Einfamilienhaus.....	65
3.6	Übersicht der Referenzanlagen	66
4	Entwicklung eines Modells für die Bewertung regenerativer Energien	68
4.1	Vorstellung und Bewertung bekannter Modelle.....	69
4.1.1	Kostenträgerrechnungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft.....	69
4.1.2	Prozess-Benchmarking – Methode zum branchenunabhängigen Vergleich von Prozessen	70
4.1.3	Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung von Kraft- Wärme-Kopplungsanlagen.....	71
4.1.4	Energieeinsparung als Versicherung gegen Marktrisiken.....	72
4.1.5	Analytisches Prozesssystemmodell zur Bestimmung von Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz biogener Energieträger im ländlichen Raum	73

4.1.6	Mögliche Methoden zur Gesamtbewertung bei Prüfverfahren	75
4.1.7	Nutzwertanalyse, Bewertungstheorie und Planung	77
4.1.8	Nutzwert-Kosten-Analyse – Eine Entscheidungshilfe	77
4.2	Anforderungen an das Modell	79
4.3	Aufstellung des Modells	82
4.3.1	Bewertungskriterien	85
4.3.2	Definition der Kennziffern	87
5	Anwendung des Modells	106
5.1	Auswahl der Bewertungsobjekte	106
5.2	Zusammentragen und Bewertung der Basisdaten	108
5.2.1	Ermittlung und Prüfung der Basisdaten für die Bewertungskennziffern aller Vergleichsobjekte	108
5.2.2	Beispielhafte Festlegung der Kennziffernwichtung für Entscheidungen zu drei unterschiedlichen Problemstellungen	111
5.2.3	Bestimmung der Verteilungsfunktionen für die Punktwerte ..	112
5.2.4	Festlegung der Funktionsverläufe für die Bewertung	114
5.3	Rechentechnische Realisierung des Modells	116
5.3.1	Auswahl geeigneter Software	117
5.3.2	Aufbau der Datenbank „Basisdaten“	117

5.3.3	Variable Einflussgrößen	118
5.3.4	Benutzerschnittstelle	118
5.4	Nachweis der Funktionsfähigkeit des Modells.....	120
5.4.1	Durchführung der Modellrechnungen entsprechend 5.2.2...	120
5.4.2	Erarbeitung der Dokumentation für potenzielle Nutzer des Modells.....	127
5.5	Bewertung der Ergebnisse der Modellrechnungen	128
5.5.1	Aktualität und Zuverlässigkeit der Basisdaten	128
5.5.2	Inhaltliche Möglichkeiten und Grenzen des Modells.....	129
5.5.3	Bewertung der Sinnfälligkeit der Ergebnisse	131
5.5.4	Bewertung der Nutzungschancen für das Modell	133
6	Bewertung der Nutzung erneuerbarer Energien.....	135
6.1	Energiepolitik im Land Brandenburg	135
6.2	Ausbaustand bei den erneuerbaren Energien.....	137
6.2.1	Gesetzliche Regelungen	138
6.2.2	Förderprogramme	140
6.2.3	Entwicklung der Nutzung der erneuerbaren Energien	143
6.3	Bewertung der erneuerbaren Energien	149
6.3.1	Ökologie/Klimaschutz.....	150

6.3.2	Wertschöpfung/Arbeitsplätze.....	151
6.3.3	Kostendegression	153
6.3.4	Bewertung der bisherigen Entwicklung aus politischer Sicht.....	155
6.3.5	Bewertung der regenerativen Energien für eine bedarfsgerechte Energieversorgung im Land Brandenburg	159
6.3.6	Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Probleme durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	162
6.4	Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen.....	167
6.4.1	Erweiterte Bewertungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien.....	167
6.4.2	Inhaltliche Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen	170
6.4.2.1	Komplex Wärmeversorgung	170
6.4.2.2	Komplex Elektroenergieversorgung	172
7	Zusammenfassung und Ausblick	175
8	Literaturverzeichnis.....	177
9	Anhang	182

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Weltweite Reserven an fossilen Energierohstoffen /1/	2
Abbildung 1.2: Statistische Reichweiten der weltweit nachgewiesenen Energiereserven bei gleichbleibendem Weltenergiebedarf /1/	2
Abbildung 1.3: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2002 /2/	3
Abbildung 1.4: Primärenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/	6
Abbildung 1.5: Endenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Nutzern (2000) /27/	7
Abbildung 1.6: Endenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/	8
Abbildung 1.7: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Land Brandenburg /27/	9
Abbildung 1.8: Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung im Land Brandenburg /27/	9
Abbildung 1.9: CO ₂ -Emissionen im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/, /45/	10
Abbildung 3.1: Leistungskennlinie Windturbine Nordex S70-1500 /9/	21
Abbildung 3.2: Zusammenhang von jahresmittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Volllaststunden einer 1,5 MW Windkraftanlagen /11/	22
Abbildung 3.3: Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit /11/	23
Abbildung 3.4: mittlerer Tagesgang und mittlerer Jahresgang der Windgeschwindigkeit in Lindenberg /12/	24

Abbildung 3.5: Relative Häufigkeit der Windrichtungen in % für Lindenberg /12/	26
Abbildung 3.6: Windkarte Berlin-Brandenburg 10 m über Grund /10/	27
Abbildung 3.7: Ablauf der Vergasungsreaktionen.....	37
Abbildung 3.8: Vereinfachtes Schema der Biogasbildung /15/.....	41
Abbildung 3.9: Sankey-Diagramm zur Solarstrahlung	46
Abbildung 3.10: Funktionsprinzipien einer Wärmepumpenanlage	58
Abbildung 3.11: Funktionsprinzip für die Nutzung hydrothermalener Energiequellen	60
Abbildung 3.12: Funktionsprinzip des Hot-Dry-Rock-Verfahrens	62
Abbildung 3.13: Funktionsschema einer Tiefen Erdwärmesonde	63
Abbildung 3.14: Schema der Geothermischen Heizzentrale Prenzlau /19/	65
Abbildung 5.1: Qualitativer Funktionsverlauf	113
Abbildung 5.2: Dialogfeld „Auswahlmenü“	119
Abbildung 5.3: Dialogfeld „Menü“	119
Abbildung 5.4: Gesamtergebnis ‚ohne Wichtung‘ - SE	122
Abbildung 5.5: Gesamtergebnis ‚Angebot‘ - SE.....	122
Abbildung 5.6: Gesamtergebnis ‚Ökologie‘ - SE	123
Abbildung 5.7: Gesamtergebnis ‚Wertschöpfung‘- SE	123

Abbildung 5.8: Spezifische life cycle CO ₂ -Emissionen - SE	124
Abbildung 5.9: Gesamtergebnis ‚ohne Wichtung‘ - WE	125
Abbildung 5.10: Gesamtergebnis ‚Angebot‘ - WE	125
Abbildung 5.11: Gesamtergebnis ‚Ökologie‘ - WE	126
Abbildung 5.12: Gesamtergebnis ‚Wertschöpfung‘ - WE	126
Abbildung 5.13: Spezifische life cycle CO ₂ -Emissionen - WE	127
Abbildung 6.1: Fördermitteleinsatz des Landes Brandenburg /50/	141
Abbildung 6.2: Kumulierter Fördermitteleinsatz des Landes Brandenburg /50/	142
Abbildung 6.3: Anzahl der Windkraftanlagen in Deutschland (30.06.2003) /48/	144
Abbildung 6.4: Anzahl der installierten Windkraftanlagen in Brandenburg /48/	145
Abbildung 6.5: Kumulierte Entwicklung der Biogasanlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/	146
Abbildung 6.6: Kumulierte Entwicklung der Biogasanlagen im Land Brandenburg von 1992 – 2002 /49/	146
Abbildung 6.7: Entwicklung der kumulierten Kollektorflächen von solarthermischen Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/	147
Abbildung 6.8: Kumulierte Entwicklung der Photovoltaikanlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/	148
Abbildung 9.1: Technisches Potenzial - WE	209

Abbildung 9.2: Nutzungsgrad des technischen Potenzials - WE.....	209
Abbildung 9.3: möglicher Versorgungsgrad - WE	210
Abbildung 9.4: Versorgungszuverlässigkeit - WE	210
Abbildung 9.5: Eisen - WE.....	211
Abbildung 9.6: Mineralstoffe - WE	211
Abbildung 9.7: Aluminium - WE	212
Abbildung 9.8: Kupfer - WE	212
Abbildung 9.9: Kunststoffe - WE.....	213
Abbildung 9.10: KEA fossil - WE	213
Abbildung 9.11: Spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen - WE	214
Abbildung 9.12: Spezifische life cycle CO ₂ -Emission - WE.....	214
Abbildung 9.13: Spezifische life cycle SO ₂ -Emission - WE	215
Abbildung 9.14: Spezifische life cycle NO _x -Emission - WE	215
Abbildung 9.15: Spezifische life cycle Staub Emission - WE	216
Abbildung 9.16: Spezifische Kosten Herstellung - WE.....	216
Abbildung 9.17: Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung - WE	217
Abbildung 9.18: Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung - WE	217
Abbildung 9.19: Spezifische Gesamtkosten - WE.....	218

Abbildung 9.20: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Investition - WE...	218
Abbildung 9.21: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Betrieb/Erhaltung - WE	219
Abbildung 9.22: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Stilllegung/Entsorgung - WE.....	219
Abbildung 9.23: Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung - WE	220
Abbildung 9.24: Anteil am spezif. AK – Bedarf – Gesamt - WE	220
Abbildung 9.25: Technisches Potenzial - SE	221
Abbildung 9.26: Nutzungsgrad des technischen Potenzials - SE.....	221
Abbildung 9.27: möglicher Versorgungsgrad - SE	222
Abbildung 9.28: Versorgungszuverlässigkeit - SE	222
Abbildung 9.29: Eisen - SE.....	223
Abbildung 9.30: Mineralstoffe - SE	223
Abbildung 9.31: Aluminium - SE.....	224
Abbildung 9.32: Kupfer - SE	224
Abbildung 9.33: Kunststoffe - SE.....	225
Abbildung 9.34: KEA fossil - SE	225
Abbildung 9.35: Spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen - SE	226
Abbildung 9.36: Spezifische life cycle CO ₂ -Emission - SE.....	226

Abbildung 9.37: Spezifische life cycle SO ₂ -Emission - SE	227
Abbildung 9.38: Spezifische life cycle NO _x -Emission - SE	227
Abbildung 9.39: Spezifische life cycle Staub Emission - SE	228
Abbildung 9.40: Spezifische Kosten Herstellung - SE.....	228
Abbildung 9.41: Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung - SE	229
Abbildung 9.42: Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung - SE	229
Abbildung 9.43: Spezifische Gesamtkosten - SE.....	230
Abbildung 9.44: Anteil an der spezif. Wertschöpfung – Investition - SE	230
Abbildung 9.45: Anteil an der spezif. Wertschöpfung – Betrieb/Erhaltung - SE	231
Abbildung 9.46: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Stilllegung/Entsorgung - SE	231
Abbildung 9.47: Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung - SE	232
Abbildung 9.48: Anteil am spezif. AK – Bedarf – Gesamt - SE	232
Abbildung 9.49: Gesamtergebnis (ohne Wichtung) - WE.....	233
Abbildung 9.50: Gesamtergebnis (Angebot) - WE	233
Abbildung 9.51: Gesamtergebnis (Ökologie) - WE	234
Abbildung 9.52: Gesamtergebnis (Wertschöpfung) - WE	234
Abbildung 9.53: Gesamtergebnis (ohne Wichtung) - SE.....	235

Abbildung 9.54: Gesamtergebnis (Angebot) - SE	235
Abbildung 9.55: Gesamtergebnis (Ökologie) - SE	236
Abbildung 9.56: Gesamtergebnis (Wertschöpfung) - SE	236

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Stand der Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien im Land Brandenburg	11
Tabelle 3.1: Zusammensetzung von wasserfreien Biogasen /14/	39
Tabelle 3.2: Wasserkraftpotenzial der Flussgebiete in Brandenburg /13/	56
Tabelle 3.3: Übersicht über die Referenzanlagen für die Energieversorgung	66
Tabelle 4.1: Bewertungsschema für Verfahren zur Wärme- und Elektroenergiebereitstellung	87
Tabelle 5.1: Datenblatt für Windenergieanlagen	110
Tabelle 5.2: Wichtungsfaktoren	112
Tabelle 5.3: Funktionsverläufe	115
Tabelle 5.4: Gesamtpunkte Elektroenergie	121
Tabelle 5.5: Gesamtpunkte Wärmeenergie	124
Tabelle 6.1: Ausbauziele bei erneuerbaren Energien /51/	157
Tabelle 9.1: Daten für Wasserkraftanlagen	183
Tabelle 9.2: Daten für Windenergieanlagen	184
Tabelle 9.3: Daten für Photovoltaikanlagen	185
Tabelle 9.4: Daten für BHKW mit fester Biomasse	186
Tabelle 9.5: Daten für BHKW mit Pflanzenöl	187

Tabelle 9.6: Daten für BHKW mit Biogas	188
Tabelle 9.7: Daten für ein braunkohlebefeuetes Kraftwerk	189
Tabelle 9.8: Daten für Solarthermieanlagen	190
Tabelle 9.9: Daten für Wärmepumpenanlagen	191
Tabelle 9.10: Daten für Tiefengeothermieanlagen	192
Tabelle 9.11: Daten für Biomasseheizungen	193
Tabelle 9.12: Daten für Ölheizungen	194
Tabelle 9.13: Daten für Gasheizungen	195
Tabelle 9.14: Bewertungsschema für Wasserkraftanlagen	196
Tabelle 9.15: Bewertungsschema für Windenergieanlagen	197
Tabelle 9.16: Bewertungsschema für Photovoltaikanlagen	198
Tabelle 9.17: Bewertungsschema für BHKW mit fester Biomasse	199
Tabelle 9.18: Bewertungsschema für BHKW mit Pflanzenöl	200
Tabelle 9.19: Bewertungsschema für BHKW mit Biogas	201
Tabelle 9.20: Bewertungsschema für ein braunkohlebefeuetes Kraftwerk	202
Tabelle 9.21: Bewertungsschema für Solarthermieanlagen	203
Tabelle 9.22: Bewertungsschema für Wärmepumpenanlagen	204
Tabelle 9.23: Bewertungsschema für Tiefengeothermieanlagen	205

Tabelle 9.24: Bewertungsschema für Holzheizungen	206
Tabelle 9.25: Bewertungsschema für Ölheizungen	207
Tabelle 9.26: Bewertungsschema für Gasheizungen	208

1 Einleitung

1.1 Einführung in die Problemstellung

Auf die Frage, was der Mensch zum Leben braucht, wird regelmäßig und in gängiger Form geantwortet - Luft und Liebe. Das ist natürlich zunächst richtig, muss aber um einen wichtigen Faktor ergänzt werden. Der Mensch braucht auch Energie und dies sein Leben lang. Und der Bedarf wächst um so mehr, je höher seine Ansprüche an Komfort und Luxus sind. Bis heute steht Energie unserer Gesellschaft „natürlich“ und „selbstverständlich“ beliebig zur Verfügung.

Sobald Strom benötigt wird, werden die entsprechenden Schalter betätigt, um die von uns gewünschte Arbeit zuverlässig zu verrichten. Gleiches gilt für die Energie in Form von Kraftstoffen, die zur täglichen Mobilität benötigt wird. An jeder Tankstelle kann man beliebig viel Benzin und Dieselkraftstoff zu immer noch finanzierbaren Preisen kaufen.

Und wenn es dann mal kalt werden sollte, wird ein Regler betätigt und schon haben wir angenehme Raumtemperaturen. Erdgas, Heizöl und Fernwärme lassen grüßen.

Aber auch heute noch weiß der Großteil der Bevölkerung, der Energie alltäglich nutzt nicht, wie es um deren Verfügbarkeit bestellt ist und welche Folgen die Energieumwandlung mit sich bringt. In den Medien tauchen zwar regelmäßig die Schlagworte wie Klimaschutzziele, CO₂-Minderung und Kyoto-Protokoll auf, aber die Bedeutsamkeit dieser Worte ist oftmals nur der Fachwelt geläufig.

Fakt ist, dass über 97 % der weltweit genutzten Energie einen fossilen Ursprung hat. Wenn man nun bedenkt, dass die derzeit gesicherten Energiereserven rund 35.477 EJ (9.855 TWh) betragen und 2001 der globale Primärenergieverbrauch 334 EJ (92,8 TWh) betrug, errechnet sich bei gleichbleibendem Weltenergiebedarf noch eine Reichweite von

lediglich 100 Jahren. Und dies entspricht gerade mal etwas mehr als einem Menschenleben.

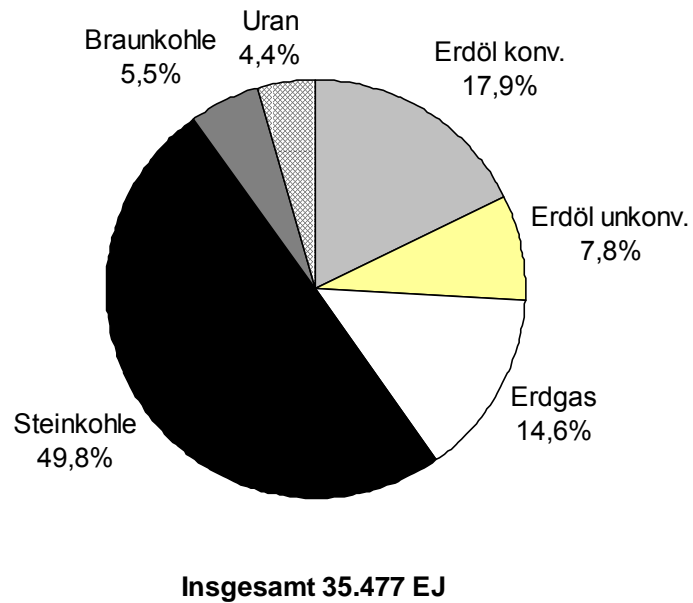


Abbildung 1.1: Weltweite Reserven an fossilen Energierohstoffen /1/

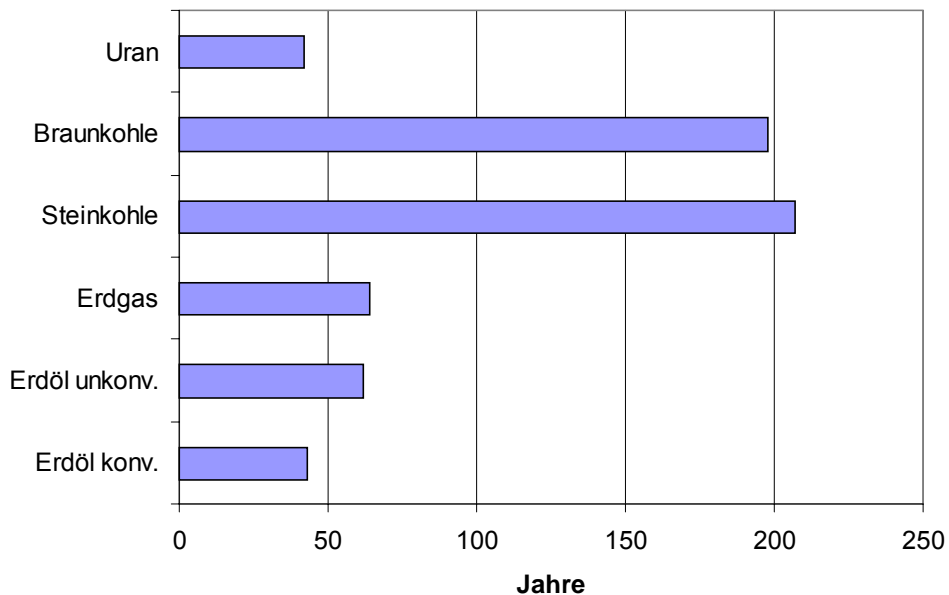


Abbildung 1.2: Statistische Reichweiten der weltweit nachgewiesenen Energiereserven bei gleichbleibendem Weltenergiebedarf /1/

Bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland betrug der Primärenergieverbrauch im Jahr 2001 rund 14.501 PJ, wobei nur knapp 30 % aus eigenen Ressourcen abgedeckt wurden.

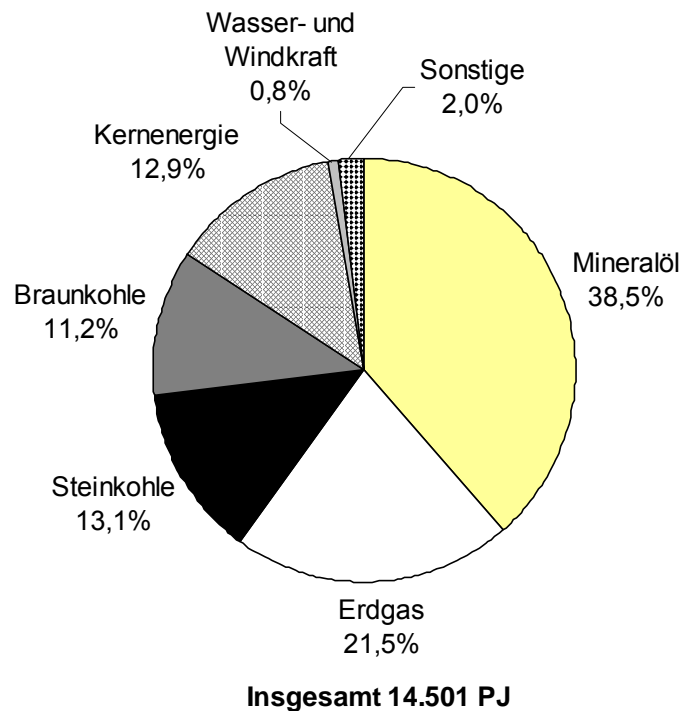


Abbildung 1.3: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2002 /2/

Die Umwandlung der Primärenergie in Nutzenergie führt bei allen fossilen Energieträgerarten zur Entstehung von Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen. So wurden allein in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1999 rund 859 Mio. Tonnen energiebedingtes Kohlendioxid emittiert. Dies entspricht ca. 4 % der weltweiten Emissionen bei einem Anteil an der Weltbevölkerung von lediglich 1,3 %. Jeder Bundesbürger verursacht im Mittel rund 11 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr, jeder USA-Bürger 22 t CO₂/a gegenüber 0,9 t CO₂/a für Entwicklungsländer (/2/,/4/).

Unbestritten ist heute eine messbare globale Erwärmung der Atmosphäre. Strittig ist aber, inwieweit die von Menschenhand verursachten Emissionen von CO₂ und anderen Treibhausgasen (Ozon, Methan, Stickoxide etc.) den Treibhauseffekt beeinflussen.

Die Erkenntnis über die drohenden Gefahren einer globalen Klimaveränderung hat seit Mitte der 80er Jahre zu nationalen und internationalen Aktivitäten geführt. So beschloss die Bundesregierung bereits 1987, die CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland um mehr als 25 % zu senken. Aufgrund dieser politischen Vorgaben hat sich die deutsche Wirtschaft am 27. März 1996 in einer „Vereinbarung zum globalen Klimaschutz“ verpflichtet, gegenüber dem Basisjahr 1990 bis zum Jahr 2005 die nationalen CO₂-Emissionen um 20 % zu mindern.

Darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der Vorgaben des Kyoto-Protokolls aus dem Jahre 1997 hat die Bundesregierung die Klimaschutzziele fortgeschrieben und präzisiert.

So sollen

- die nationalen CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005 gegenüber 1990 um 25 % vermindert werden und
- die sechs sogenannten „Kyotogase“, namentlich
 - Kohlendioxid (CO₂),
 - Methan (CH₄),
 - Stickstoffdioxid (N₂O),
 - Schwefelhexafluorid (SF₆),
 - Hydro- Flurkohlenwasserstoff (HFKW) und
 - Flurkohlenwasserstoff (FKW)

bis zum Jahre 2012 um insgesamt 21 % reduziert werden.

Um diese vorgenannten Klimaschutzziele zu unterstützen, wurde in der „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge“ vom 9. November 2000

vereinbart, dass die deutsche Wirtschaft „ihre“ CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 28 % im Vergleich zu 1990 reduziert. Hinsichtlich der Kyotogase soll bis 2012 eine Minderung um insgesamt 35 % erfolgen.

Eine weitere ergänzende Verpflichtung zum Klimaschutz hat sich die EU auferlegt. In der „EU-Richtlinie über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt“ wird ein Anteil von 22 % regenerativem Strom bis 2010 angestrebt. Für Deutschland soll der Anteil 12,5 % betragen, was einer Verdopplung gegenüber dem heutigen Stand entspricht.

Der Primärenergieverbrauch bei fossilen Energieträgern und der CO₂-Ausstoß haben eins gemeinsam: Sie müssen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten kontinuierlich gesenkt werden, damit den uns nachfolgenden Generationen die Lebensqualität geboten wird, die wir für uns selbst in Anspruch nehmen.

Neben der konsequenten Energieeinsparung zur Reduzierung des Primärenergieverbrauches und des CO₂-Ausstoßes gehört auch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger an der Energiebereitstellung zu den energiepolitischen Zielen der EU, des Bundes und der Länder.

Hierbei ist auch das aktive Handeln im Kleinen gefragt, denn mit dem bewährten Motto „Die Anderen werden es schon richten.“ wird kein Erfolg zu verzeichnen sein.

Am Beispiel des Landes Brandenburg soll nachfolgend aufgezeigt werden, welche politischen Zielsetzungen auf Landesebene beim Einsatz der erneuerbaren Energieträger angestrebt werden und wie diese unter Berücksichtigung der vorhandenen Potenziale am effizientesten umgesetzt werden können.

1.2 Situation im Land Brandenburg

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch des Landes Brandenburg betrug im Jahr 2000 704 PJ (195,5 TWh). Der Primärenergieverbrauch für im Land Brandenburg selbst verbrauchte Endenergie betrug 617,9 PJ (171,6 TWh). Der Differenzbetrag von 86 PJ (23,9 TWh) wird hauptsächlich durch die Erzeugung von exportiertem Strom verursacht. Die für den Stromexport aufgewendete Primärenergie belastet somit die Bilanz des Landes um ca. 12 %.

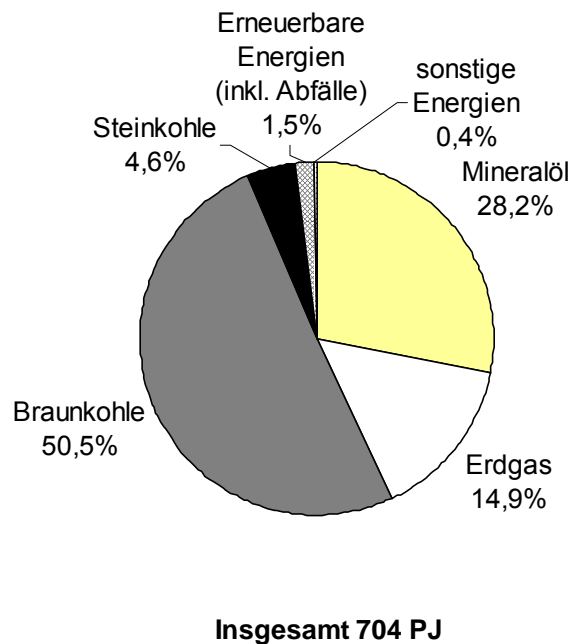


Abbildung 1.4: Primärenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/

Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch im Land Brandenburg betrug im Jahr 2000 286,9 PJ (79,7 TWh). Damit liegt er nach einer Verringerung Mitte der 90er Jahre (1994: 255,5 PJ = 71 TWh) nunmehr um ca. 6,5 % höher als im Jahre 1991 (Beginn der statistischen Erfassung von Energiedaten im Land Brandenburg).

Die Struktur des Energieverbrauchs hat sich in den letzten Jahren deutlich verschoben. Der Anteil der Haushalte/Kleinverbraucher betrug im Jahr 2000 ca. 39 % (1991: 47 %), des verarbeitenden Gewerbes 31,3 % (1991: 31 %) und des Verkehrs 29,7 % (1991: 21,9 %). Dabei werden unter dem Begriff Kleinverbraucher Betriebe aus folgenden Branchen zugeordnet:

- Land- und Forstwirtschaft, Fischerei
- Baugewerbe
- Handel
- Kreditinstitute
- Staat, Organisationen ohne Erwerbscharakter
- Industrielle Kleinbetriebe (weniger als 20 Mitarbeiter)
- Sonstige Dienstleistungen.

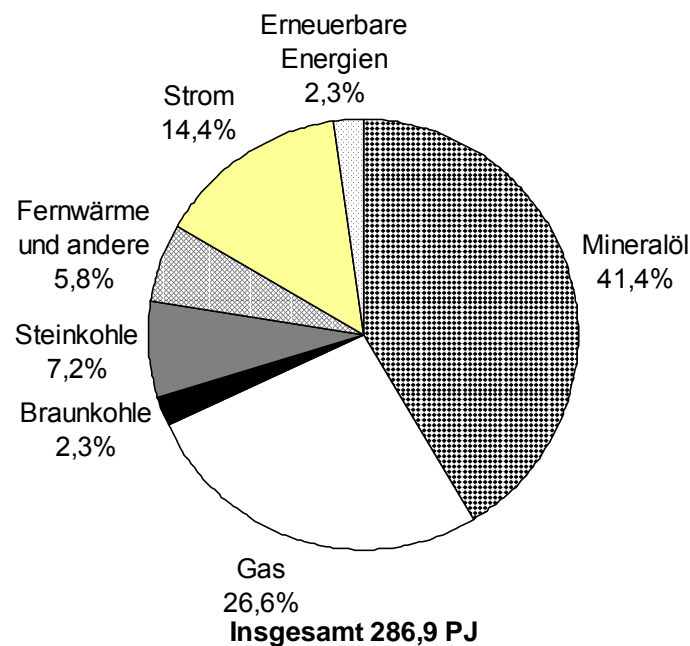


Abbildung 1.5: Endenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Nutzern (2000) /27/

Endenergiebereitstellung

Strom

Die Stromversorgung basiert überwiegend auf den braunkohlengefeuerten Kraftwerken von Vattenfall Europe Generation und kleineren dezentralen Blockheizkraftwerken. Insgesamt stehen Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 6.694 MW zur Verfügung. 2000 wurden damit 151,3 PJ (42,02 TWh) Strom mit einem Brennstoffeinsatz von 381,4 PJ (105,9 TWh) erzeugt. Davon wurden jedoch nur 43,9 PJ (12,2 TWh) im Land verbraucht.

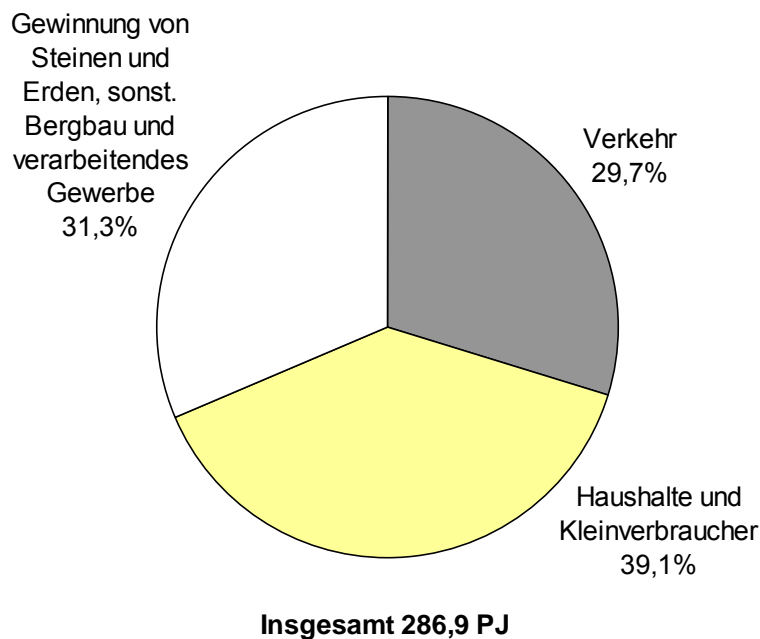


Abbildung 1.6: Endenergieverbrauch im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/

Fernwärme

Die Fernwärmeerzeugung ist in den letzten Jahren von 34,8 PJ (9,67 TWh, 1990) auf 16,2 PJ (4,5 TWh, 2000) zurück gegangen. Hierfür wurde ein Brennstoffeinsatz von 36,1 PJ (10 TWh, 2000) benötigt. /3/,/27/

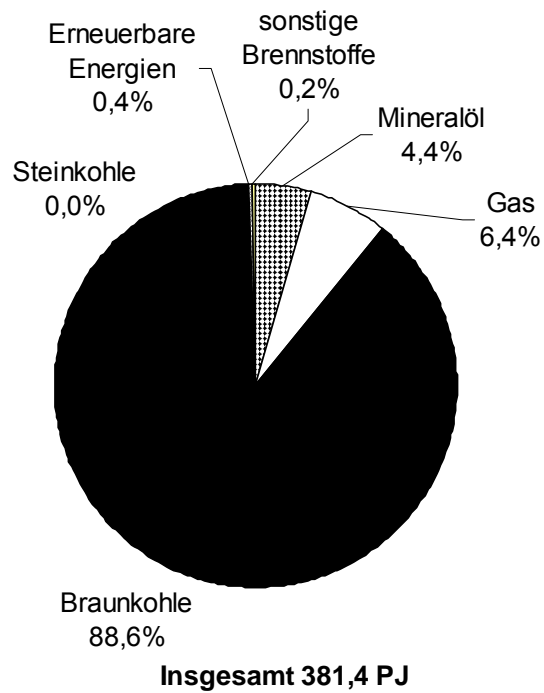


Abbildung 1.7: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Land Brandenburg /27/

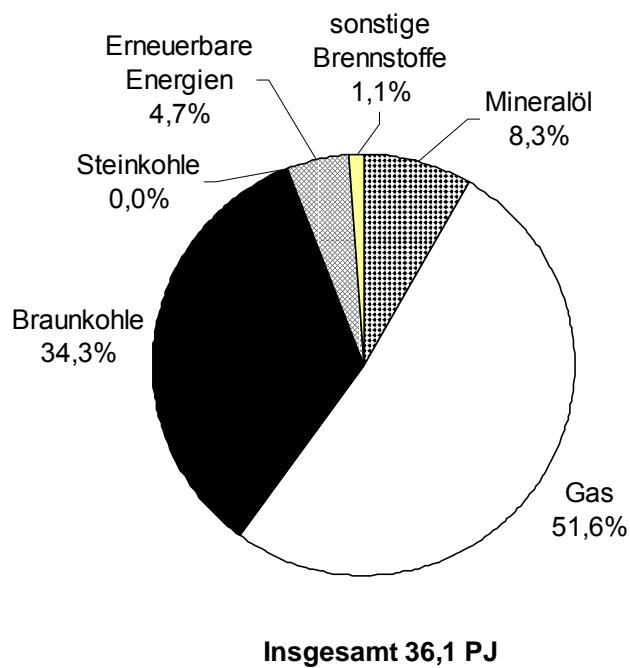


Abbildung 1.8: Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung im Land Brandenburg /27/

Zeitgleich erfolgte eine Verschiebung des eingesetzten Brennstoffs von Braunkohle (1990: 75,6 %, 2000: 34,3 %) zu Gas (1990: 12,4 %, 2000: 51,6 %).

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen stehen in direkter Abhängigkeit zum Brennstoffeinsatz. Durch den hohen Anteil der Braunkohle beeinflusst dies auch wesentlich den CO₂-Ausstoß.

Die Gesamtemissionen im Jahr 2000 betragen rund 62 Mio. t CO₂, die Emissionen zur Erzeugung des exportierten Stroms 29 Mio. t CO₂.

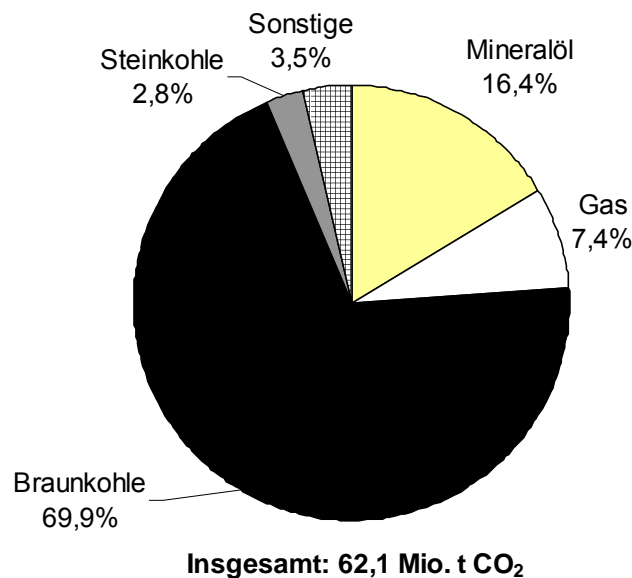


Abbildung 1.9: CO₂-Emissionen im Land Brandenburg nach Energieträgern (2000) /27/, /45/

Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energien leisteten im Jahr 2002 einen Beitrag am Endenergieverbrauch im Land Brandenburg von 12,66 % beim Strom und 5,4 % beim Wärmebedarf zu Heizzwecken im Wohnbereich. In Tabelle

1.1 ist der Ausbaustand regenerativer Energien in Brandenburg für das Jahr 2002 zusammengestellt.

Erneuerbarer Energieträger	Stromerzeugung 2002 [GWh]	Wärmeerzeugung 2002 [GWh]
Wasserkraft	14,3	0
Windenergie	1.325	0
Energie aus Biomasse	286,94	995
Solarthermie	0	29
Photovoltaik	1,266	0
Geothermie	0	3,9
Wärmepumpen	0	41,25
Summe	1.627,51	1.069,15

Tabelle 1.1: Stand der Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien im Land Brandenburg

Klimaschutzziele

Die Landesregierung Brandenburgs befürwortet in ihren Regierungserklärungen die Klimaschutzziele der Bundesregierung, beabsichtigt aber, diese Ziele deutlich zu übertreffen.

Konkret wurden die brandenburgischen Klimaschutzziele erstmals im Jahre 1996 im „Energiekonzept des Landes Brandenburg“ festgelegt. Die ehrgeizigen Ziele bis zum Jahr 2010 waren die Reduzierung

- der CO₂-Emissionen um ca. 38 %,
- der SO₂-Emissionen um 97 %,

- der Stickoxide um 49 % und
- der Staubemissionen um 94 %

gegenüber dem Stand von 1990.

Diese Klimaschutzziele wurden auch von der gegenwärtigen Landesregierung bestätigt. Im Koalitionsvertrag der SPD und der CDU für die 3. Wahlperiode (1999-2004) heißt es hierzu:

„Die Koalition hält an den Zielstellungen des Energiekonzeptes fest und setzt sich dafür ein, alle wirtschaftlichen Potenziale der Energieeinsparung auszuschöpfen, erneuerbare Energien zu nutzen und gleichzeitig die Braunkohle in wirtschaftlich sinnvollem und ökologisch verträglichem Umfang zum Einsatz zu bringen.“ /25/

Energiestrategie 2010

In der „Energiestrategie 2010“ für das Land Brandenburg aus dem Jahr 2002 als Fortschreibung des Energiekonzepts aus dem Jahre 1996 wurden folgende energiepolitische Zielstellungen formuliert:

- Umweltverträgliche und sparsame Bereitstellung und Nutzung von Energie
 - Verbesserung der ökonomischen und sozialen Lebensgrundlagen
 - Umweltschutz als integraler Bestandteil jeder technologischen Entwicklung
 - Nutzung natürlicher Ressourcen in verträglichem Umfang
 - Beeinträchtigung von Schutzgütern möglichst vermeiden, ggf. beseitigen
 - Verwirklichung des Prinzips der nachhaltigen Entwicklung mit Energieeinsparung, rationeller Energienutzung sowie erneuerbaren Energiequellen

- Zuverlässiges, breitgefächertes und kostengünstiges Energieangebot
 - Gewährleistung einer sicheren Energiebereitstellung für den weiteren Ausbau einer wettbewerbsfähigen Industrie und damit Unterstützung des Wirtschaftsstandortes Brandenburg
 - Gewährleistung einer ausgewogenen regionalen und kommunalen Energieversorgungsstruktur
 - Sicherung der subventionsfreien Nutzung der heimischen Braunkohle
- Arbeitsplatzsicherung und Wertschöpfung für das Land
 - Realisierung der Mehr-Wege-Strategie für den Strukturwandel im Lausitzer Braunkohlenrevier
 - Ausbau der energetischen Nutzung der Biomasse in strukturschwachen ländlichen Regionen
 - Nutzung der ökologischen und ressourcenschonenden Kreislaufwirtschaft sowie der technologischen Erneuerung

1.3 Bewertung der Energiesituation im Land Brandenburg

Nachdem im Vorkapitel der gegenwärtige Energieverbrauch, die Energiebereitstellung und die Klimaschutzziele im Land Brandenburg beschrieben wurden, stellt sich nun die Frage: „Und jetzt?“

Oder, um eine zum gegenwärtigem Zeitpunkt häufig genutzte Redewendung der Politiker zu benutzen: „Sind wir auf gutem Wege?“

Zumindest in Brandenburg bedarf es noch erheblicher Anstrengungen, um die selbst gesteckten Klimaschutzziele auch nur annähernd zu erreichen. Aufbauend auf den Zielsetzungen des brandenburgischen Energiekonzeptes hat die Landesregierung im Jahr 2000 bei der Firma

Prognos AG eine Evaluierung des bisher Erreichten in Auftrag gegeben.
/3/

Die Ergebnisse sind wenig zufriedenstellend.

So bescheinigt Prognos AG der Landesregierung zwar eine „insgesamt positive Entwicklung“ hinsichtlich der 1996 formulierten energiepolitischen Zielsetzungen in den Bereichen /3/:

- Umweltverträgliche Bereitstellung und sparsame Nutzung von Energie
- Bereitstellung eines zuverlässigen, breitgefächerten und kostengünstigen Energieangebotes
- Arbeitsplatzsicherung und Wertschöpfung für das Land

Die Umsetzung erfolgte aber bisher nur in den Bereichen, wo das Land eine direkte Eingriffs- und Steuermöglichkeit entfalten kann sowie von den Aufgaben her ein überschaubarer Umfang besteht.

Vor allem in den Handlungsbereichen, wo das Energiekonzept eine flächendeckende Information und Kommunikation vorsah, sind in der Vergangenheit nur geringe bis keine Landesaktivitäten erfolgt. Dies gilt insbesondere für die Vielzahl der gewerblichen Kleinverbraucher und privaten Haushalte. Das Land hat hier die im Energiekonzept vorgesehenen Aktivitäten weitgehend nicht realisiert.

Außerdem werden die CO₂-Reduktionsziele deutlich verfehlt. Anstatt der angestrebten 53 Millionen t/a im Jahr 2010 wird nun prognostiziert, dass die Emissionen um 11 Mio. t/a über dem im Jahre 1996 durch die Landesregierung angestrebten Zielwert liegen werden. Hiervon entfallen ca. 6 Mio. t auf eine höhere Braunkohlenverstromung und ca. 5 Mio. t auf höhere Umwandlungsverluste und geringere Energieeinsparungen als im Jahre 1996 errechnet.

Der prognostizierte Anstieg der CO₂-Emissionen hat 2 positive und 3 negative Ursachen. Als positive Ursachen sind zu nennen:

- Das Wirtschaftswachstum im Land Brandenburg und der damit verbundene Anstieg des Energiebedarfs hat sich besser entwickelt als 1996 angenommen.
- Die Braunkohleverstromung ist um fast 15 % höher als 1996 prognostiziert, wobei der Strom nahezu vollständig in die anderen Bundesländer exportiert wird.

Ausschließlich negativ schlagen zu Buche:

- der noch immer nicht abgeschlossene Strukturwandel besonders in energieintensiven Betrieben,
- ungenügender Wärmeschutz im Gebäudebereich,
- erhöhtes Straßenverkehrsaufkommen, u.a. als Transitland für Osteuropa.

Folglich sind noch mehr politische Maßnahmen als bisher von Nöten, um Einsparpotenziale zu erschließen und die CO₂-emittierenden Energieträger durch regenerative, CO₂-freie bzw. -neutrale Energieformen zu ersetzen. Lippenbekenntnisse werden nicht weiterhelfen.

Bleibt die Frage zu beantworten, wie es mit den wissenschaftlichen Vorleistungen für diese Entscheidungsprozesse zur Energiepolitik im Lande aussieht?

Hat die Wissenschaft dem Gesetzgeber und den mit der Energiepolitik des Landes befassten Regierungsstellen geeignete inhaltlich – methodische Hilfsmittel zur Entscheidungsvorbereitung bereitgestellt?

Gemeint sind Hilfsmittel,

- die eine effiziente Vorbereitung energiepolitischer Entscheidungen gewährleisten,
- die mit geringem Aufwand Variantenvergleiche ermöglichen und

- die sichern, dass die Entscheidungen weitestgehend sachlich begründet, überschaubar, nachvollziehbar und langfristig tragfähig gestaltet werden können.

Eine diesbezügliche Analyse der bekannten Lösungsansätze offenbart einen bedauerlichen Nachholbedarf.

Hübner hat sich in seiner Arbeit „Schlussfolgerungen aus einer stochastischen Analyse der Energiepreisentwicklung“ intensiv mit der Energiepreisproblematik beschäftigt. /5/

Nagel hat „Ein analytisches Prozessmodell zur Bestimmung von Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz biogener Energieträger im ländlichen Raum, dargestellt an einem Beispiel aus dem Bundesland Brandenburg“ /6/ erarbeitet und hat damit ebenso wie *Hübner* einen Beitrag zur Bewertung energiepolitischer Probleme vorgelegt.

Eine weitere wichtige Grundlage für die geforderten inhaltlich – methodischen Hilfsmittel zur Vorbereitung energiepolitischer Entscheidungen sind die bisherigen Arbeiten zur Nutzwert – Kosten – Analyse. /7/

Die genannten Beiträge sind wichtige Grundlagen für das zu erarbeitende Bewertungsverfahren. Ein nutzungsfähiges Handlungsinstrument, das die o.g. Anforderungen erfüllt, sind sie nicht.

Das angedachte inhaltlich – methodische Hilfsmittel für energiepolitische Entscheidungen soll ein nutzerfreundliches, einfach handhabbares Rechenmodell mit einer soliden Datenbasis sein, das mit minimalem Aufwand beliebige Variantenuntersuchungen ermöglicht.

Es ist eine Lösung vorstellbar, die sich in der Herangehensweise an die Methode des Prozess – Benchmarking anlehnt. /8/

2 Ziele der Arbeit

Mit dieser Arbeit soll ein Beitrag zur Umsetzung der Energiestrategie des Landes Brandenburg - insbesondere zur erweiterten Nutzung der regenerativen Energien – geleistet werden.

Entscheidungsprozesse zur Energiepolitik sind im Allgemeinen sehr komplex und haben weitreichende Auswirkungen für die Zukunft. Sie führen häufig zu widersprüchlichen Wirkungen, die gegenwärtig nicht immer ausreichend gegeneinander abgewogen werden können und daher angreifbar bleiben. Unerwünschte, nicht absehbare Langzeitwirkungen können nicht immer ausgeschlossen werden.

Dieser Tatbestand ist Veranlassung, mit der vorliegenden Arbeit den Versuch zu unternehmen, einen Beitrag zur Lösung des Problems zu leisten. Das inhaltliche Kernstück der Arbeit ist daher die Erarbeitung von Bewertungskriterien und eines Bewertungsmodells für regenerative Energien.

Durch die Anwendung des Modells sollen Entscheidungen

- zur Nutzung regenerativer Energien,
- zur Entwicklung der Verfahren und der Technik zu ihrer Nutzung,
- zum Einsatz von Fördermitteln

unter Einbeziehung aller relevanten Einflüsse und Effekte wesentlich überschaubarer gestaltet werden können. Es soll erreicht werden, dass die Nutzung regenerativer Energien beschleunigt und effizienter gestaltet werden kann. Daraus ergibt sich, dass das Modell einerseits die relevanten Einflussgrößen möglichst lückenlos berücksichtigen sollte, es andererseits aber anwenderfreundlich zu gestalten ist.

Zunächst sind mit der Beschreibung der Wirkungsmechanismen der erneuerbaren Energien und der auf sie einwirkenden Einflussfaktoren die fachlichen Grundlagen für die sachkundige Bewältigung der Aufgabenstellung zu erarbeiten. Hier ist der Nachweis über die vorhandene Sachkenntnis - bezogen auf den zu bewertenden Gegenstand „Erneuerbare Energien“ - zu erbringen.

Mit der dann folgenden Darstellung und Analyse der gegenwärtigen Nutzung regenerativer Energien im Land Brandenburg wird nicht nur das erreichte Nutzungsniveau dokumentiert. Diese Ist-Standsbewertung ist gleichzeitig die inhaltliche Substanz für den im letzten Teil der Arbeit vorgesehenen Test des Bewertungsmodells.

Schließlich ist durch eine umfassende Analyse des Wissensstandes auf dem Gebiet der zu lösenden Bewertungsproblematik der Nachweis zu erbringen, dass für das formulierte Problem noch keine Lösung bekannt ist.

Damit ist die Erfassung und Bewertung des Ist-Standes abgeschlossen. Aus dieser Analyse lässt sich die Aufgabenstellung für den kreativen Teil dieser Arbeit ableiten und der Nachweis erbringen, dass mit der Lösung dieser Aufgabenstellung ein Wissenszuwachs erbracht wird.

Die Erarbeitung des Modells zur Bewertung des Einsatzes regenerativer Energien erfolgt in drei inhaltlich miteinander verknüpften Komplexen.

Ausgehend von den Zielen des Bewertungsmodells, eine life cycle-Bewertung für die verschiedenen regenerativen Energieträger zu gewährleisten, werden zunächst Datensammlungen erarbeitet. Sie sollen möglichst alle für die Beurteilung der jeweiligen regenerativen Energieform relevanten Daten enthalten.

Die inhaltliche Verknüpfung der sehr breiten Datenbasis mit dem Entscheidungsprozess soll durch Bewertungskriterien gewährleistet werden. Es wird angestrebt, die Bewertungskriterien weitgehend mit

quantitativen Werten zu unterlegen, qualitative Aussagen werden jedoch nicht völlig auszuschließen sein.

Der letzte – für die Anwenderfreundlichkeit aber entscheidende – Arbeitsschritt ist die Umsetzung der inhaltlichen Bewertungsalgorithmen in ein mathematisches Modell. Das Modell soll gewährleisten, dass die entscheidungsvorbereitenden Bewertungen mit einem geringen Zeitaufwand und weitgehend unter Ausschluss subjektiver Einflüsse durchgeführt werden können. Das Modell muss auch die Reproduzierbarkeit der Bewertungen gewährleisten.

Die Anwendbarkeit des Modells soll am Beispiel der Nutzung regenerativer Energien im Land Brandenburg nachgewiesen werden. Die sich aus dieser Erstanwendung ergebenden Erkenntnisse sind vor allem für die kritische Bewertung des Modells und gegebenenfalls zur Formulierung weiterführender Aufgaben zu nutzen.

Inhaltlich tragfähige Ergebnisse der Erstanwendung werden genutzt, um Vorschläge zur effizienteren Gestaltung des Einsatzes regenerativer Energien im Land Brandenburg zu formulieren.

Abschließend sind die Anwendungsmöglichkeiten und –grenzen des Bewertungsmodells zu beurteilen. Die durch die Nutzung des Modells erreichbaren Effekte sind darzustellen.

3 Analyse der erneuerbaren Energieträger

3.1 Windkraft

3.1.1 Grundlagen des Energieangebotes aus Windenergie

3.1.1.1 Allgemeines

Der Energiegehalt des Windes hängt von der Windgeschwindigkeit und der Luftdichte (Luftdruck, Temperatur, Luftfeuchte) ab. Diese Größen unterliegen zwar starken zufälligen Schwankungen, jedoch erlauben Mittelungsverfahren den Jahresenergieertrag mit einer für die meisten Anwendungen ausreichenden Genauigkeit zu bestimmen. Die Leistung des Windes kann mit hinreichender Genauigkeit zu

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

bestimmt werden. Der theoretisch maximal nutzbare Anteil der Windenergie (momentaner Wirkungsgrad oder auch Betzscher Beiwert genannt) kann mit der folgenden Gleichung ermittelt werden und beträgt ca. 59 % /54/.

$$\eta_w = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right]$$

P_w Windleistung

ρ Luftdichte

A überstrichene Rotorfläche

v_1 Windgeschwindigkeit vor der überstrichenen Rotorblattfläche

v_2 Windgeschwindigkeit nach der überstrichenen Rotorblattfläche

Tatsächlich wird im Betriebsbereich von Windkraftanlagen nur ein Beiwert von 25... 45 % erreicht, so dass als Koeffizient für praktische Rechnungen je nach Anlagentyp ein Wert zwischen 0,15 und 0,28 verwendet werden kann. Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit (10 – 14 m/s) wird die Leistung der Anlage regelungstechnisch konstant gehalten, um sie nicht zu überlasten. Ab Windgeschwindigkeiten von ca. 22 – 25 m/s (abhängig vom Typ) erfolgt aus sicherheitstechnischen Gründen die Abschaltung der Windkraftanlagen.

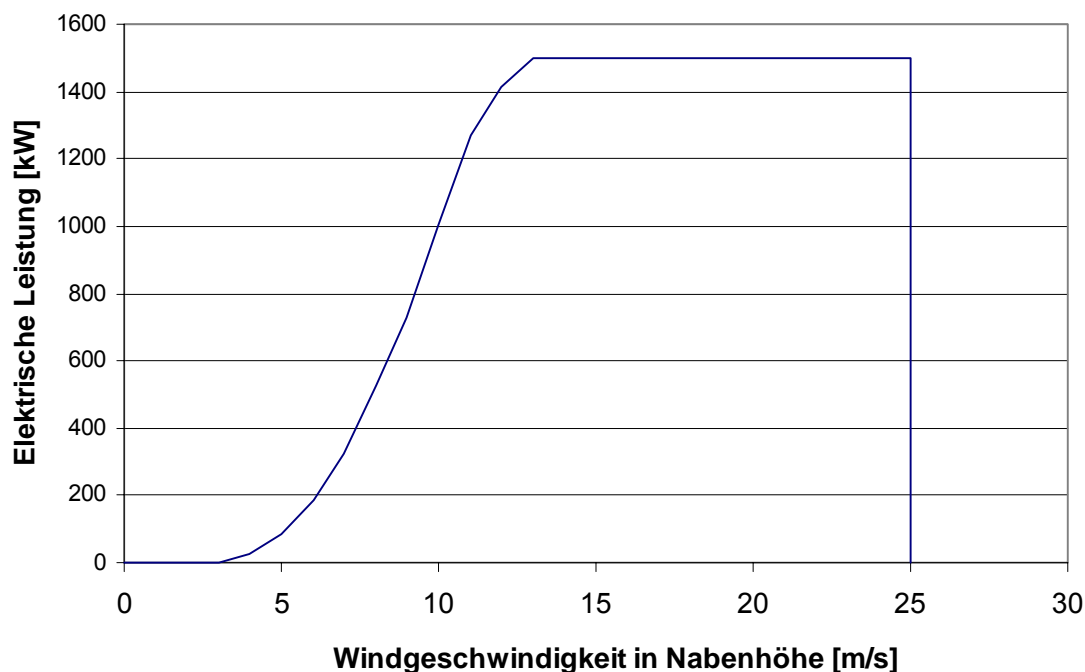


Abbildung 3.1: Leistungskennlinie Windturbine Nordex S70-1500 /9/

3.1.1.2 Luftzirkulationssysteme

Die Zirkulationssysteme werden in global und lokal unterschieden.

Globale Unterschiede in der solaren Einstrahlung sowie die Verteilung der Meere und Kontinente auf der Erde bedingen ein komplexes, weltweites Zirkulationssystem (z.B. Passatwinde).

Diese globale Luftzirkulationssystem kommt nur in großen Höhen zum Tragen (sog. freie Atmosphäre). Mit zunehmender Nähe zur

Erdoberfläche werden die globalen Windsysteme von den lokalen Effekten immer stärker überlagert. Diese von den Gegebenheiten an der Erdoberfläche direkt beeinflusste Zone wird auch als planetarische

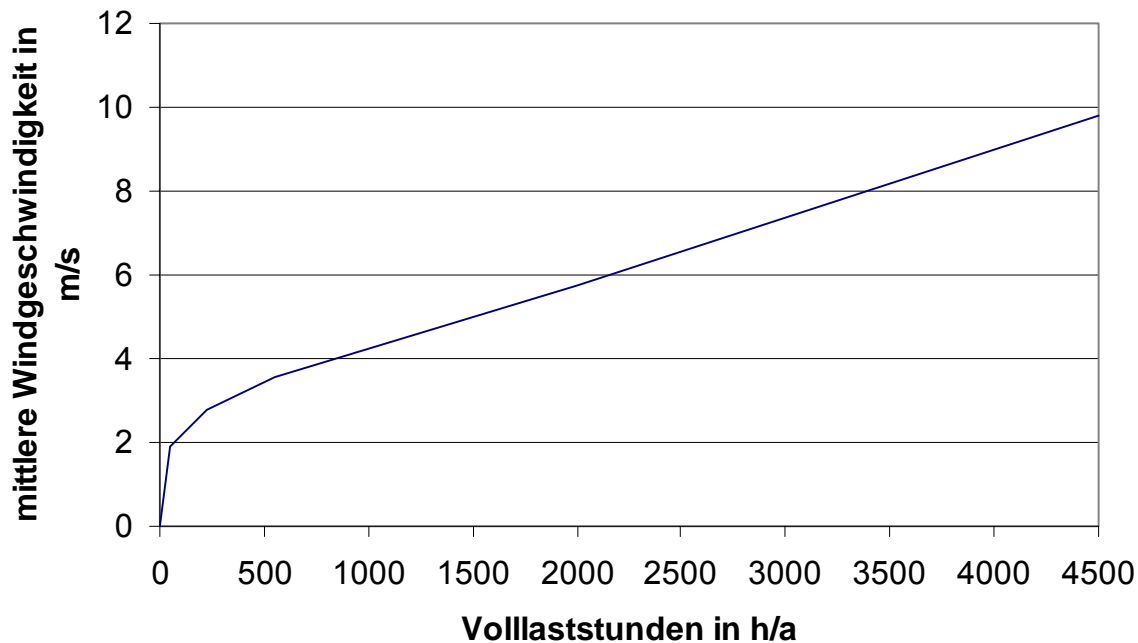


Abbildung 3.2: Zusammenhang von jahresmittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Volllaststunden einer 1,5 MW Windkraftanlagen /11/

Grenzschicht bezeichnet. Ihre Höhe und damit der Bereich bis zur ungestörten Windgeschwindigkeit in der freien Atmosphäre ist sowohl zeit- als auch ortsabhängig und variiert, abhängig von Wetterlage, Bodenrauhigkeit oder Topographie, von einigen hundert Metern bis zu wenigen Kilometern (Abbildung 3.3). Innerhalb dieser planetarischen Grenzschicht bilden sich lokale Windsysteme überall dort aus, wo aufgrund unterschiedlicher Oberflächenerwärmung oder -abstrahlung Temperaturdifferenzen zwischen einzelnen Gebieten auftreten (z. B. Auf- und Abwinde, Hangwinde oder Berg- und Talwinde). Die momentane Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund hängt hier von einer Vielzahl meteorologischer Größen (u. a. Temperaturschichtung oder Feuchtigkeit) und der Rauigkeit an der Erdoberfläche ab.

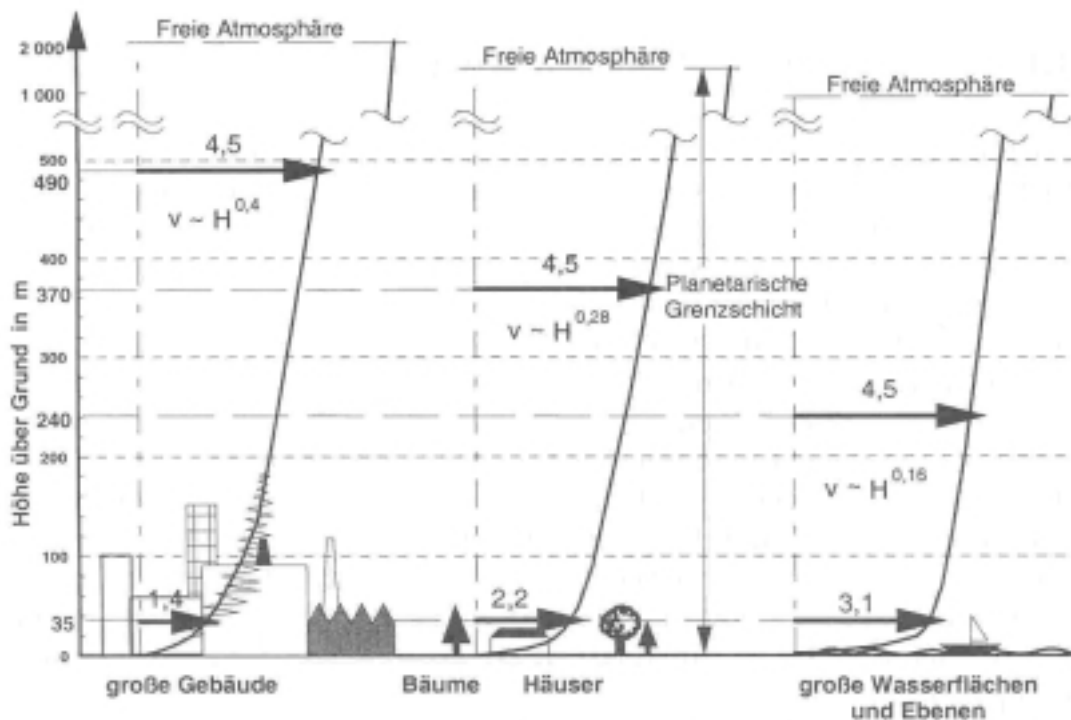


Abbildung 3.3: Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit /11/

3.1.1.3 Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Einen wesentlichen Einfluss auf das Windangebot an einem Standort übt das Oberflächenprofil der näheren Umgebung aus (Orografie). Für eine diesbezügliche Potenzialbewertung gibt es von verschiedenen Autoren Versuche auf der Grundlage bekannter Eckdaten eine Abhängigkeit des Windangebotes von der Standorthöhe über der Umgebung und den Umgebungsrauigkeiten abzuleiten.

Aus der Höhenzunahme des Windangebotes können Rückschlüsse auf geeignete Turmhöhen für Windkraftanlagen gezogen werden. Höhen von mehr als 40 m über Grund minimieren den Einfluss der Umgebungsrauigkeiten und führen zu einer Erhöhung des Windangebotes von ca. 1 – 2 % je Meter.

Folglich erbringt jeder Meter Zuwachs an Turmhöhe auch einen jährlichen Mehrertrag an Energie.

3.1.1.4 Zeitliche Abhängigkeiten

In Abbildung 3.4 ist für die Windmessstation in Lindenberg (30 km südöstlich von Berlin) beispielhaft der mittlere Tagesgang und der mittlere Jahresgang der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe dargestellt.

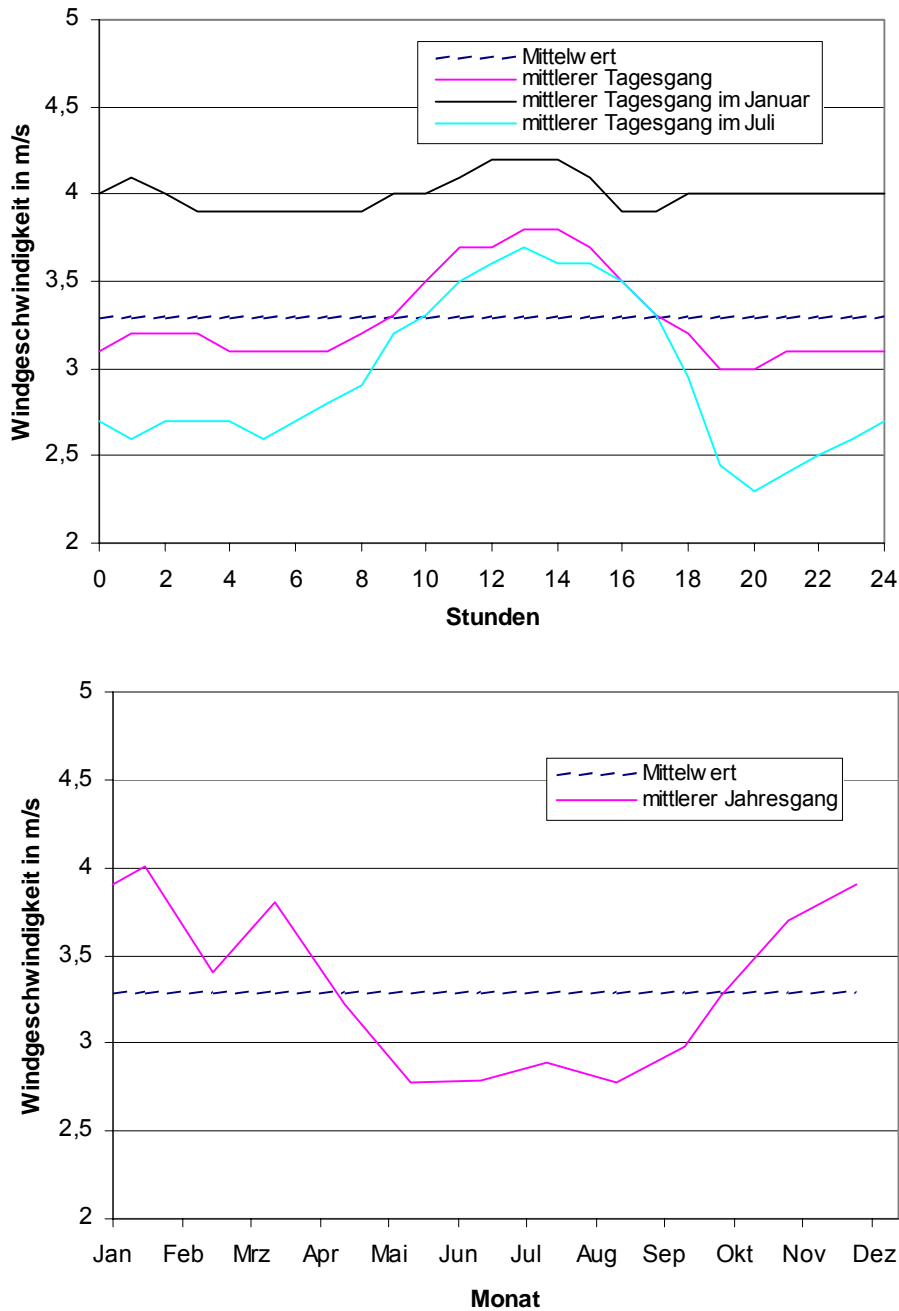


Abbildung 3.4: mittlerer Tagesgang und mittlerer Jahresgang der Windgeschwindigkeit in Lindenberg /12/

Der Tagesgang mit einem Maximum der Windgeschwindigkeit in den Mittagsstunden und einem Minimum in den Nachtstunden ist begründet in dem Zusammenhang zwischen den sich tageszeitlich verändernden Strahlungsverhältnissen, der thermischen Schichtung der Atmosphäre und dem vertikalen Windprofil. Gleichzeitig ist er abhängig von der Bodenrauigkeit, der Höhe, der Bewölkung und den jahreszeitlichen Einflüssen.

Der Jahresgang ist eine Folge der im Winter im allgemeinen stärkeren Temperatur- und damit Luftdruckgegensätze. Wesentlich zu den relativ hohen mittleren Windgeschwindigkeiten im Spätherbst und Winter tragen die in den einzelnen Jahren in sehr unterschiedlicher Anzahl auftretenden Sturmweatherlagen bei. Daraus ergibt sich für die Windenergienutzung die vorteilhafte Situation, dass das Windenergiepotenzial in der Zeit des größeren Energiebedarfs (Winterhalbjahr) auch am größten ist.

3.1.1.5 Verteilung der Windrichtungen

Zur Ermittlung der Richtungsverteilung werden die Windgeschwindigkeiten sektorenweise gemessen. Hierbei ist es üblich die Werte über 12 30 °-Sektoren aufzuteilen (Abbildung 3.5)

Die Ermittlung der durchschnittlichen Häufigkeitsverteilung erfolgt durch die Auswertung von langjährigen Windmessungen. Kurzzeitige Messungen (1-2 Jahre) können angesichts der jährlichen Schwankungen des Windes um bis zu 30 % als nicht repräsentativ angesehen werden.

Die Kenntnisse über die Windrichtungen und deren Häufigkeiten sind vor allem bei der Konfiguration von Windparks unabdingbar, um die gegenseitigen Abschattungen der einzelnen Windkraftanlagen zu minimieren und damit den Ertrag des gesamten Windparks zu optimieren.

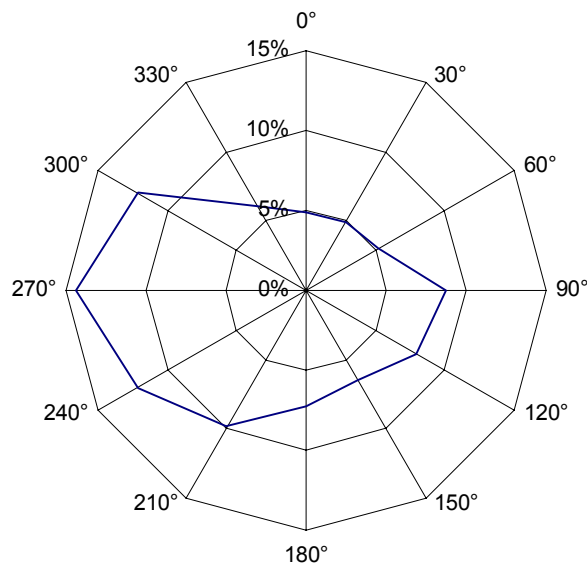


Abbildung 3.5: Relative Häufigkeit der Windrichtungen in % für Lindenberg /12/

3.1.1.6 Rauigkeiten und räumliche Windverteilung

Die Rauigkeiten der weiteren Umgebung müssen bei der Einschätzung des Windenergiepotenzials ebenfalls berücksichtigt werden. Schon ein einzelnes, hinreichend großes Hindernis beeinflusst das bodennahe Windfeld und damit die nutzbare Windenergie. Als Hindernisse gelten Bauwerke jeglicher Art ebenso wie Bäume, Büsche und sonstige Bepflanzungen.

Trifft die Luftströmung auf ein Hindernis, so wird sie gezwungen, dieses teils seitlich zu umströmen, teils zu überströmen und, sofern dieses möglich ist, teils hindurch zu strömen. Die Strömungsmuster hängen im Einzelfall von der Form, der Durchlässigkeit, der Höhe, der Breite und der Tiefe des Störkörpers ab. Allgemein gilt, dass die mittlere Windgeschwindigkeit im Nachlaufbereich des Hindernisses abgebremst, die Turbulenz dagegen stark erhöht wird.

Aussagen über das vorherrschende Windangebot erfordern entsprechende Messungen bzw. Modellrechnungen. In Deutschland wird zwar die Windgeschwindigkeit an verschiedenen Standorten gemessen;

eine flächendeckende Erfassung existiert jedoch nur begrenzt. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat eine Karte der mittleren Windgeschwindigkeit für ganz Deutschland im Maßstab 1 : 2 500 000 und für Brandenburg im Maßstab 1 : 450 000 erstellt. Dabei wurden die Windgeschwindigkeiten in freien Lagen in 10 m über dem Grund aufgetragen. Diese Windkarte ermöglicht es, Regionen unterschiedlicher

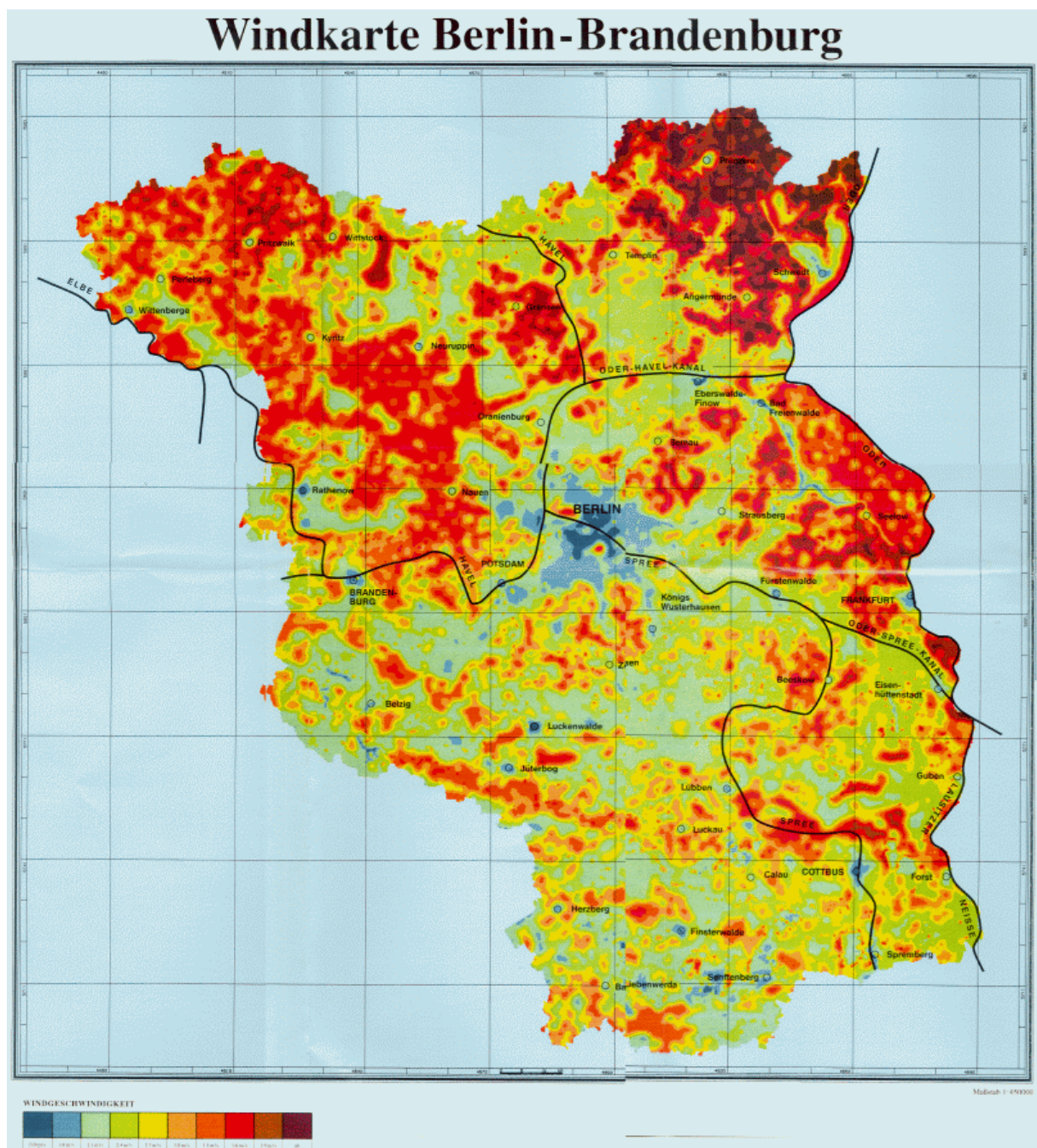


Abbildung 3.6: Windkarte Berlin-Brandenburg 10 m über Grund /10/

mittlerer Windgeschwindigkeiten voneinander abzugrenzen. Das an einem konkreten Standort einer Windkraftanlage zu erwartende Windenergiepotenzial kann der Windkarte aber nicht entnommen werden. Hierzu ist es notwendig, die Umgebungsbedingungen des jeweiligen Standortes (richtungs- und entfernungsabhängige Oberflächenrauigkeiten, Hindernisse und Orografie) durch vor Ort Untersuchungen zu erfassen.

3.1.2 Potenzial in Brandenburg

3.1.2.1 Standortbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage bzw. eines Windparks ist im wesentlichen durch den Standort oder seines Umfeldes bestimmt.

mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

Sie ist die Basis des wirtschaftlichen Betriebs einer Windkraftanlage und sollte unter Berücksichtigung der aktuellen durchschnittlichen spezifischen Herstellungskosten mindestens 5 m/s mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe betragen.

Umgebung des Standortes

Der Standort sollte eine möglichst freie Anströmung des Windes gewährleisten. Ideal ist folglich eine Hügellage, die sich von ihrer Umgebung abhebt.

Zuwegung

Die Zuwegung zum geplanten Standort muss für die Transport- und Kranfahrzeuge dauerhaft vorhanden sein, da neben dem Aufbau der Windkraftanlage auch Reparaturarbeiten jederzeit möglich sein müssen. Die Tragfähigkeit muss so bemessen sein, dass Achslasten von 12 t möglich sind. Die Kurvenradien sind in Abstimmung mit der Kran- und Transportfirma zu bemessen.

Grenzabstände

Zu Nachbargrundstücken sind die einschlägigen Grenzabstände, die in jedem Bundesland unterschiedlich sind, einzuhalten. In Brandenburg erfolgen beispielsweise die Vorgaben durch die Brandenburgische Bauordnung und deren Durchführungsbestimmungen. Eine Unterschreitung des erforderlichen Grenzabstandes ist möglich, sofern der jeweilige Grundstücksnachbar einer Baulast zustimmt. /57/

Auch zu Straßen und Hochspannungsleitungen ist ein bestimmter Mindestabstand einzuhalten. Hier sei auf das Bundesfernstraßengesetz /58/ und das Landesstraßengesetz des Landes Brandenburg /59/ sowie auf der Empfehlung der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) „Abstand von Windenergieanlagen zu elektrischen Anlagen“ /60/ verwiesen.

Schallimmissionen

Die Technische Anleitung Lärm (TA Lärm) regelt die maximal zulässigen Lärmpegel und berücksichtigt neben den verschiedenen Bebauungsarten (reines Gewerbegebiet, Mischgebiet, reines Wohngebiet) auch den Zeitpunkt der Lärmbeeinflussung (Tag/Nacht). So dürfen in Kerngebieten, Dorfgebieten und Mischgebieten zur Nachtzeit Lärmpegel von 45 dB(A) nicht überschritten werden, in reinen Wohngebieten sind es nur 35 dB(A). /55/

Moderne Windkraftanlagen halten als Einzelanlagen diesen Wert ein, wenn sie mindestens 500 m vom betroffenen Grundstück entfernt sind. Bei Windparks sind aufgrund der Überlagerung der Einzelgeräusche in der Regel mindestens 700 m einzuhalten. Über Rechnerprogramme lassen sich bezogen auf jeden Windkraftanlagentyp und der geplanten Nabenhöhe exakte Lärmprognosen erstellen.

Schattenwurf

Bei niedrig stehender Sonne verursachen die sich drehenden Rotorblätter einen periodischen Schattenwurf, der die Anwohner belästigen kann.

Mittlerweile wurden durch verschiedene Rechtssprechungen maximale Belastungszeiten (je Tag, je Monat, je Jahr) festgelegt. Darauf aufbauend lässt die Windenergieanlagen-Schattenwurf-Leitlinie des Ministeriums für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung eine maximale jährliche Belastung von 30 Stunden und eine täglich Belastung von 30 Minuten zu. /56/ Über Rechnerprogramme kann für jeden Standort der Schattenwurf bei der Planung berücksichtigt werden.

Untergrund

Durch ein Bodengutachten ist frühzeitig zu ermitteln, ob ein standardisiertes und somit kostengünstigstes Flachfundament zur Aufnahme der dynamischen und statischen Lasten ausreicht, oder eine Tiefengründung (Pfahlgründung) erforderlich ist. Hierbei ist auch zu klären, ob ggf. Bodenverdichtungsmaßnahmen notwendig sind.

Netzanbindung

Windkraftanlagen werden in der Regel in wenig bebauten ländlichen Regionen errichtet. Folglich sind auch die Stromnetzinfrastrukturen (Leistungs-, Aufnahmefähigkeit) relativ schlecht ausgebaut. Der bisherige Windkraftausbau hat zumindest in Brandenburg dazu geführt, dass die vorhandenen Aufnahmekapazitäten auf der Mittelspannungsebene nahezu ausnahmslos erschöpft ist.

In einigen Bereichen Brandenburgs ist bedingt durch den Ausbau der Windkraft auch die Hochspannungsebene (110 - 220 kV) bereits ausgelastet.

Die Klärung der Einspeisekapazität und des Netzanschlusspunktes hat deshalb bei der Planung eines Windkraftprojektes höchste Priorität. Folglich muss bereits in einem sehr frühen Planungsstadium mit dem zuständigen Energieversorger eine Abstimmung erfolgen.

Landschaft, Naturschutz, Raumordnung

Windkraftanlagen sind aufgrund ihrer Bauwerkshöhen weithin sichtbar und werden raumordnerisch als Sperrriegel in den Sichtachsen bewertet. Naturschützer sehen durch die Drehbewegung und den Lärm seltene Vogel- und Fledermausarten in ihrer Existenz gefährdet. Auch um eine weitere Zersiedelung der Landschaft zu verhindern, werden in allen Bundesländern „Windeignungsgebiete“ mit Ausschlusscharakter für andere Standorte ausgewiesen.

In Brandenburg haben diese Aufgabe die regionalen Planungsgemeinschaften übernommen. Die ausgewiesenen Flächen berücksichtigen alle naturschutzrechtlichen und raumordnerischen Aspekte, halten somit ausreichende Abstände zu Biosphärenreservaten, Naturschutz- und Landschaftsschutzgebieten ein und berücksichtigen Mindestabstände zu Brut- und Aufzuchtgebieten seltener Tierarten.

Folglich ist eine Planung außerhalb dieser Windeignungsgebiete nicht zielführend, da die notwendigen Errichtungsgenehmigungen regelmäßig versagt werden.

3.1.2.2 Abschätzung des Potenzials in Brandenburg

Aufgrund der o.g. beschriebenen Ausweisung von Windeignungsgebieten ist auch das Potenzial nur für diese Flächen zu ermitteln.

Theoretisches technisches Potenzial

Insgesamt wurden rund 1,3 % der Gesamtfläche Brandenburgs und somit ca. 390 km² als Windeignungsgebiete ausgewiesen. Um die Abschattungsverluste der einzelnen Windkraftanlagen zu minimieren und damit den Gesamtwirkungsgrad eines Windparks zu optimieren ist es gängige Praxis, den Abstand der Windkraftanlagen

- in Hauptwindrichtung auf 8 x Rotordurchmesser und
- in den Nebenwindrichtungen auf 4 x Rotordurchmesser

festzulegen.

Unter Berücksichtigung der derzeitig gängigen Windkraftanlagen mit 70 m Rotordurchmesser und 1,5 MW installierter Leistung errechnet sich die mögliche Anzahl der Anlagen wie folgt:

$$N_{WKA} = \frac{A_{WE}}{(a \cdot D) \cdot (b \cdot D)}$$

N_{WKA} Anzahl der Windkraftanlagen

A_{WE} Gesamtfläche der ausgewiesenen Windeignungsgebiete (390 km²)

a,b Abstandsfaktor in Haupt- und Nebenwindrichtungen (a=8; b=4)

D Rotordurchmesser [m]

Hieraus errechnet sich eine maximal mögliche Anlagenzahl von 2487. Bei Einsatz von Windkraftanlagen mit einer Leistung von 1,5 MW ergibt sich eine installierte Gesamtleistung von 3.730 MW. Bei einer mittleren Jahresvolllaststundenzahl von 1262 h. /26/ errechnet sich zunächst eine theoretische Stromerzeugung von 4.700 GWh.

Praktisch nutzbares technisches Potenzial

Die Erfahrung hat bisher gezeigt, dass selbst die als Eignungsgebiet ausgewiesenen Flächen noch diversen Einschränkungen unterliegen. Gründe hierfür sind:

- Der Zuschnitt der ausgewiesenen Flächen erlaubt häufig keine Optimierung der Standortausnutzung.
- Die regionalen Planungsgemeinschaften berücksichtigen nur unzureichend die gegenwärtigen Anschlusskapazitäten. Somit werden auch Windeignungsgebiete ausgewiesen, die derzeit nicht wirtschaftlich an die öffentliche Stromversorgung angeschlossen werden können.

- Diverse Einspruchsverfahren und Rechtsstreitigkeiten mit ungewissem Ausgang.
- Naturschutzrechtliche Probleme selbst in ausgewiesenen Windeignungsgebieten. Damit verbundenen ist in der Regel eine nochmalige Reduzierung der tatsächlich nutzbaren Fläche.

Hieraus folgert die brandenburgische Landesregierung, dass insgesamt maximal 2.600 MW /61/ installierter Windkraftleistung tatsächlich realisierbar sein werden. Hieraus errechnet sich im Endausbau eine Stromerzeugung von rund 3.300 GWh.

3.1.3 Beispielhafte Anwendungen

3.1.3.1 Windkraftanlage Bärenbrück

Die etwa zwei Kilometer südlich des Großkraftwerks Jänschwalde gelegene Bärenbrücker Abraumkippe gliedert sich in zwei verschiedenen hohe und etwa gleich große Plateaus. Das untere, nördliche Plateau ragt mit einer mittleren Höhe von etwa 90 m üNN ca. 25 m über die Umgebung heraus. Der höhere, südliche Teil der Kippe erreicht eine mittlere Höhe von etwa 96 m üNN.

Die orographische Form des Haldenkörpers bewirkt im Vergleich zum umgebenden Flachland eine deutliche Erhöhung des Windpotenzials.

Auf dem höheren Plateau der Halde wurde eine 500 kW-Windkraftanlage des Typs ENERCON E 40 auf einem 50 m hohen Stahlrohrturm errichtet. Die Anlage wurde 1994 in Betrieb genommen und erzielt im Durchschnitt einen jährlichen Ertrag von ca. 700 MWh. Dies entspricht ca. 1.400 Volllaststunden./29/

3.1.3.2 Windpark Klettwitz

Westlich der Ortslagen Schipkau und Klettwitz, im östlichen Bereich des ehemaligen Tagebau Klettwitz befindet sich eine Kippenfläche, die sowohl landwirtschaftlich als auch zu Aufforstungszwecken genutzt wird. Das

Windnutzungsgebiet weist insbesondere in Hauptwindrichtung gegenüber den vorgelagerten Tagebauflächen eine erhöhte Lage auf.

Als günstig im Hinblick zur Nutzung der Windkraft erweist sich auch die fehlende Bebauung und der derzeit noch sehr geringe Bewuchs in den vorgelagerten Flächen des ehemaligen Tagebaues Klettwitz.

Die Kippenfläche ist durch Zuwegungen bereits gut erschlossen.

Insgesamt wurden 38 Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von je 1,65 MW errichtet (Typ VESTAS V66). Die Inbetriebnahme erfolgte im Dezember 1999. Der Windpark erzeugt jährlich rund 110.000 MWh. Dies entspricht ca. 1.750 Volllaststunden. /29/

3.2 Energie aus Biomasse

Bioenergieträger liegen in vielfältiger Form vor. Zu den **festen** Bioenergieträgern gehören u.a.:

- Holz und Holzreste aus der Durchforstung, der Waldpflege und dem Einschlag sowie der Holzverarbeitenden Industrie,
- Energieholz, d.h. speziell angebaute, schnellwachsende Baumarten wie Pappeln und Weiden („Kurzumtriebshölzer“),
- Landwirtschaftliche Reststoffe (Stroh),
- Speziell angebaute Energiepflanzen auf Stilllegungsflächen.

Bei den **flüssigen** Bioenergieträgern, die z.B. als Treibstoff dienen können, sind von Bedeutung:

- Zucker- und Stärkepflanzen (z.B. Roggen) zur Umwandlung in Ethanol,
- Ölhaltige Pflanzen wie Raps und Sonnenblumen zur Produktion von Pflanzenöl und Rapsölmethylester – RME).

Als **gasförmiger** Bioenergieträger ist zu nennen:

- Biogas, das aus landwirtschaftlichen Reststoffen wie Gülle und Kofermentaten (z.B. Abfälle aus der Lebensmittelindustrie) durch mikrobielle Umsetzung („Vergärung“) gebildet wird.

3.2.1 Grundlagen der Nutzung

Biomasse kann durch verschiedene Umwandlungstechnologien nutzbar gemacht werden. Die Umwandlungstechnologien (Konversionen) bilden ein Unterscheidungsmerkmal bei der Beschreibung von Biomassen. Dazu gehören die physikalischen, thermochemischen und die biologischen Verfahren. Diese wandeln die Primärstoffe der Biomasse in feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe und letztendlich in Strom und/oder Wärme um.

3.2.1.1 Feste Biomasse

Die Konzepte zur Erzeugung von Wärme und/oder Strom aus festen Biobrennstoffen lassen sich prinzipiell in solche mit Verbrennung und in Systeme mit Vergasung der Biomasse untergliedern. Beide Konzepte sind den thermochemischen Verfahren zuzuordnen.

Verbrennung:

Die Verbrennung von Biomasse – insbesondere von Holz zur Wärmeerzeugung – stellt die älteste und häufigste Form der Energienutzung dar.

Bei der Verbrennung wird der Energiegehalt des Einsatzstoffes durch eine nahezu vollständige Oxidation in thermische Energie in Form von Rauchgaswärme umgewandelt und dient zur Wassererwärmung oder zur Erzeugung von Dampf. Letzterer kann sowohl zur Dampfversorgung z.B. eines Industriebetriebes als auch zur Verstromung in einem Dampfkraftprozess eingesetzt werden.

Beim Dampfkraftprozess wird die Rauchgaswärme zur Erzeugung von überhitztem Dampf genutzt, der in einer Dampfturbine oder einem -motor zur Stromerzeugung entspannt wird. Danach kann der Dampf in einem Heizkondensator zur Wärmeauskopplung kondensiert werden. Dampfkraftprozesse kommen in der Regel aus technisch-ökonomischen Gründen häufig erst oberhalb einer elektrischen Leistung von ca. 0,5 MW in Betracht. Dies entspricht einer Brennstoffwärmeleistung von etwa 2 MW.

Vergasung:

Die Vergasung der Biomasse stellt eine Alternative zu reinen Feuerungsanlagen dar. Bei der Vergasung wird der Brennstoff durch eine understöchiometrische Zugabe von Luft zu Brenngasen umgewandelt.

Bei Temperaturen von über 600 °C läuft die Vergasung ab, wobei mehrere chemische Reaktionen gleichzeitig ablaufen. Die Verbrennungsreaktionen verlaufen exotherm, d.h. sie setzen Energie frei. Mit Hilfe dieser Energie sind die Boudouard-, die Wassergas- sowie die Methanbildungsreaktion möglich, da sie selbst endotherm sind, d.h. Energie benötigen.

Die entstehenden Gase können entweder einem Brenner oder einer Arbeitsmaschine zugeführt werden. Als Arbeitsmaschinen kommen insbesondere der Gas-Otto-Motor und die Gasturbine in Betracht. Daneben ist auch der Einsatz in innovativen, sich derzeit noch in der Entwicklung befindlichen Prozessen denkbar. Hier ist insbesondere die Brennstoffzellentechnik zu erwähnen.

Bei der Nutzung in einem Gasmotor wird das Produktgas mit Luft gemischt dem Motor zugeleitet und in dessen Zylinder verbrannt. Die mechanische Arbeit des Motors wird mit Hilfe eines angekoppelten Generators in elektrische Energie umgewandelt. Die beim Verbrennungsprozess entstehende Abwärme kann über Wärmetauscher einer weiteren energetischen Nutzung zugeführt werden.

Beim Einsatz des Produktgases in einer Gasturbine wird dieses unter Zugabe von verdichteter Luft in einer Brennkammer verbrannt. Die Abgase werden anschließend über eine nachgeschaltete Turbine entspannt, d.h. in mechanische Arbeit umgewandelt.

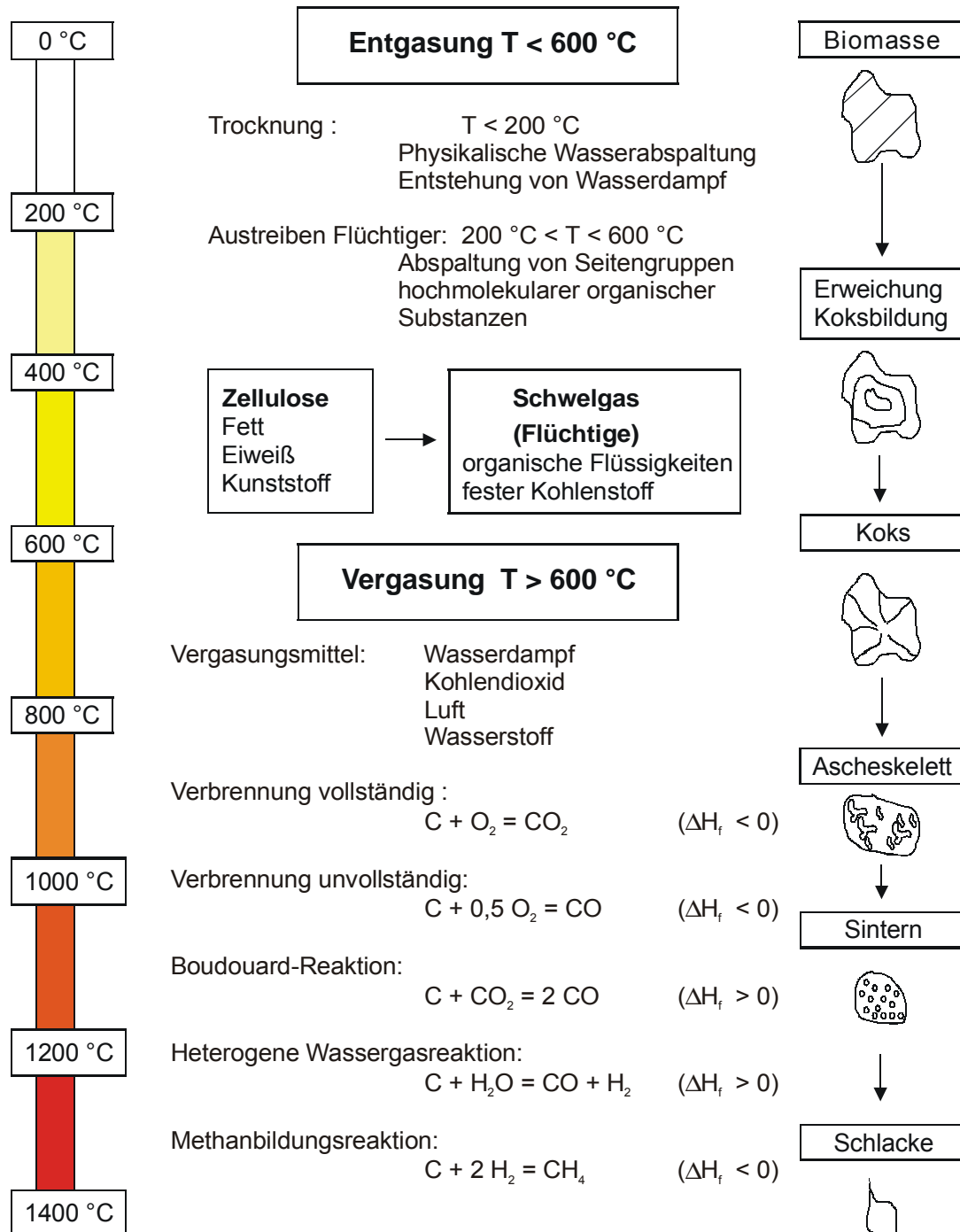


Abbildung 3.7: Ablauf der Vergasungsreaktionen

Alternativ hierzu sind Konzepte zur indirekten Befeuerung der Gasturbine in Entwicklung. Dabei wird das Produktgas zunächst in einem externen Brenner verbrannt. Die dabei entstehende Rauchgaswärme wird über einen Hochtemperatur-Wärmetauscher an vorverdichtete Luft abgegeben, die als Gasturbinen-Arbeitsgas dient. Der Gasturbine kann zur Wirkungsgradsteigerung ein Dampfturbinenprozess nachgeschaltet werden (GuD-Anlage).

In Brennstoffzellen wird die chemisch gebundene Energie des Brennstoffes direkt in elektrische Energie umgewandelt. Daher sind höhere Wirkungsgrade als bei konventionellen Techniken erreichbar, doch befindet sich die Brennstoffzellen-Technik derzeit noch - abhängig vom Brennstoffzellen-Typ - in verschiedenen Stadien der Entwicklung.

3.2.1.2 Pflanzenöl

Die Verflüssigung ölhaltiger nachwachsender Rohstoffe z.B. Raps, Ölein, Soja, Sonnenblumen und Senf führt zu hochwertigen Einsatzstoffen die energetisch und stofflich genutzt werden können. Öle und Schmierstoffe auf Biomassebasis sind biologisch voll abbaubar und deshalb auch in sensiblen Bereichen der Forst- und Wasserwirtschaft unbedenklich einsetzbar.

Physikalisch-chemische Umwandlungsverfahren werden zur Bereitstellung von Bioenergieträgern auf Pflanzenölbasis eingesetzt. Neben der Pressung kommen die Extraktion und ggf. die Umesterung zum Einsatz.

Als Extraktion bezeichnet man ein Trennverfahren, bei dem mit Hilfe geeigneter Lösemittel (Extraktionsmittel) bestimmte Bestandteile aus festen oder flüssigen Substanzgemischen herausgelöst werden. Zwischen dem Lösemittel und dem gelösten Stoff kommt es dabei im Allgemeinen zu keiner chemischen Reaktionen. Die gelöste Substanz kann im Anschluss an die Extraktion z. B. durch Abdestillieren des Lösemittels in Reinform gewonnen werden.

Bei Ölen, die ein Ester der Fettsäuren sind, lassen sich durch eine Umesterung gezielt deren Eigenschaften verändern. So wird z. B. bei der Umesterung von Rapsöl in Rapsölmethylester (RME) der dreiwertige Alkohol des Rapsöls durch drei einwertige Alkohole aus der Esterbindung verdrängt. Gegenwärtig werden in Deutschland jährlich rund 1 Mio. t RME erzeugt, davon allein 230.000 t in 6 Anlagen in Brandenburg.

3.2.1.3 Biogas

Biogas ist ein durch den anaeroben, mikrobiellen Abbau von organischen Substanzen entstehendes Gasmisch. Es enthält als Hauptkomponenten Methan, Kohlendioxid, Stickstoff, Sauerstoff und Spurenstoffe mit einem Volumenanteil unter 2 % (Tabelle 3.1).

Gaskomponente	Anteil (Vol.-%)
Methan (CH ₄)	40 – 75
Kohlendioxid (CO ₂)	25 – 60
Stickstoff (N ₂)	0 – 7
Sauerstoff (O ₂)	0 – 2
Wasserstoff (H ₂)	0 – 1
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	0 – 1

Tabelle 3.1: Zusammensetzung von wasserfreien Biogasen /14/

Aufgrund des relativ hohen Energiegehaltes lässt sich das Biogas als Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung nutzen. Der Energiegehalt ist direkt vom Methangehalt im Biogas abhängig. Ein Kubikmeter reines Methan hat einen Energiegehalt von knapp zehn Kilowattstunden (9,94 kWh). Bei einem angenommenen Methananteil im Biogas von 60 % beträgt der Energieinhalt von einem Kubikmeter Biogas ca. sechs Kilowattstunden was einem durchschnittliche Heizwert von etwa 0,6 Litern Heizöl entspricht.

Anaerobe Umsetzung

Die Gewinnung von Biogas ist ein mehrstufiger Prozess, bei dem Mikroorganismen unter anaeroben Bedingungen (ohne Zutritt von Luftsauerstoff) die in Kohlehydraten, Fetten und Proteinen gespeicherte chemische Energie für ihren Stoffwechsel nutzen. Hierbei werden zunächst Makromoleküle durch hydrolytische Bakterien in Verbindungen mit geringerem Molekulargewicht (z. B. Zucker, Fettsäuren, Aminosäuren, Basen) aufgespalten (Abbildung 3.8). Die auf diese Weise entstandenen Spaltprodukte werden durch fermentative Bakterien weiter vergoren, wobei reduzierte niedermolekulare Verbindungen, wie Carbonsäuren, Gase oder Alkohole entstehen. Methanogene Bakterien sind nicht in der Lage, alle Stoffwechselprodukte der fermentativen Bakterien zu verwerten, so dass acetogene Bakterien ein wichtiges Bindeglied zwischen Vergärung (Versäuerung) und Methanbildung darstellen. Sie bauen insbesondere Propionsäure, Buttersäure (Carbonsäuren) und Alkohole zu Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff ab, die die methanogenen Bakterien als Substrate nutzen können.

Da acetogene Bakterien nur bei sehr geringen Wasserstoffpartialdrücken leben können, andererseits aber selbst Wasserstoff produzieren, sind sie auf methanogene Bakterien angewiesen, die Wasserstoff als Substrat nutzen und somit für den notwendigen geringen Wasserstoffpartialdruck sorgen. Etwa 70 % aller Methanbakterien verwerten Essigsäure (acetogenotroph), während etwa 30 % der bekannten Arten Wasserstoff und Kohlendioxid (hydrogenotroph) für ihren Stoffwechsel nutzen. In Gärungen komplexer Substrate kommen methanogene Bakterien in Konzentrationen von 10^5 bis 10^8 Keimen je ml vor.

Die extrem O_2 -empfindlichen methanogenen Bakterien werden nicht nur in technischen Systemen genutzt, sondern sie tragen auch in natürlichen Ökosystemen zur biologischen Entgiftung von Wasserstoff und organischen Säuren bei.

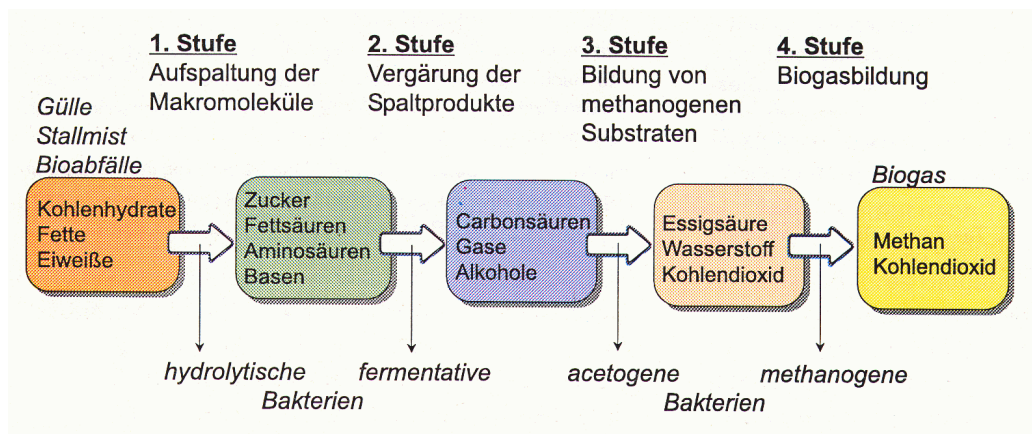


Abbildung 3.8: Vereinfachtes Schema der Biogasbildung /15/

Kofermentation

Als Kofermentation wird die gemeinsame Vergärung von Gülle mit landwirtschaftlichen, gewerblichen, agroindustriellen oder kommunalen biogenen Abfällen unter Gewinnung von Biogas bezeichnet. Das Ziel der Kofermentation ist, auch im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (seit Oktober 1996 in Kraft), eine bestmögliche Rückführung der organischen Abfälle einschließlich der darin enthaltenen Nährstoffe in den landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zu erreichen und gleichzeitig das in den Abfällen verfügbare Energiepotenzial technisch zu nutzen.

Vergärbare Stoffe

Als Ausgangsstoffe für die Biogaserzeugung kommen grundsätzlich alle Arten von Biomassen in Frage, deren Hauptkomponenten

- Kohlenhydrate,
- Eiweiße,
- Fette,
- Cellulose und Hemicellulose

sind.

Lignin und ligninkrustierte Cellulose, d.h. die strukturgebende Komponente von Holz und Stroh sind nicht vergärbar!

Biogasausbeute

Die Biogasausbeute ist nicht nur substratspezifisch, sondern sie muss vor allem unter den jeweils vorherrschenden Randbedingungen (z.B. Temperatur, Verweilzeit oder Belastung, diskontinuierlich oder kontinuierlicher Betrieb) beurteilt werden. So ist zu erklären, dass es zum Teil zu erheblichen Streuungen für gleiche Substrate kommt. Hinzu kommt, dass z.B. bei Abfällen aus der Tierhaltung die Verwendung des Futtermittels, die Art der Entmistung und damit das Güllealter den Wert der Biogasausbeute beeinflussen.

3.2.2 Potenzial in Brandenburg

Eine Bestimmung des Potenzials an Biomasse im Land Brandenburg wurde bereits im Auftrag des Ministeriums für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg durchgeführt.

Dabei wurde das technische Potenzial an Energiegehalt für feste Biomassen von 6,2 TWh/a /15/, für Pflanzenöl von 4,1 TWh/a /15/ und für Biogas von 1,5 TWh/a /16/ festgestellt.

3.2.3 Beispielhafte Anwendungen

3.2.3.1 Biogasanlage in Pirow

Bei der Agrargenossenschaft Pirow wird ein Gemisch aus nachwachsenden Rohstoffen und biogenen Feststoffen (Mais, Schweinegülle und Festmist) mit einer Gesamtmasse von 11.000 t/a verwertet.

Aufgrund der unterschiedlichen Trockensubstanzgehalte der Reststoffe und der damit verbundenen unterschiedlichen Aggregatzustände der Biomassen wird eine Kombination aus Nass- und Trockenfermentationstechnik eingesetzt. Dabei erfolgt der anaerobe Abbau der Substrate in einer modular aufgebauten Trocken-Nass-Simultan-Vergärungsanlage.

Die festen biogenen Stoffe gelangen in die einstufigen, diskontinuierlich betriebenen Trockenfermenter, in denen sich das Substrat während einer 2-3-tägigen Vorbelüftung infolge der aeroben mikrobiologischen Stoffwechsellätigkeit bis auf über 50 °C erwärmt. In der Vergärung wird das Substrat unter anaeroben Bedingungen mit Prozesswasser bis zum Eintritt einer stabilen Methanogenese berieselt (Perlokation). Das organisch angereicherte Prozesswasser wird den Trockenfermentern entzogen und den Nassfermentern zugeführt. Dort erfolgt die Speicherung und der Abbau der vergärbaren Bestandteile. Die flüssige Biomassefraktion (vorwiegend Gülle) wird direkt in die Nassfermentation geleitet, sie läuft als kontinuierliches Verfahren. Das Prozesswasser wird zur Perlokation wiederverwendet.

Der Gesamtbiogasertrag beträgt jährlich 1,57 Mio. m³ bei einem mittleren Methangehalt von 63 Vol.-% und damit einem Heizwert von ca. 6,3 kWh/m³. Das Biogas wird in einem Blockheizkraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW einer energetischen Nutzung zugeführt.

Der Gärrest kann bei Bedarf einer Nachrotte zugeführt werden. Die bei der Vor- bzw. Nachbelüftung anfallende Abluft wird in einem Biofilter von geruchsintensiven Substanzen gereinigt.

Die festen und flüssigen Gärreste können nach ihrer Zwischenspeicherung unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen als Wirtschaftsdünger auf die Felder ausgebracht werden. Da diese Ausbringung nur im Frühjahr und im Spätsommer erfolgen darf, wird eine Speicherkapazität von mindestens 6 Monaten vorgehalten. /29/

3.2.3.2 Pflanzenöl-BHKW Lehnin

Das Herzstück des geplanten Blockheizkraftwerkes auf Pflanzenölbasis zur Wärme- und Stromerzeugung der Stadtwerke Lehnin GmbH ist ein speziell umgerüsteter Dieselmotor mit einer Leistung von 567 kW_{el} und 630 kW_{th}. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt 84,4 %. Als Brennstoffe sollen Pflanzenöl und zum geringen Teil gebrauchtes Frittierfett eingesetzt werden. Das verwendete Rapsöl weist einen Heizwert von 35 MJ/kg auf. Zur Aufrechterhaltung von den geplanten 6.500 Volllaststunden wird eine Brennstoffmenge von ca. 900 t/a benötigt. /29/

3.2.3.3 Holzhackschnitzel-BHKW in Preschen

Für die neu anzusiedelnde Industrie und für das Gewerbe ist die Schaffung einer kostengünstigen Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme erforderlich. Ausgehend von dem Waldreichtum in unmittelbarer Nähe wurde eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit Holzhackschnitzeln als Brennstoff vorgesehen. Der Kesselanlage mit Rostfeuerung ist eine Entnahme-Kondensationsturbine nachgeschaltet. Die elektrische Leistung soll 11 MW und die mögliche Wärmeabgabe rund 17 MW betragen. Die Auslastung der Anlage ist mit 7.500 Volllastbenutzungsstunden kalkuliert worden und soll stromgeführt gefahren werden, um die nach dem EEG vorgesehene Vergütung für regenerativ erzeugten Strom bestmöglich zu nutzen. /29/

3.2.3.4 Wärmeversorgung in Neu-Haidemühl inklusive Netz

Für den nach einer Umsiedelung neu zu errichtenden Ort Spremberg/OT Neu-Haidemühl soll eine zentrale Wärmeerzeugungsanlage errichtet werden. Dazu ist eine Anlage mit Holzfeuerung und automatischer Beschickung mit der Leistung von 1,82 MW geplant. Als Brennstoff wird der Abfall der Nutzholzgewinnung im Wald und in einem naheliegenden Sägewerk verwertet.

Die Auslastung der Anlagen ist mit 1.977 Volllastbenutzungsstunden kalkuliert worden, so dass sich eine jährliche Wärmebereitstellung von 3.600 MWh ergibt. /29/

3.2.3.5 Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses

Ein repräsentatives Einfamilienhaus (130 m² Wohnfläche) soll mit einer dezentralen Wärmeerzeugungsanlage ausgerüstet werden. Dazu ist eine biomassebefeuerte Anlage mit einer thermischen Leistung von 10 kW geplant, die die notwendige Wärme für die Beheizung des Gebäudes und für das Warmwasser bereitstellen soll.

Die Auslastung der Anlage ist mit 1.600 Vollastbenutzungsstunden kalkuliert worden, so dass sich eine jährliche Wärmebereitstellung von 16 MWh ergibt.

3.3 Sonnenenergie

3.3.1 Physikalische Grundlagen

Die von der Sonne ausgehende Strahlung hat im Weltall eine Leistung von 1.367 W/m² und wird auch als Solarkonstante bezeichnet. Nach Durchdringung der Erdatmosphäre verbleiben bei wolkenlosem Himmel maximal 1.000 W/m² an Leistung, die zur Erdoberfläche gelangen und somit genutzt werden können (Abbildung 3.9).

3.3.1.1 Solarthermische Nutzung

Die an der Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung kann unter Berücksichtigung des jeweiligen geografischen Standortes und damit des Einfallwinkels der Solarstrahlen in nutzbare Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturwärme umgewandelt werden.

Die Umwandlung der Sonnenenergie in Mittel- bzw. Hochtemperaturwärme z.B. durch Parabolrinnen- und Aufwindkraftwerke soll im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet werden, da ihr Einsatz den sonnenreichen Regionen vorbehalten ist. Unter den in Mitteleuropa vorliegenden meteorologischen Gegebenheiten ist aber eine Niedertemperaturwärmenutzung durchaus sinnvoll. Dabei wird unterschieden zwischen

- passiven Systemen, bei denen die Strahlung beispielsweise durch die Gebäudehülle passiv und ohne zusätzlichen Energieaufwand in Wärme umgewandelt wird, und
- aktiven Systemen, bei denen die Wärme in der Regel mit zusätzlichem Energieaufwand (z.B. Pumpensystemen) in Kollektoren „eingesammelt“ und anschließend gespeichert wird.

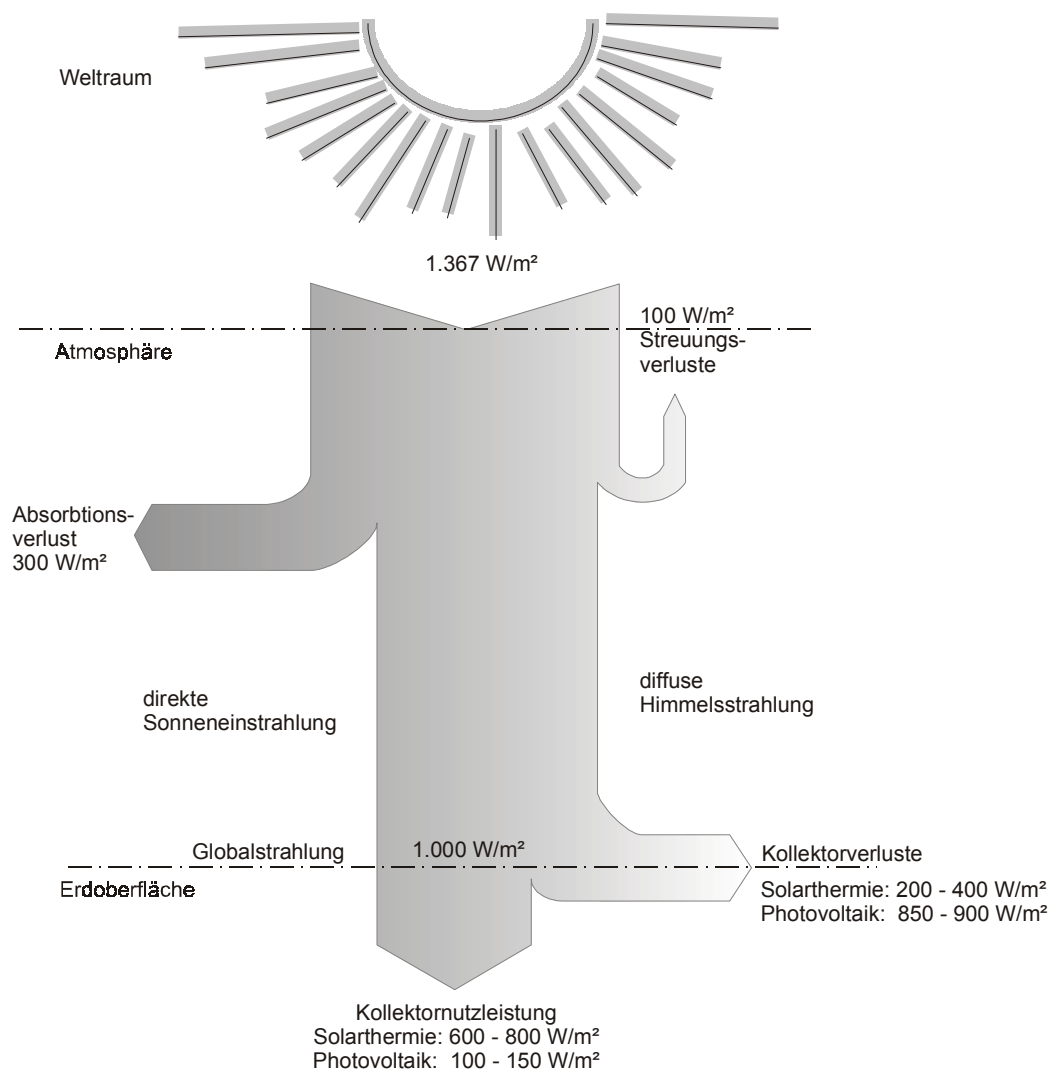


Abbildung 3.9: Sankey-Diagramm zur Solarstrahlung

Die Möglichkeiten der **passiven** Sonnenenergienutzung sind seit Jahren weitgehend bekannt, technisch funktionssicher und weitgehend wartungsfrei. Sie finden auch Eingang in architektonischen und

bautechnischen Planungsprozessen. Als bekannte Beispiele seien in glasgefasste Wintergärten und die transparente Wärmedämmung genannt.

Bei **aktiven** Systemen wird die im Absorber (Kollektor) in Wärme umgewandelte Sonnenenergie durch Wärmeleitung zu einem Wärmeträgermedium transportiert, das den Absorber durchfließt. Diese Wärme wird auf das Wärmeträgermedium übertragen und kann mit ihm befördert werden; sie ist damit „mobil“. Diese Wärme wird anschließend über einen Wärmetauscher an ein Wärmespeichermedium - meist einen Wasserspeicher - übertragen und dort zwischengespeichert. Dadurch kann ein gewisser Ausgleich zwischen Solarenergieangebot und Wärmenachfrage erreicht werden. Die Wärme kann von dort - wieder mit Hilfe eines Wärmeträgermediums - zum Ort der Nachfrage transportiert werden. Im Unterschied zu den passiven Systemen handelt es sich dabei um einen aktiv gesteuerten Prozess, der mit dem Verbrauch von Hilfsenergie (d. h. meist Strom für den Betrieb der Pumpen) verbunden ist.

Die Anlagentechnik für aktive Systeme ist technisch ausgereift und mit großen anlagentechnischen Variationsmöglichkeiten verfügbar. Gerade in den letzten Jahren wurden erhebliche Fortschritte hinsichtlich einer deutlichen Verbesserung der Effizienz und des systemtechnischen Zusammenspiels der einzelnen Systemkomponenten erzielt.

3.3.1.2 Photovoltaische Nutzung

Die photovoltaische Wandlung solarer Strahlungsenergie in elektrische Energie ist eine vergleichsweise junge Technik, die ursprünglich für Einsätze im Weltall entwickelt wurde. Zwischenzeitlich ist die Photovoltaik auch für eine terrestrische Stromerzeugung verfügbar, spielt jedoch aufgrund der immer noch hohen Gestehungskosten energiewirtschaftlich kaum eine Rolle. Sie stellt jedoch eine wesentliche Option für die Zukunft dar.

Bei der photovoltaischen Stromerzeugung wird die Strahlungsenergie der Sonne (d.h. die Diffus- und die Direktstrahlung) und damit der Energieinhalt der Photonen in Elektronenenergie im Halbleitermaterial des

Photovoltaikmoduls umgewandelt und steht als Gleichstrom zur Verfügung. Dieser wird bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen über einen nachgeschalteten Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt und dann in der Regel in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist.

3.3.2 Potenzial in Brandenburg

Das theoretische Flächenpotenzial für eine Installation von Anlagen zur solarthermischen oder photovoltaischen Nutzung ist abhängig von den verfügbaren Gebäudeflächen (Fassaden, Dächer) und geeigneten Freiflächen. Letzteres gilt praktisch nur für PV-Anlagen.

3.3.2.1 Solarthermisches Potenzial

Zur Ermittlung des für Solarflächen zur Verfügung stehenden Dachflächenpotenzials wird angenommen, dass die Dachflächen aller Wohngebäude für die Nutzung der Solarenergie zur Verfügung stehen. Als Basisgröße wird der Gebäudebestand 1999 im Land Brandenburg verwendet. /18/

Bei einer mittleren Anlagengröße von 7 m^2 je Gebäude und ca. 447.000 Gebäuden sowie einer mittleren solaren nutzbaren Jahresarbeit in Brandenburg von ca. 525 kWh/m^2 Kollektorfläche errechnet sich ein technisches Potenzial von 1,65 Mio. MWh/a.

3.3.2.2 Photovoltaisches Potenzial

In einer PROGNOSE-Studie aus dem Jahr 2000 wurde das Potenzial für PV-Anlagen im Land Brandenburg für das Jahr 1999 zwar mit 2,35 Mio. MWh/a angegeben /3/. Diesem Ansatz wurde jedoch nicht gefolgt, da Dachflächen nur einmal genutzt werden können. Auf Grund der angenommenen Teilnutzung der zur Verfügung stehenden Dachflächen durch solarthermische Anlagen, kann nur von einer effektiven Nutzung für PV-Anlagen von ca. 70 % der verfügbaren Fläche ausgegangen werden. Somit ergibt sich ein technisches Potenzial von lediglich ca. 1,65 Mio. MWh/a.

3.3.3 Beispielhafte Anwendungen

3.3.3.1 Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus

Photovoltaikanlagen im Einfamilienhausbereich haben im Durchschnitt eine Leistung von $3 \text{ kW}_{\text{peak}}$ und beanspruchen hierfür eine Dachfläche von 30 m^2 , möglichst in Südrichtung. Der Nutzungsgrad beträgt im Land Brandenburg ca. 800 Volllaststunden, womit eine Stromerzeugung von $2,4 \text{ MWh/a}$ realisiert werden kann.

3.3.3.2 Photovoltaikanlagen in Geesow

Auf einer ehemaligen Bauschuttdeponie in Geesow wurden drei Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von jeweils $98 \text{ kW}_{\text{peak}}$ errichtet. Die Gesamtkollektorfläche beträgt ca. 2.800 m^2 und ist damit gegenwärtig die größte PV-Anlage im Land Brandenburg.

Die erzeugte Energie von $250 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{a}$ (entspricht ca. 850 Volllaststunden) wird in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Die Inbetriebnahme der Anlagen erfolgte 2001. /29/

3.3.3.3 Solarthermische Anlage auf einem Einfamilienhaus

Für die Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses wird eine solarthermische Anlage mit einer durchschnittlichen Kollektorfläche von $5 - 6 \text{ m}^2$ benötigt, womit eine Warmwasserbereitstellung von maximal 50 % möglich ist. Eine größere Kollektorfläche würde die Kosten nur erhöhen und den Deckungsgrad nur unwesentlich steigern. Somit ist auch weiterhin eine Zusatzheizung erforderlich, das heißt die solarthermische Anlage kann eine konventionelle Gas- oder Ölheizung nicht vollständig ersetzen.

Der Nutzungsgrad der Anlage beträgt ca. 1.000 Volllaststunden, womit eine Wärmeerzeugung von 3 MWh/a realisiert werden kann.

3.3.3.4 Solarthermische Anlage in Hennigsdorf

Im Cohnschen Viertel in Hennigsdorf ist eine solarthermische Anlage zur Wärmeversorgung errichtet worden. Durch eine Gesamtkollektorfläche von 859 m² wird der Tagesbedarf an Warmwasser und Heizung von 358 Haushalten des Cohnschen Viertels zur Hälfte gedeckt. Hierbei ist die Anlage dezentral auf 5 Dachflächen installiert worden. Um die Kollektorfläche zu vergrößern, wurden auch die Balkonüberdachungen zur Unterbringung von Flachkollektoren genutzt.

Mit dieser Solaranlage wird eine Wärmemenge von ca. 400 MWh/a bereitgestellt und eine CO₂-Entlastung der Umwelt von ca. 100 t/a erreicht. /29/

3.4 Wasserkraft

3.4.1 Grundlagen des Wasserangebots

3.4.1.1 Niederschlag

Die grundlegende Ausgangsgröße des natürlichen Wasserkreislaufes in einem geographischen Raum ist der Niederschlag.

In Brandenburg nimmt der Niederschlag im Norden des Landes von Westen nach Osten ab, ebenso von Norden nach Süden zum Zentrum des Landes hin. Diese Erscheinung ist durch die wachsende Entfernung von den Meeresküsten (Atlantik, Nord- und Ostsee) bedingt.

Vom Zentrum zum Süden des Landes nimmt dagegen der Niederschlag wieder zu, was durch die zunehmenden Geländehöhen bedingt ist.

3.4.1.2 Verdunstung

Von den Niederschlägen geht ein beträchtlicher Teil durch die Verdunstung für den Abfluss verloren.

Die Verdunstung erfolgt entweder direkt von der Erdoberfläche (bzw. Wasseroberfläche der fließenden oder stehenden Gewässer) oder indirekt durch die Vegetation, die einen Teil des in den Erdboden versickerten Wassers wieder aufnimmt, an die Erdoberfläche zurückbefördert und über die Blätter in die Atmosphäre verdunstet.

Die Verdunstung vom Erdboden ist somit abhängig von der Geschwindigkeit, mit der die Niederschläge versickern können, den Temperatur- und Windverhältnissen und der Vegetation.

3.4.1.3 Abfluss und Abflussverhalten

Als mittlere jährliche Abflusshöhe verbleibt die Differenz von Jahresgebietsniederschlag (im Hydrographischen Jahrbuch als Normalzahl in Millimetern pro Jahr angegeben) und Gebietsverdunstung.

Der Jahresabfluss ergibt sich aus Multiplikation der Abflusshöhe mit dem Einzugsgebiet. Der mittlere Abfluss errechnet sich daraus durch Division mit den Jahressekunden oder dimensionsangepasst mit:

$$V = 0,0317 \cdot E \cdot h_A$$

V mittlerer Abfluss [m^3/s]

E Einzugsgebiet [km^2]

h_A Abflusshöhe [m]

Diese (überschlägliche) Ermittlung des mittleren Abflusses ist jedoch hauptsächlich nur bei kleineren Wasserläufen mit kleinem Einzugsgebiet erforderlich, an denen keine Pegel mit langjährigen Beobachtungen der Wasserstände und Durchflüsse bestehen. Der Abfluss erfolgt überwiegend oberirdisch in den fließenden Gewässern, zum Teil aber auch unterirdisch in den grundwasserführenden Bodenschichten. Aus

diesen kann das Grundwasser in Quellen wieder zutage treten oder aber, besonders bei Niedrigwasserführung, die offenen Gewässer anreichern und damit zu einer gewissen Vergleichmäßigung des Abflussvorganges beitragen.

Dieser Effekt ist jedoch um so geringer, je geringer die anteilige Versickerung ist (geringe Bodendurchlässigkeit, große Geländeneigungen), je kleiner das Einzugsgebiet und je kürzer der Wasserlauf ist.

Besonders deutlich wird dies im Winter offenbar, wenn bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt die Niederschläge in fester Form fallen, diese auf der Erdoberfläche vorübergehend als geschlossene Schneedecke liegen bleiben und danach bei der Schneeschmelze (häufig auf noch gefrorenem Erdboden) plötzlich konzentriert zum Abfluss kommen. Das Gleiche gilt bei Starkregen, die besonders im Hochsommer auftreten und bei denen nur ein geringer Anteil der Niederschlagsmenge im Boden versickert.

3.4.1.4 Energetisches Potenzial des Wasserkreislaufes

Das in den Wasserläufen konzentrierte energetische Potenzial wird als Linien- oder theoretisches Flusspotenzial bezeichnet. Es kann abschnittsweise aus dem Abfluss und dem Gefälle berechnet werden.

Im Naturzustand wird dieses Potenzial für die Überwindung der Fließwiderstände (Reibungswiderstände des Gewässerbettes, Turbulenzen im Wasserkörper) verbraucht.

Für die technische Nutzung muss dieses Potenzial (d.h. also die Fallhöhe) an bestimmten Punkten konzentriert werden: entweder durch Aufstau im Gewässerbett selbst oder durch Ableitung (Umleitung) eines Teiles des Abflusses - entweder in besonderen offenen Kanälen mit geringerem Gefälle als der Wasserlauf oder in geschlossenen Druckrohrleitungen - zu einem geodätisch tiefer liegenden Querschnitt des Wasserlaufes. Die Entscheidung zwischen diesen Möglichkeiten hängt von den

Standortbedingungen ab (Geomorphologie, vorhandene oder geplante Bebauung, anderweitige Nutzung des Wasserlaufs, z. B. als Schifffahrtsweg).

Für die Ermittlung des ökonomisch ausbauwürdigen Potenzials ist neben der verfügbaren Fallhöhe besonders wichtig die Jahresganglinie und die Dauerabflusslinie des Abflusses; außerdem sind ökologische Gesichtspunkte (z. B. Restwassermenge, mögliche Begrenzungen der Stauhöhen) zu beachten.

Bedingt durch den begrenzten Arbeitsbereich der in der Regel eingesetzten Wasserturbinen (im Flachland meist Francis- oder Kaplan-turbinen) und den Verlauf ihrer Wirkungsgradlinien ergeben sich besonders bei stark schwankender Wasserführung weitere Einschränkungen für die energetische Ausnutzung besonders der Hochwasserabflüsse. Hieraus können sich Überlegungen ableiten, durch einen zusätzlichen Stauraum einen Ausgleich zu schaffen.

Das Land Brandenburg verfügt durch die zahlreichen Seen und Stauhaltungen über große Wasserspeicher, wodurch eine ausgleichende Wirkung besonders bei der Havel spürbar wird.

Ergänzend sei noch bemerkt, dass durch grenzüberquerende Wasserläufe ein gewisses hydroenergetisches Potenzial aus benachbarten Territorien "zufließt", das somit seinen "Ursprung" außerhalb des betrachteten Gebietes hat (z. B. Havel, Neiße, mittlere Spree, Schwarze Elster).

3.4.2 Potenzial in Brandenburg

3.4.2.1 Theoretisches Potenzial der wichtigsten Flussläufe

Als Indikator für die Ausbauwürdigkeit eines Wasserlaufes ist das Linienpotenzial (auch theoretisches Flusspotenzial genannt) zu ermitteln.

Das technisch nutzbare und erst recht das wirtschaftlich und ökologisch ausbauwürdige Potenzial hängt entscheidend von den Gefälleverhältnissen und den vorhandenen bzw. möglichen Staustufen ab; deshalb lassen sich Verhältniswerte zwischen dem theoretischen und dem technisch nutzbaren Potenzial nicht ohne weiteres von einem Wasserlauf auf einen anderen übertragen. Das Land Brandenburg hat den Vorteil, dass bei den Hauptwasserläufen das theoretische Flusspotenzial bereits weitgehend durch Staukanalisation (Schifffahrt) an Staustufen konzentriert wurde. Somit sind die mit einem Aufstau verbundenen Auswirkungen auf das Flussbett selbst und das anliegende Gelände technisch und ökonomisch bereits bewältigt worden. Für eine zusätzliche Wasserkraftnutzung sind somit häufig nur die Aufwendungen für die eigentliche Wasserkraftanlage zu erbringen. Allerdings muss bei sehr kleinen Fallhöhen ($< 0,5$ m) aus turbinentechnischen Gründen auf eine energetische Nutzung verzichtet werden.

Die Ermittlung des theoretischen und technisch nutzbaren Potenzials bezieht sich somit immer auf diese bereits vorhandenen Stauhaltungen der Schifffahrtswege sowie andere Wehranlagen (z.B. mittlere Spree, Neiße, Schwarze Elster)

Das Linienpotenzial (P_{theo}) eines Flusses wird abschnittsweise aus dem Abfluss und der Höhendifferenz berechnet.

$$P_{\text{theo}} = g \cdot \rho \cdot V \cdot \Delta h$$

P_{theo} theoretische Leistung [W]

g Gravitation [9,81 m/s²]

ρ Dichte von Wasser [1000 kg/m³]

V mittlerer Abfluss [m³/s]

Δh Höhendifferenz [m]

Für die einzelnen Hauptflussläufe ergeben sich folgende theoretische Potenziale /13/:

Havel	$P_{\text{theo}} =$	7496,5 kW
Spree	$P_{\text{theo}} =$	15747,0 kW
Dahme	$P_{\text{theo}} =$	1016,0 kW
Finowkanal	$P_{\text{theo}} =$	683,3 kW
Neiße	$P_{\text{theo}} =$	19073,0 kW
Schwarze Elster	$P_{\text{theo}} =$	3669,0 kW

3.4.2.2 Nutzbares Potenzial der Gewässer

In der Potenzialstudie zur nutzbaren Wasserkraft des Landes Brandenburg /13/ wurden die in Tabelle 3.2 zusammengefassten technisch nutzbaren Potenziale ermittelt:

3.4.3 Beispielhafte Anwendungen

3.4.3.1 Wasserkraftanlage Grieben an der Neiße

Das Wasserkraftwerk Grieben befindet sich an der Neiße. Die Fallhöhe an der Anlage beträgt 3,8 m bei einem mittleren Abfluss von 16,3 m³/s.

Zum Einsatz kommt eine Kaplan-Turbine mit einer installierten elektrischen Generatorleistung von 520 kW. Bei einer Auslastung von 6.000 Volllaststunden errechnet sich eine Stromerzeugung von 3.100 MWh.

Die Anlage wurde 1993 wieder in Betrieb genommen./29/

Flussgebiet	Jahresnettoarbeit P_{el} [kW]	Flussgebietjahresar beit [kWh/a]
Havel	7.367,7	40.602.076,0
Spree	4.264,0	25.501.738,0
Dahme	1.427,8	7.178.733,0
Finowkanal	827,2	5.086.647,0
Neiße	1.313,2	7.547.554,0
Schwarze Elster	1.174,6	6.146.419,0

Tabelle 3.2: Wasserkraftpotenzial der Flussgebiete in Brandenburg /13/

3.4.3.2 Kleinwasserkraftanlage Stecher am Finowkanal

Die Wasserkraftanlage Stecher befindet sich am Finowkanal. Die Fallhöhe an der Anlage beträgt 3,0 m bei einem mittleren Abfluss von 3,45 m³/s.

Zum Einsatz kommt eine Kaplan-Turbine mit einer installierten elektrischen Generatorleistung von 85 kW. Bei einer Auslastung von 6.900 Volllaststunden beträgt die Stromerzeugung 586,5 MWh.

Die Anlage wurde 2002 in Betrieb genommen./29/

3.5 Geothermie

Die Temperatur an der Erdoberfläche beträgt durchschnittlich 8 °C und wird maßgeblich durch die Sonneneinstrahlung beeinflusst. Mit der Tiefe nimmt die Temperatur um durchschnittlich 3 °C/100 m zu. Bedingt durch den wechselnden geologischen Aufbau des tieferen Untergrunds und infolge der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit der Gesteine existieren jedoch häufig Temperaturanomalien.

In Abhängigkeit vom

- Temperatur (Energie)-Potenzial,
- den geologischen Gegebenheiten (Art und Potenzial des Trägers/Trägergesteins),
- dem energetischen Anwendungszweck (Stromerzeugung, Wärmenutzung, Wärme-/Kältespeicherung), sowie
- dem infrastrukturellen Umfeld (Abnehmerstruktur)

sind folgende geothermische Systeme und Gewinnungstechnologien einsetzbar:

- die oberflächennahe Geothermie mit Erdkollektoren, Erdsonden, Saug- u. Schluckbrunnen,
- die Tiefengeothermie mit
 - der hydrothermalen Geothermie
 - der Hot Dry Rock – Technologie
 - der tiefen Erdwärmesonde

Während oberflächennahe Erdwärme nahezu überall gewonnen werden kann, erfordert die Tiefengeothermie bestimmte geologische Voraussetzungen, die auch in Brandenburg vorgefunden werden.

Zur Abgrenzung der verschiedenen Einsatzarten wurde festgelegt, dass die Nutzung der Erdwärme bis zu Teufen von 400 m als oberflächennahe Geothermie bezeichnet wird, darüber hinaus wird der Begriff Tiefengeothermie verwendet.

3.5.1 Physikalische Grundlagen

3.5.1.1 Oberflächennahe Geothermie

Oberflächennahe Erdwärme kann bereits in 1 – 2 m Tiefe mittels Erdkollektoren gewonnen werden. Tiefere Schichten (bis 400 m) werden über **geschlossene Systeme** (Erdsonden) oder **offene Systeme** (Saug- und Schluckbrunnen) erschlossen. Diese können Erdwärme gewinnen oder zur Wärme-/Kältespeicherung genutzt werden. Die Übertragung der Wärme zur vorwiegend dezentralen Versorgung erfolgt in der Regel über Wärmepumpen.

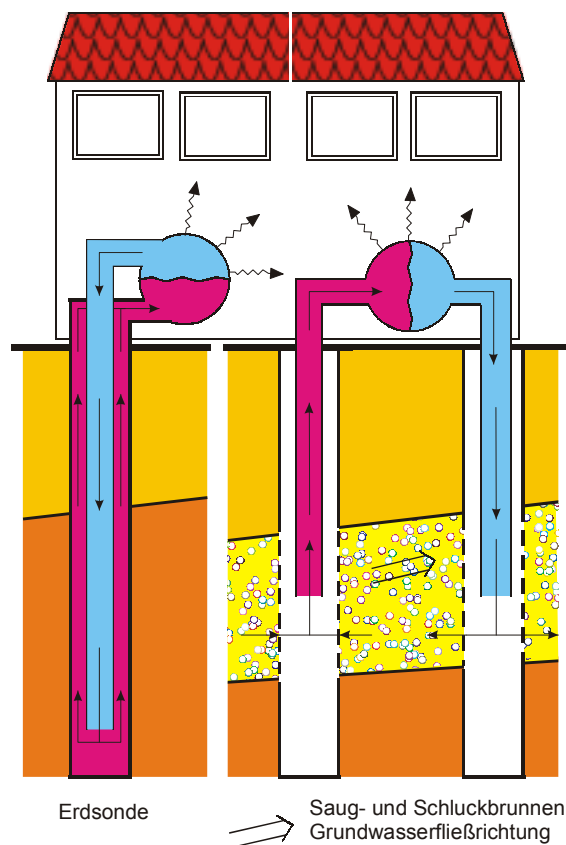


Abbildung 3.10: Funktionsprinzipien einer Wärmepumpenanlage

Gemäß Bundesberggesetz wird Erdwärme den bergfreien Bodenschätzen gleichgestellt, d.h. bis 100 m Tiefe unterliegt die Aufsuchung und

Gewinnung nicht dem Berggesetz. Zu beachten sind jedoch die Bestimmungen der entsprechenden Landesgesetze wie beispielsweise dem Wasserhaushaltsgesetz.

3.5.1.2 Tiefengeothermie

Wie bereits unter 3.5 ausgeführt, steigt die Temperatur im Erdinneren um rund 3 °C je 100 m. Unter Berücksichtigung einer „Anfangstemperatur“ an der Erdoberfläche von rund 8 °C ergeben sich

- in 1000 m Teufe ca. 40 °C Gebirgstemperatur,
- in 2000 m Teufe ca. 70 °C Gebirgstemperatur,
- in 3000 m Teufe ca. 100 °C Gebirgstemperatur,
- in 4000 m Teufe ca. 130 °C Gebirgstemperatur usw.

Wärmeanomalien wurden hierbei nicht berücksichtigt.

Hydrothermale Geothermie zur ausschließlichen Wärmenutzung

Man unterscheidet hierbei die Nutzung des energetischen Potenzials von niedrigthermaler, warmer (40 bis 100 °C) oder heißer (über 100 °C) gewinnbarer Porenwässer aus der Erdkruste. Als Förderhorizonte sind insbesondere mächtige (> 20 m) poröse, permeable Gesteinsformationen mit ausreichenden Zuflussraten interessant.

Tiefenwässer sind meist hochsalinar. Damit ist auch eine Einleitung nach der energetischen Nutzung in Oberflächengewässer ausgeschlossen. Folglich werden zur Nutzung der hydrothermalen Erdwärme zwei Bohrungen, eine Förder- und eine Verpressbohrung benötigt.

Nach dem Niederbringen dieser Bohrungen wird das heiße Wasser mit Hilfe einer Unterwassertiefpumpe an die Tagesoberfläche gefördert und zu einer Heizzentrale gepumpt. Hier wird dem Tiefenwasser über Wärmetauscher bzw. mit Hilfe von Wärmepumpen die Energie entzogen.

Anschließend wird das Wasser über die zweite Bohrung wieder in den Untergrund verpresst.

Hierbei ist es nicht zwingend notwendig, dass der Förderhorizont mit dem Verpresshorizont identisch ist. Um die sehr hohen Bohrkosten zu minimieren, liegt der Verpresshorizont häufig bedeutend höher.

Andererseits kann die Nutzung des Förderhorizontes auch als Verpresshorizont durchaus Vorteile haben, da die Druckverhältnisse in der genutzten Gesteinsformation weitgehend erhalten bleiben und damit auch langfristig eine Förderung ermöglicht wird. Der Abstand zwischen der Förder- und der Einpressbohrung richtet sich dabei – außer nach den geologischen Bedingungen in der Lagerstätte - nach der geplanten Nutzungsdauer der Lagerstätte.

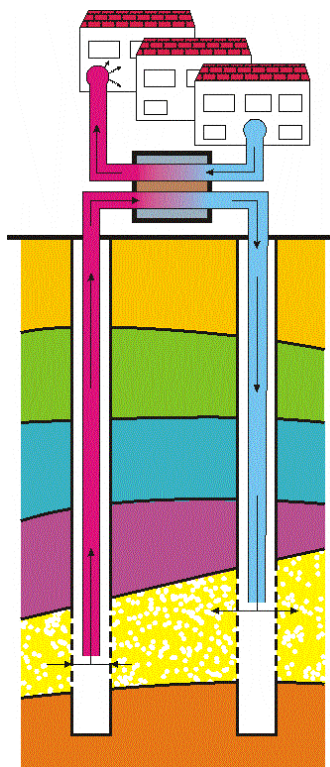


Abbildung 3.11: Funktionsprinzip für die Nutzung hydrothormaler Energiequellen

Die dem Tiefenwasser entzogene Energie kann anschließend in einem Nah- bzw. Fernwärmenetz an die privaten, gewerblichen und/oder industriellen Verbraucher verteilt werden.

Hydrothermale Geothermie zur Stromerzeugung

Nach gegenwärtigem Stand der Technik werden für die geothermische Stromerzeugung Mindesttemperaturen von 140 °C benötigt. Folglich sind Förderhorizonte zu erschließen, die mindestens 4000 m tief sind. Zur Stromerzeugung wäre ein ORC (Organic Rankine Cycle)-Prozess denkbar. Aufgrund der geringen nutzbaren Temperaturdifferenzen sind die Wirkungsgrade derartiger Anlagen aber sehr gering. Sie werden mit rund 10 % eingeschätzt.

Versuche hierzu laufen gegenwärtig in der Nähe von Groß-Schönebeck nördlich von Berlin durch das GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ). Hierbei wurde aus Kostengründen eine bereits vorhandene Explorationsbohrung nach Erdöl u. Erdgas wieder aufgewältigt und bis zu einer Tiefe von 4.130 m weitergeteuft. Sofern es gelingt, den Förderhorizont so weit zu öffnen, das sich ausreichende Zuflussraten an heißen Wässern (mind. 100 m³/h) ergeben, wäre eine Stromerzeugung nach dem ORC- Verfahren denkbar.

Hot Dry Rock Verfahren

Tiefliegende und somit heiße Wässer sind geologisch gesehen eher ein Ausnahmefall. Das größte Potenzial für eine geothermische Energiegewinnung ist in den überwiegend trockenen Gesteinsformationen zu sehen.

Zur energetischen Nutzung dieser meist kristallinen Formationen müssen ausgedehnte Wärmeaustauschsysteme im Gestein erst künstlich erzeugt und/oder vorhandene Kluftsysteme entsprechend erweitert werden. Nach dem „Cracken“ der Gesteinsformation wird anschließend ein Wärmeträgermedium, hierfür kommt Wasser, ggf. angereichert mit Mineralien und Salzen zum Einsatz, über eine oder mehrere Injektionsbohrungen durch das entstandene Kluftsystem gepumpt. Nach dem Durchströmen dieses Wärmeaustauschsystems wird dann das Trägermedium durch eine oder mehrere Produktionsbohrungen wieder an die Erdoberfläche gefördert. Hier kann das erhitzte Wasser energetisch genutzt werden. Neben einer Wärmebereitstellung ist auch eine

Stromerzeugung entweder über einen konventionellen Dampfkreislauf - falls das dafür benötigte Temperaturniveau erreicht werden kann - oder über einen ORC-Prozess möglich.

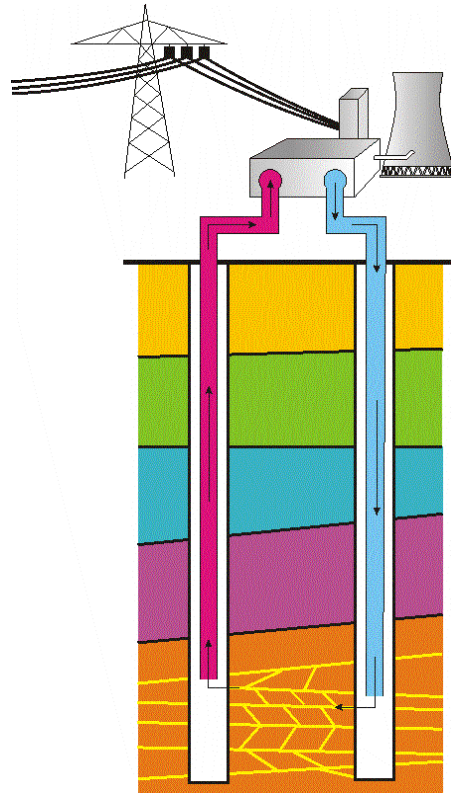


Abbildung 3.12: Funktionsprinzip des Hot-Dry-Rock-Verfahrens

Tiefe Erdwärmesonde

Eine Sonderform der Tiefengeothermienutzung ist die tiefe Erdwärmesonde. Bei diesem System wird nur eine Bohrung benötigt, in die eine Steigleitung eingehängt wird. Das Wärmeträgermedium (z. B. Wasser) wird hierbei in den Ringraum (Raum zwischen Bohrgestänge und Steigleitung) gepumpt. Dort erfolgt die Wärmeaufnahme aus dem umgebenden Gestein und anschließend die Rückförderung über die Steigleitung nach über Tage. Dort wird die Wärme über Wärmetauscher einem Heizkreislauf zugeführt. Da es sich um ein geschlossenes System handelt, ist sowohl der Zufluss von aggressiven Tiefenwässern in den

Kreislauf als auch das Abfließen des Trägermediums in unterirdische Klüfte ausgeschlossen.

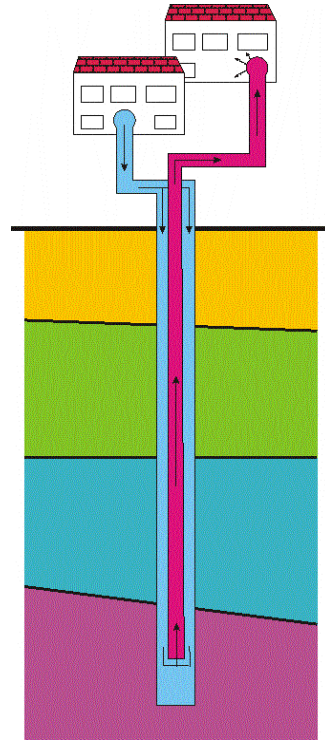


Abbildung 3.13: Funktionsschema einer Tiefen Erdwärmesonde

3.5.2 Potenzial in Brandenburg

Die energetische Nutzung der oberflächennahen Geothermie mittels Wärmepumpenanlagen ist in ganz Brandenburg möglich. Eine Einschränkung des Potentials ist deshalb nur auf der Nachfrageseite gegeben.

Das Potenzial der Tiefengeothermie in Brandenburg ist infolge des hohen geologischen Aufschlusses durch viele Explorationsbohrungen auf Erdgas und Erdöl bekannt, wobei das hydrothermale Potenzial von Südosten nach Nordwesten zunimmt.

Zusätzlich wurden von 1993-1998 an sechs Standorten Aufschlussbohrungen für eine Thermalsolegewinnung zu energetischen und balneologischen Zwecken abgeteuft.

Für mehrere Standorte wurde zwar die Möglichkeit der Nutzung der tiefengeothermischen Energie nachgewiesen, zu einer energetischen Nutzung kam es aber nur beim unter Abschnitt 3.5.3.1 näher beschriebenen Projekt in Prenzlau.

Nach Angaben einer Prognos-Studie /3/ existiert ein technisches Potenzial von rund 10,28 TWh/a für Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie) und ca. 325 GWh/a für tiefengeothermische Anlagen.

3.5.3 Beispielhafte Anwendungen

Oberflächennahe Wärmepumpenanlagen kommen in Brandenburg meist in Einfamilienhäusern zum Einsatz. Beispiele für größere Anlagen sind der Institutsneubau der Max-Planck-Gesellschaft in Golm und das Umweltzentrum der Stadt Cottbus (BUGA-Gelände). Da diese Einzelmaßnahmen jedoch nicht repräsentativ sind, werden sie im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

3.5.3.1 Geothermische Heizzentrale Prenzlau

Am 10.11.1994 nahm die erste brandenburgische geothermische Heizzentrale, die eine Tiefensonde zur Wärmegewinnung nutzt, ihren Betrieb auf. Heute versorgt sie ca. 1100 Wohnungen mit Wärme und Warmwasser.

Die Sonde (2.786 m tief) ist mit einem Koaxialrohr ausgestattet. Mit ihrer Hilfe wird als Wärmequelle das entsprechend der geologischen Tiefenstufe warme umliegende Gestein erschlossen. Inhalt und Niveau dieser Wärmequelle sind dabei naturgemäß von der Bohrtiefe abhängig. Im Ringspalt des Koaxialrohres wird kaltes Wasser mengengeregelt nach unten geleitet. Bei seiner langsamen Abwärtsbewegung erwärmt es sich an der Bohrlochwandung und steigt aufgeheizt im isoliert ausgeführten Mittelrohr nach oben. Vom Sondenaustritt gelangt das warme Wasser in die oberirdische Wärmenutzungsanlage, wo es ausgekühlt und mit einer Sondenkreispumpe wieder dem Ringraum zugeführt wird. Im Sondenkreislauf zirkuliert sauberes, aufbereitetes Wasser.

Somit entsteht ein in sich geschlossener, einfacher und gut zu regelnder Kreislauf, der mit hoher Zuverlässigkeit und Lebensdauer arbeitet. Die Temperatur in der Bohrung nimmt im ungestörten Zustand an der Außenwand von 8 °C auf 108 °C (in 2786 m Tiefe) zu.

Die gewonnene geothermische Wärme steht ganzjährig ohne saisonale Schwankungen zur Verfügung.

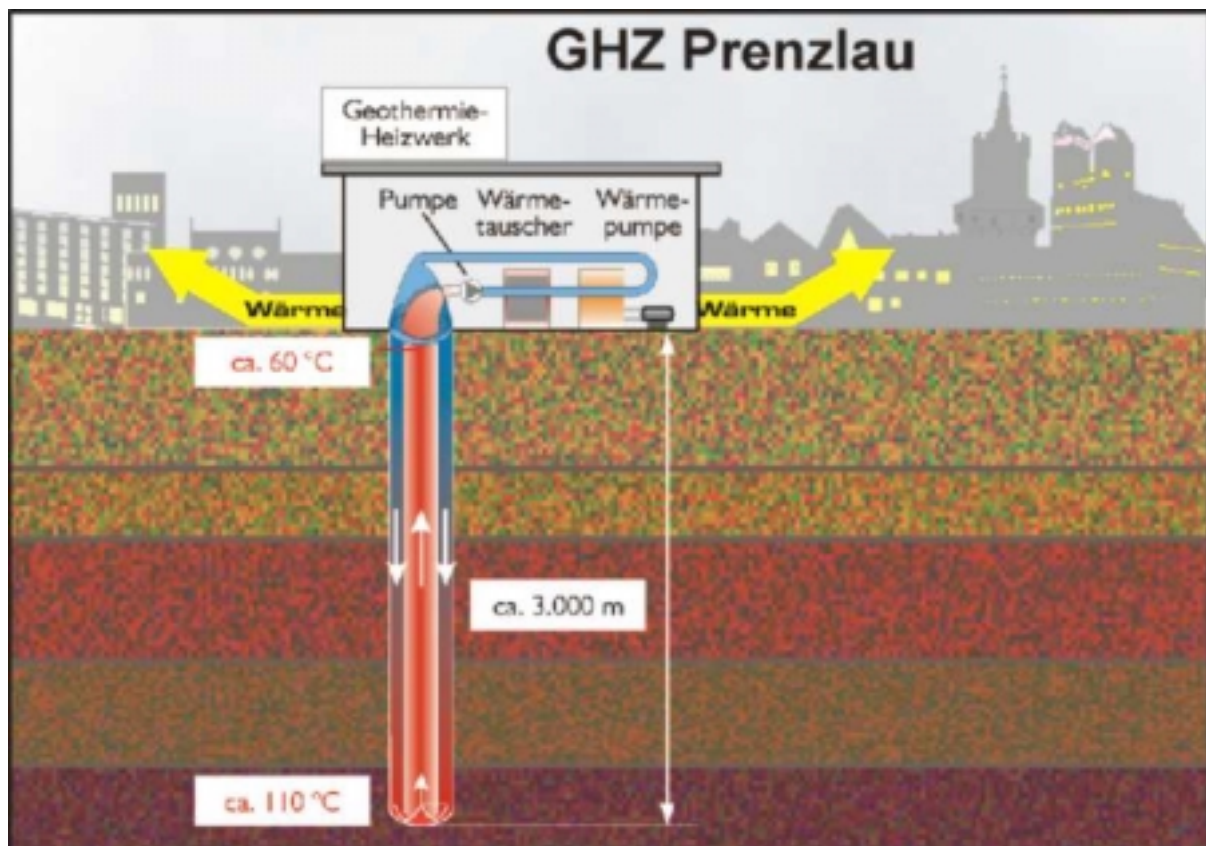


Abbildung 3.14: Schema der Geothermischen Heizzentrale Prenzlau /19/

Die Jahresdauerleistung der Tiefen Erdwärmesonde von ca. 500 kW liegt bei 8 bis 12 % der witterungsbedingten Jahreshöchstlast.

3.5.3.2 Wärmepumpenanlage für ein Einfamilienhaus

Für ein typisches Einfamilienhaus mit 130 m² Wohnfläche wurde eine oberflächennahe Geothermieanlage (Wärmepumpe) mit einer Leistung von 10 kW_{th} betrachtet. Damit wird die notwendige Wärme für die Beheizung des Gebäudes und die Warmwasserbereitstellung abgedeckt.

Der Nutzungsgrad der Anlage beträgt ca. 1.600 Volllaststunden, womit eine Wärmeerzeugung von 16 MWh/a realisiert wird.

3.6 Übersicht der Referenzanlagen

Basierend auf den in den vorherigen Abschnitten vorgestellten beispielhaften Anwendungen soll das zu erstellende Modell für ausgewählte Referenzanlagen mit Daten hinterlegt werden. Gleichzeitig wurden als Vergleichsgröße Anlagen genutzt, die als Primärenergiequelle fossile Brennstoffe verwenden und heute Stand der Technik sind. Für die Elektroenergieversorgung wird das Kraftwerk Schwarze Pumpe und für die Wärmeenergieversorgung eine Öl- und eine Gasheizung für ein Einfamilienhaus (EFH) verwendet.

Primärenergie	Referenzanlage	installierte Leistung	Nutzungsdauer (AfA)	Volllastbenutzungsstunden
Anlagen zur Elektroenergieversorgung				
Wasser	WKA Grießen	0,52 MW	20 a	6000 h
	WKA Stecher	0,09 MW	20 a	6900 h
Wind	Windpark Klettwitz	62,7 MW	16 a	1750 h
	WEA Bärenbrück	0,5 MW	16 a	1400 h
Solar	PV-Anlage Geesow	0,294 MW	20 a	850 h
	PV-Anlage auf einem EFH	0,003 MW	20 a	800 h
Biomasse	Holz hackschnitzel-BHKW Preschen	11 MW	15 a	7500 h
	Pflanzenöl-BHKW Lehnin	0,567 MW	15 a	6500 h
	Biogasanlage Pirow	0,5 MW	10 a	8000 h
Braunkohle	KW Schwarze Pumpe	1600 MW	23 a	7595 h
Anlagen zur Wärmeenergieversorgung				
Solar	Nahwärmeversorgung Hennigsdorf	0,4 MW	10 a	1000 h
	Solarthermieanlage auf EFH	0,003 MW	10 a	1000 h
Geothermie	Wärmepumpe für EFH	0,01 MW	15 a	1600 h
	Geothermische Heizzentrale Prenzlau	0,5 MW	15 a	2000 h
Biomasse	Wärmeversorgung Haidemühl	1,82 MW	15 a	1977 h
	Holzheizung eines EFH	0,01 MW	15 a	1600 h
Heizöl	Ölheizung eines EFH	0,01 MW	15 a	1600 h
Erdgas	Gasheizung eines EFH	0,01 MW	15 a	1600 h

Tabelle 3.3: Referenzanlagen für die Energieversorgung

Detailliertere Angaben zu den einzelnen Anlagen sind im Anhang zusammengestellt.

4 Entwicklung eines Modells für die Bewertung regenerativer Energien

Ausgehend vom Thema dieser Arbeit wurde in der Zielstellung festgestellt, dass Entscheidungsprozesse zur Energiepolitik im Allgemeinen sehr komplex sind und weitreichende Auswirkungen für die Zukunft haben. Diese Entscheidungen führen häufig zu widersprüchlichen Wirkungen, die gegenwärtig nicht immer ausreichend gegeneinander abgewogen werden können und daher angreifbar bleiben.

Dieser Tatbestand war Veranlassung mit der vorliegenden Arbeit einen Beitrag zur Lösung des Problems leisten zu wollen.

Das inhaltliche Kernstück der Arbeit ist die Erarbeitung von Bewertungskriterien und eines Bewertungsmodells für regenerative Energien.

Durch die Anwendung des Modells sollen Entscheidungen

- zur Nutzung regenerativer Energien,
- zur Entwicklung der Verfahren und der Technik zu ihrer Nutzung,
- zum Einsatz von Fördermitteln

unter Einbeziehung aller relevanten Einflüsse und Effekte wesentlich überschaubarer gestaltet werden können.

Im ersten Arbeitsschritt ist zu sichten und zu analysieren, welche bekannten Bewertungsmethoden und -modelle unserer Problemstellung entsprechen oder zur Anpassung an unsere Aufgabenstellung geeignet sind.

4.1 Vorstellung und Bewertung bekannter Modelle

4.1.1 Kostenträgerrechnungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft

In der Elektrizitätswirtschaft wird diese Kostenträgerrechnung als ein Instrument zur „gerechten“ Preisgestaltung der elektrischen Energie genutzt. Sie ordnet Kosten aufgrund sachgerechter Verfahren unter dem Begriff der Kostenverursachung im Rahmen des Finalprinzips den Kostenträgern zu.

Als theoretisch exakte und in der Praxis anwendbare Kostenträgerrechnungsverfahren wurden die Energiequalitäten- und die Zeitrasterkalkulation entwickelt.

Die Energiequalitätenkalkulation führt zu energiewirtschaftlich detailliert begründbaren und theoretisch exakten Ergebnissen. Es vermeidet die Mängel der traditionellen Kostenträgerrechnungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft. Die Abnahme eines Abnehmers wird nicht mehr als ein Ganzes betrachtet, sondern sie wird in „Energiequalitäten“ aufgespaltet.

Bei der Zeitrasterkalkulation führt die Definition verschiedener kostenverursachender Zeiträume über die unterschiedlichen Belastungsverhältnisse während des Jahres zu einer praktikablen und sachgerechten Berücksichtigung des Jahreslastganges in der Kalkulation. Das Verfahren stellt relativ geringe Anforderungen an die Genauigkeit der einzelnen Leistungswerte. Abstimmbare ist das Mengengerüst über die Summen der eingespeisten Arbeit und die Abnahme der Abnehmer. Grundlage des Mengengerüsts ist die Analyse der Belastungskurven.

Die Kostenträgerrechnungsverfahren haben die Funktion eines Planungs- und Kontrollsystems innerhalb des Energieversorgungsunternehmens. Das System signalisiert u.a. die Notwendigkeit von Tarifierpassungen und

den eventuell erforderlichen Preiserhöhungsbedarf. Die Bedeutung der Kostenträgerrechnung liegt bei der „gerechten“ Preisbildung der elektrischen Energie und damit eingeschlossen die Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen./20/

Interessant für die zu untersuchende Problematik ist die Analyse und ökonomische Bewertung der Belastungsgänge zu versorgender Abnehmer.

4.1.2 Prozess-Benchmarking – Methode zum branchenunabhängigen Vergleich von Prozessen

Um erfolgreich Prozess-Benchmarking zu realisieren, müssen die Prozesse vergleichbar sein, darin angewandte Praktiken übertragbar und Ideallösungen führender Unternehmen auf die eigenen Prozesse adaptierbar sein. Die Identifizierung von Prozessen, die Gewährleistung der Vergleichbarkeit und die Auswahl geeigneter Benchmarking-Partner sind notwendige Voraussetzungen für dieses branchen-unabhängige Vorgehen. Die Prozessmodellierung ist ein Baustein für erfolgreiches Benchmarking. Die Verwendung von allgemeingültigen Aggregationsmodellen empfiehlt sich für den Vergleich mit anderen Unternehmen, insbesondere mit branchenfremden Unternehmen. Nach der Unternehmensauswahl empfiehlt sich eine Überprüfung hinsichtlich der Prozesseignung für das Prozess-Benchmarking. Dafür ist eine Systematik zur Strukturierung von Prozessen mittels Prozessmerkmalen entwickelt worden. Durch Klassifikationsverfahren wird die Struktur der Prozesse durch zwei Merkmalskataloge A (Ähnlichkeit) und B (Bewertung) bestimmt. A dient zur Beschreibung der zu vergleichenden Prozesse. Damit lassen sich Geschäftsprozesse leicht charakterisieren und voneinander abgrenzen. Zur Bewertung der Vergleichsprozesse wird B eingesetzt. Durch die Bestimmung der Ausprägungen dieses Katalogs wird zusätzlich zu einer Prozesscharakterisierung eine Einstufung ihrer Leistungsfähigkeit gegenüber Vergleichsprozessen ermöglicht. Aus den ausgefüllten Merkmalskatalogen ergeben sich Prozessprofile, die die Ähnlichkeiten und Unterschiede von Prozessen aufzeigen.

Die beschriebene Methodik des prozessorientierten Benchmarking stellt ein Werkzeug dar, mit dem Planer zuverlässiger zwischen alternativen Konzepten entscheiden und schneller zu qualitativ hochwertigen Lösungen kommen können.

Diese Methode bietet Lösungsansätze für die Problemstellung der vorliegenden Arbeit. Für interne und unternehmensübergreifende Vergleiche von Produktionsprozessen werden mehrere Prozessmerkmale als Bewertungskriterien ausgewählt. Sie werden entsprechend ihrer Qualität mit Hilfe eines Punktsystems bewertet und nach ihrem Stellenwert innerhalb des Prozesses gewichtet.

Diese Methode ermöglicht einen durch konkrete Fakten gestützten Vergleich, eine inhaltlich gesicherte Bewertung von Produktionsprozessen und ist damit als entscheidungsvorbereitendes Hilfsmittel für diese und ähnliche Problemstellungen gut geeignet. /8/

4.1.3 Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Zur Überwindung der Einschränkungen in der Variation der Parameter bei früheren Untersuchungen von komplexen Wärmekraftschaltungen entstand ein flexibles Rechenmodell. Mit diesem sind thermodynamische Untersuchungen der verschiedenen Kraft-Wärme-Schaltungen sowie weiterer Parameter ohne hohen Programmieraufwand durchführbar. Hierfür wurde ein Rechenmodell mit modularem Aufbau und simultaner Lösungsmethode entwickelt. Das Rechenmodell besteht aus zwei Teilen, dem Baupunkt- und dem Teillastprogramm. Der Anwendungsbereich des Modells umfasst Wärmekraftschaltungen mit und ohne Heizwärmeauskopplung. Als Arbeitsmedium kann Wasser-/Wasserdampf und Luft/Verbrennungsgas eingesetzt werden. Als Beurteilungskriterium für die zusätzliche Reduktion des Energieeinsatzes durch Kombi-Heizkraftwerke ist der Wärmemehraufwand nicht sinnvoll, da die Vorzüge der Abwärmenutzung des Gasturbinenprozesses nur auf die Wärme gutgeschrieben würde. Aus diesem Grund wird der Wärmehaufwand des Kombi-Heizkraftwerkes mit dem des Dampf-Heizkraftwerkes mittels eines

Energiereduktionsfaktors verglichen. Die Ermittlung der Wärmeselbstkosten bzw. des Wärmeselbstpreises wird mit der Annuitätenmethode der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt.

Das mit dem Ziel der Betriebskostenminimierung arbeitende EDV-Lastprogramm benötigt Daten der beteiligten Kraftwerke. Zur Bestimmung solcher Daten ist das Simulationsprogramm ein geeignetes Arbeitsmittel. Die Kostenreduzierung in einem Kraftwerk erhöht die Attraktivität für den Endverbraucher und unterstützt die „gerechte“ Preisgestaltung innerhalb der Branche.

Unmittelbare inhaltliche Verknüpfungen zur vorliegenden Aufgabenstellung bietet diese Arbeit nicht. Es ist denkbar, dass diese Methode bei weiterführenden Arbeiten zur effizienteren Gestaltung von Wärmeerzeugungsprozessen auf der Grundlage regenerativer Energien genutzt wird. /21/

4.1.4 Energieeinsparung als Versicherung gegen Marktrisiken

Die unternommene kapitalmarkttheoretische Fundierung der Wirtschaftlichkeitsrechnung für Maßnahmen zur Einsparung konventioneller Energieträger vermittelt zwei wesentliche Erkenntnisse in bezug auf die Höhe der (Eigen-) Kapitalkosten und das Verhältnis zwischen diesen und der ökonomisch sinnvollen Mindestverzinsung. Projekte, die zur Einsparung von Öl und Gas beitragen, das systematische Marktrisiko des wohldiversifizierten Portfolios ihrer Kapitalgeber reduzieren, haben den Charakter einer Versicherung. Die direkt geschätzten risikoangepassten Kapitalkosten der Projekte belaufen sich real auf 1,7 % bis 2,4 % p.a.. Die Differenz zum risikolosen Realzins von 4 % p.a. entspricht der Prämie für die Versicherungsleistung. Die Kapitalkosten eines Projektes sind unter drei Bedingungen nicht mit seiner ökonomisch sinnvollen Mindestverzinsung identisch.

1. Das Projekt ist irreversibel, die Herstellungsausgaben stellen somit „sunk costs“ (verloren gegangene Herstellungskosten) dar.
2. Der Investor besitzt die Möglichkeit des zeitlichen Aufschubs, ohne es dabei zu entwerten.
3. Durch den Aufschub hat er die Chance, seine Einschätzung bezüglich der zukünftigen Entwicklung preisrelevanter Preise und Mengen zu verbessern und nach der Wartezeit mit höherer Wahrscheinlichkeit auszuschließen, dass sich das Projekt nach seinem Beginn als Fehlschlag erweist.

Als Opportunitätskosten der sofortigen Herstellung kann er die ökonomisch sinnvolle Mindestverzinsung des Projektes unter Umständen erhöhen. Eine bloße Orientierung an den Kapitalkosten kann, betriebswirtschaftlich gesehen, zu falschen Entscheidungen führen. Bei Kapitalkosten von 7,5 % beträgt die ökonomisch sinnvolle Mindestverzinsung ca. 19 %. Durch den Übergang zur risikoangepassten Kalkulation mit Kapitalkosten von 2,4 % fällt sie auf ca. 13 %. Es ist hervorzuheben, dass die Einsparprojekte von den ermittelten risikoangepassten Kapitalkosten selbst, bedingt durch den Wert der Flexibilität, einen vergleichsweise geringen Anteil an der ökonomisch sinnvollen Mindestverzinsung aufweisen.

Diese Wirtschaftlichkeitsrechnung bietet ebenfalls keine direkt anwendbaren Anknüpfungspunkte für die vorliegende Aufgabenstellung. Die Methode ist eventuell für vertiefende Wirtschaftlichkeitsbewertungen, die sich an das vorgesehene Bewertungsverfahren von Fall zu Fall anschließen können, nützlich. /22/

4.1.5 Analytisches Prozesssystemmodell zur Bestimmung von Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz biogener Energieträger im ländlichen Raum

Um Biomasse wirtschaftlich einsetzen zu können, müssen umfassende Aussagen zu den Möglichkeiten, den Versorgungsstrukturen und den

Rahmenbedingungen, gemacht werden. Dazu wurde ein rechnergestütztes Optimierungsverfahren entwickelt. Das Verfahren stellt eine Vielfalt verschiedener Versorgungsalternativen bereit. Das mathematische Optimierungsmodell, dem die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegt, wurde für drei verschiedene Betreiberformen (Gemeinde mit reiner Eigennutzung, Investor mit teilweiser Eigennutzung, Investor ohne Eigennutzung) entwickelt. Bilanzgrenzen, Kostenflüsse und Zielstellungen wurden für jede Betreiberform im Modell berücksichtigt. Die Formulierung einer Zielstellung und die Koeffizientenmatrix bilden ein gemischt-ganzzahlig-lineares Optimierungsmodell. Durch die Definition von Randbedingungen können Szenarien aufgestellt und Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Als Ergebnis werden die Versorgungsstruktur der untersuchten Gemeinde, das einzusetzende Energieträgerpotenzial, die umwandlungsbedingten CO₂-Emissionen und die entstehenden Kosten angegeben.

Das Prozesssystemmodell kann von Kommunen, Ingenieurbüros, Forschungsinstituten und anderen Einrichtungen, die den Einsatz biogener Energieträger im ländlichen Raum untersuchen wollen, genutzt werden.

Des weiteren liegt die Bedeutung des analytischen Prozesssystemmodells in der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Verfeuerung von Biomasse gegenüber fossilen Brennstoffen.

In dem analysierten Prozesssystemmodell wird der Einsatz biogener Energieträger ausschließlich aus wirtschaftlicher Sicht bewertet. Der vermiedene Ressourcenverbrauch und die vermiedenen umweltbelastenden Emissionen werden nicht in die Bewertung einbezogen. Trotzdem kommt die Autorin zu der Schlussfolgerung, dass die marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändert werden müssen, wenn den regenerativen Energieträgern zum Durchbruch verholfen werden soll. /6/

4.1.6 Mögliche Methoden zur Gesamtbewertung bei Prüfverfahren

Die entscheidungsprozessorientierten Gesamtbewertungsmethoden werden in kardinale und ordinale Methoden unterteilt.

Bei den kardinalen Methoden werden die verschiedenen Indikatorgrößen in derselben Maßeinheit quantitativ dargestellt und damit verknüpfbar oder gar addierbar gemacht. Die gebräuchlichsten Gesamtbewertungsmethoden sind: die Kosten/Nutzenanalyse (KNA), die Kosten-Wirksamkeitsanalyse (KWA), die Nutzwertanalyse (NWA), und die Vergleichswertanalyse (VWA).

Die Kosten/Nutzenanalyse ist eine rein ökonomische Methode zur Ermittlung des Wertes. Eine Gewichtung und Festlegung von Nutzwerten bei dieser Methode entfällt. Die Aufgabe der Gewichtung übernehmen die Geldwerte der monetarisierten Zielwerte. Die Aussagekraft dieser Methode bezieht sich auf reine Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Daher ist sie als alleinige Methode für komplexe Bewertungsverfahren nicht anwendbar, jedoch zusammen mit der VWA und der NWA eine zweckmäßige Ergänzung.

Eine Kombination aus der Nutzwertanalyse und der Kosten/Nutzenanalyse ist die Kosten-Wirksamkeitsanalyse. Sie gibt als Resultat die „relative“ Effizienz wieder. Die Anwendung dieser Methode ist für Projekte geeignet, bei denen die Monetarisierung der Nutzenkomponente nicht möglich oder nicht erwünscht, die Monetarisierung der Kostenkomponente aber erwünscht ist.

Bei der Nutzwertanalyse werden die verschiedenen Indikatoren in einen einheitlichen Bezugsmaßstab überführt. Dabei werden die relativen Unterschiede der Varianten ersichtlich, können aber nicht in Bezug zu anderen Anwendungsfällen gesetzt werden. Der Anwendungsbereich der Methode liegt bei komplexen Entscheidungssituationen.

Breitgefächerte Vergleiche von Teilnutzwerten zwischen Varianten, von Einflüssen verschiedener Szenarien und anderen Variablen, werden

Vergleichswertanalyse genannt. Die Aussagekraft der Ergebnisse wird durch die Darstellung von Quervergleichen über mehrere Aspekte veranschaulicht und es kann eine Einordnung in absolute Maßstäbe erfolgen.

Bei den ordinalen Methoden werden relative Differenzen (Rangordnungen) verwendet. Einfache ordnende Bewertungsverfahren mit Ordnungszahlen sind: die Indexbewertung (Prozentuale Abweichung gegenüber einer Bezugsgröße), die Rangbildung/die Rangbewertung und die qualitative Bewertung mit dimensionslosen Zielwerten. Die Wahl der Beurteilungsmethoden ist je nach Stufe des anstehenden Entscheides und der Art und Bedeutung der Vorhaben verschieden.

Für eine Gesamtbewertung bei komplexen Entscheidungssituationen bildet die VWA die geeignetste Basis. Die KNA als Gesamtbewertungsmethode genügt als Entscheidungsgrundlage nicht. Durch Kombination der verschiedenen Methoden sollen deren Vorteile gezielt ausgenutzt werden. Je komplexer ein Projekt, desto zwingender sind mehrere Methoden zur Aufdeckung der im System enthaltenen Werteverhältnisse anzuwenden. Die Handhabung der Methode entscheidet über den Erfolg jener Methoden. Das betrifft die Klarheit und Vollständigkeit relevanter Vorbehalte, die Präzisierung der Indikatoren, den Umgang mit Unsicherheiten und Wissenslücken, die Offenlegung von Grundsatzfragen, die Darlegung von Wertmaßstäben und den Kommunikationsprozess.

Die in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Methoden werden zur Gesamtbewertung eines Verkehrsprojektes in der Schweiz angewendet. Ziel ist die Erfassung und Bewertung aller relevanten durch dieses Projekt verursachten Wirkungen.

Auch wenn sich der Entscheidungsgegenstand inhaltlich wesentlich von unserem unterscheidet, das Anliegen der Arbeit und die Methodik entsprechen weitgehend unserer Problematik.

Die Arbeit ist konkret und praxisnah, sie ist Bestätigung und Anregung für die zu lösende Aufgabe. /23/

4.1.7 Nutzwertanalyse, Bewertungstheorie und Planung

Die Nutzwertanalyse (NWA) ist ein Bewertungsverfahren, bei dem die zur Wahl stehenden Alternativen bezüglich mehrerer Bewertungsmaßstäbe zu bewerten sind. Das wesentliche Charakteristikum ist die Auflösung einer komplexen Bewertungsproblematik in einfache Teilaspekte, die Bewertung dieser Teilaspekte und die daran anknüpfende Zusammenfassung der Teilbewertungen zu einer umfassenden Bewertungsaussage: dem Nutzwert.

Als NWA der 1. Generation wird die bekannte Standardversion der NWA bezeichnet. Ihre formale Struktur und ihre inhaltliche Konzeption sind dem Modell der rationalen Entscheidung entlehnt. Das Modell der rationalen Entscheidung interpretiert Entscheidungen als zweckrationales, individuelles Handeln. Die Stärke der NWA der 1. Generation liegt in der Konsistenz, Transparenz und Untergliederung ihrer formalen Struktur, während die Schwäche in der Nichtschematisierbarkeit der inhaltlichen Fundierung gesehen werden muss. Die NWA der 2. Generation kann in einzelne, konkret beschreibbare Handlungsschritte zerlegt werden, deren Abarbeitung stärker zu inhaltlichen Überlegungen zwingt, als dies bei der NWA der 1. Generation der Fall ist. NWA können auf dreierlei Arten inhaltlich interpretiert werden, als Messmodell, als subjektiv begründete Bewertung und als intersubjektiv fundierte Bewertung.

Die unter 4.1.6 analysierte Arbeit „Mögliche Methoden zur Gesamtbewertung bei Prüfverfahren“ ist in ihrer Anlage pragmatisch und hinsichtlich der Übernahme konkreter Arbeitsschritte interessant. In dem von Bechmann vorgelegten umfangreichen Werk werden in einer Bewertungstheorie Grundsatzprobleme zur Bewertung komplexer Probleme behandelt. Diese Erkenntnisse sollten bei der Bewertung regenerativer Energien nicht unberücksichtigt bleiben. /24/

4.1.8 Nutzwert-Kosten-Analyse – Eine Entscheidungshilfe

Die Nutzwert-Kosten-Analyse kombiniert die Nutzwert-Analyse mit der Kostenrechnung. In dem erhaltenen Ergebnis werden die Nutzen nicht-

monetär, die Kosten aber monetär bewertet. Der Nutzwert-Kosten-Quotient (N/K) gibt an, welcher Nutzen je Kosteneinheit erhalten wird.

Der Ablauf der Nutzwert-Kosten-Analyse erfolgt stufenweise:

1. Stufe: Definition und Abgrenzung der Aufgabenstellung
2. Stufe: Nutzwert-Analyse
3. Stufe: Kosten-Analyse
4. Stufe: Nutzwert-Kosten-Gegenüberstellung und Auswahl der günstigsten Alternative
5. Stufe: Präsentation des Ergebnisses

Die Einsatzmöglichkeiten der Nutzwert-Kosten-Analyse sind vielfältig. In nahezu allen Bereichen der Technik, der Wirtschaft und des öffentlichen Lebens wird die Analyse als Entscheidungshilfe benutzt. Mit detaillierten, überzeugenden Argumenten hilft sie dem Entscheidungsträger die Vor- und Nachteile verschiedener Alternativen zu erklären. Durch Auswahlentscheidung der Probleme wird die Wichtigkeit dieser Probleme schneller erkannt und kann somit besser bearbeitet werden.

Anforderungen an Bewertungsverfahren, wie geringer Arbeitsaufwand, Einfachheit der Handhabung, Transparenz und Eindeutigkeit der Aussage werden von der Nutzwert-Kosten-Analyse erfüllt. Sie stellt zur Zeit das beste Hilfsmittel zur systematischen Analyse einer Entscheidungssituation, bei der eine große Auswahl von Kriterien berücksichtigt werden muss, dar.

Aus der Kurzcharakteristik der Methode ist abzulesen, dass mit der Nutzwert – Kosten – Analyse eine weitere Methode vorgestellt wird, die für die Lösung der vorliegenden Aufgabenstellung geeignet sein könnte. Im Laufe der weiteren Bearbeitung ist zu klären, ob sich – wie in dieser Methode vorgesehen – durchweg Nutzwert – Kosten – Beziehungen darstellen lassen. /7/

4.2 Anforderungen an das Modell

Es wurde bereits festgestellt: Entscheidungsprozesse zur Energiepolitik sind sehr komplex und haben in der Regel weitreichende Auswirkungen für die Zukunft. Sie führen häufig zu widersprüchlichen Wirkungen, die nicht immer ausreichend gegeneinander abgewogen werden. Unerwünschte, nicht absehbare Langzeitwirkungen können somit nicht ausgeschlossen werden.

Diese kritische Einschätzung gilt vor allem für die rein kommerzielle Bewertung energetischer Prozesse, also für die Entscheidungen, in denen nur nach den gegenwärtigen marktkonformen Kosten gefragt wird.

Die Fachwelt ist sich einig, dass diese Herangehensweise keine tragfähige Grundlage für eine langfristige Energiestrategie sein kann.

Andererseits muss leider beobachtet werden, dass es in der Politik und in den Medien zu einer weit verbreiteten Praxis geworden ist, der Energieversorgung auf der Grundlage regenerativer Energien ökologische Effekte zuzuordnen, die nicht immer kritischen Prüfungen standhalten. Es wird also auch den Vertretern dieser Positionen gut tun, ihre Argumente besser als bisher mit gesicherten Fakten zu stützen.

Diese energiewirtschaftlichen Entscheidungsprozesse ordnen sich in eine Vielzahl vergleichbarer Entscheidungsprobleme ein, die auch in anderen Bereichen der Wirtschaft und der Politik zu bewältigen sind. Ihnen allen ist gemeinsam, dass es sich um sehr komplexe Entscheidungsgegenstände mit vielseitigen Wirkungen handelt, die häufig mit einer ökonomischen Bewertung nicht angemessen beschrieben werden können.

Die Literaturrecherche dokumentiert die Aktualität und den Stellenwert dieser Problematik. Es wird seit Jahren daran gearbeitet, Hilfsmittel (Methoden und Modelle) zu entwickeln, die dazu beitragen sollen, komplexe Entscheidungsprozesse sachgerechter und überschaubarer gestalten zu können. Die vorliegenden Ergebnisse sind unverzichtbare Grundlage für die Aufgabenstellung zur Bewertung regenerativer

Energien, **direkt als Lösung für dieses konkrete Problem können sie nicht übernommen werden.**

Das zu entwickelnde Bewertungsmodell soll dazu beitragen, energiewirtschaftliche und energiepolitische Entscheidungsprozesse besser als bisher mit Fakten unterlegen, sie überschau- und nachvollziehbar gestalten zu können.

Das ursprüngliche Anliegen, Bewertungsalgorithmen für die Bereitstellung von Wärme und Elektroenergie auf der Grundlage regenerativer Energieträger zu erarbeiten, stellte sich im Laufe der Bearbeitung als zu kurz gedacht heraus.

Der Bewertung vorgeschaltet ist immer der Vergleich mit anderen Alternativen – in unserem Fall also der Vergleich der regenerativen Energieversorgungsvarianten untereinander und ihr Vergleich mit den Versorgungsvarianten auf der Grundlage fossiler Energieträger. Somit sind auch die fossilen Energieträger und die zu ihrer Umwandlung in Wärme und Elektroenergie genutzten Verfahren in das Bewertungsmodell einzubeziehen.

Die Vergleiche sollen durch alle wesentlichen Fakten unterlegt sein, die zur umfassenden Beschreibung des zu bewertenden Energieumwandlungsprozesses und der dafür eingesetzten Anlagen erforderlich sind.

Dazu gehören die Beschreibung:

- des vorhandenen Potenzials sowie des Umwandlungs- und Versorgungsprozesses,
- des Ressourcenverbrauchs,
- der Umweltbeeinflussung,
- der Wertschöpfung und der Kosten.

Diese Prozess- und Anlagenbeschreibung soll weitgehend durch quantitative Größen, möglichst durch Kennziffern erfolgen.

Die Basisdaten für das Modell müssen wissenschaftlich gesichert sein und dem aktuellen Erkenntnisstand entsprechen.

Es ist zu gewährleisten, dass unerlaubte Manipulationen am Modell und Korrekturen der Basisdaten durch Unbefugte nicht möglich sind.

Dadurch soll der Missbrauch des Modells verhindert werden. Insbesondere muss ausgeschlossen werden, dass manipulierte Ergebnisse auf der Grundlage falscher Basisdaten mit Berufung auf das Modell als angeblich seriös propagiert werden können.

Alle Vergleiche sollen für die gesamte Lebensdauer (life cycle) der zu bewertenden Anlagen, also beginnend mit ihrer Herstellung, über die Nutzung bis zu ihrer Stilllegung/Entsorgung vorgenommen werden (vgl. VDI-Richtlinie 4600; Juni 1997).

Aus den formulierten Zielstellungen, dass

- die Vergleiche durch alle wesentlichen Fakten unterlegt sein sollen, die zur umfassenden Beschreibung der zu bewertenden Energieumwandlungsprozesse und der dafür eingesetzten Anlagen erforderlich sind, und
- die Prozess- und Anlagenbeschreibung weitgehend durch quantitative Größen, möglichst durch Kennziffern erfolgen soll

ergibt sich die Konsequenz, dass die Energieträger, die Energieumwandlungsprozesse sowie die dafür eingesetzten Anlagen auf der Grundlage einer größeren Anzahl von Kennziffern zu bewerten sind, die sich inhaltlich und bezüglich ihres Stellenwertes für den Entscheidungsprozess wesentlich voneinander unterscheiden können.

Zusammenfassend soll das Bewertungsmodell die folgenden Anforderungen erfüllen:

1. Es soll für alle wesentlichen gegenwärtig zur Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme angewendeten Verfahren und eingesetzten Energieträger anwendbar sein.
2. Für alle Vergleichsobjekte ist zu gewährleisten, dass als Bewertungszeitraum ihre Gesamtlebenszeit (life cycle) von der Herstellung, über die Nutzung bis zu ihrer Stilllegung und Entsorgung in das Modell eingeht.
3. In die Bewertung sollen alle wesentlichen Fakten einbezogen werden, die zur umfassenden Beschreibung der zu bewertenden Energieumwandlungsprozesse und der dafür eingesetzten Anlagen erforderlich sind. Dafür sind Bewertungskriterien festzulegen.
4. Als Bewertungskriterien sollen weitgehend quantitative Größen, möglichst Kennziffern genutzt werden.
5. Für alle Bewertungskriterien sind geprüfte Bewertungsmaßstäbe vorzugeben.
6. Für den unterschiedlichen Stellenwert der einzelnen Bewertungskriterien im Rahmen der Gesamtbewertung sind Wichtungsfaktoren festzulegen.
7. Es ist zu sichern, dass nicht autorisierte Eingriffe in das Modell sowie Korrekturen der Basisdaten ausgeschlossen werden.
8. Das Modell soll rechnergeführt und gut handhabbar sein. Es soll inhaltlich für möglichst viele Anwender interessant und nutzerfreundlich gestaltet sein.

4.3 Aufstellung des Modells

Unter 4.1 wurden 8 Bewertungsverfahren bzw. –modelle, bei denen inhaltliche Verknüpfungen zur Zielstellung dieser Arbeit gesehen wurden,

analysiert und hinsichtlich ihrer Eignung für die vorliegende Aufgabenstellung bewertet.

Es wurde festgestellt, dass

- die in dieser Arbeit zu lösende Aufgabenstellung ein in der aktuellen Wissenschaftslandschaft immer wieder behandeltes Problem ist,
- ein Teil der vorliegenden Ergebnisse unbedingt als Grundlage für die zu bewältigende Aufgabenstellung zu nutzen ist, um die angestrebte Lösung durch ein breites wissenschaftliches Fundament weitgehend zu sichern,
- kein Modell der gegebenen Aufgabenstellung uneingeschränkt gerecht wird und 1:1 als Lösung übernommen werden kann.

Entscheidend für die Gestaltung des Modells ist das Anliegen, alle wesentlichen Verfahren zur Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme auf der Grundlage fossiler und regenerativer Energieträger für einen regionalen Bereich umfassend mit Hilfe von Kennziffern zu beschreiben.

Die Erstanwendung des Modells ist für das Land Brandenburg vorgesehen.

Im einzelnen werden in die Bewertung folgende Faktoren einbezogen:

1. Kennziffern zur Beschreibung der Angebots- und Bedarfssituation

Erschließbares Potenzial, Nutzungsgrad, Versorgungsgrad, Versorgungssicherheit, Umwandlungswirkungsgrad.

2. Ressourcenverbrauch

Während der gesamten Lebensdauer (life cycle) einer Energieumwandlungsanlage in Anspruch genommene Ressourcen.

3. Umweltbeeinflussung

Während der gesamten Lebensdauer (life cycle) einer Energieumwandlungsanlage verursachte Umweltbeeinträchtigung.

4. Wertschöpfung/Kosten

Wertschöpfung und Arbeitskräftebedarf für die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage.

Anforderungen an die auszuwählenden und zu definierenden Kennziffern:

1. Sie müssen die zu beschreibenden Sachverhalte eindeutig wiedergeben.
2. Sie müssen für alle Vergleichsobjekte gleichermaßen ohne inhaltliche Abstriche anwendbar sein.
3. Die Vergleichbarkeit aller zu bewertenden Energieträger und Energieumwandlungsverfahren erfordert die weitgehende Nutzung von Kennziffern mit gleicher Bezugsbasis.
4. Der Kennziffernpool ist so zu gestalten, dass mit einem Minimum von Kennziffern die geforderte umfassende Beschreibung der Vergleichsobjekte gewährleistet wird.
5. Für die zur Anwendung vorgesehenen Kennziffern muss eine gesicherte Datenbasis vorhanden oder erschließbar sein.

Mit dem Kennziffernspiegel allein sind Vergleich und Bewertung der Projekte aber nicht zu gewährleisten.

Zunächst wurden deshalb für alle Kennziffern die für den regionalen Bereich Brandenburg zugänglichen und gesicherten Basisdaten zusammen getragen. Für die ermittelten Wertemengen sind Verteilungsfunktionen zu bestimmen, auf deren Grundlage die Skalierung für jede Kennzifferngruppe festgelegt wird. Die damit vorliegenden

Bewertungsskalen im Zahlenbereich 1...10 sind dann für den jeweils betreffenden regionalen Bereich verbindlich.

Bleibt das Problem des Stellenwertes der einzelnen Kennziffern für die Gesamtbewertung der Vergleichsobjekte.

Da es eine Vielzahl von inhaltlich unterschiedlich orientierten energie-wirtschaftlichen und -politischen Entscheidungen gibt, ist es zweckmäßig, die einzelnen Bewertungskriterien entscheidungsabhängig differenziert wichten zu können.

Das könnten z.B. Entscheidungen für Investitionen, zum Arbeitsmarkt, zur Förderpolitik oder zur Erreichung von ökologischen Zielstellungen sein.

Es ist deshalb vorgesehen, jedem Anwender die Möglichkeit einzuräumen, die einzelnen Kennziffern mit unterschiedlichen Wichtungen in die Entscheidungsprozesse einzubeziehen.

Der inhaltlich methodische Teil des Bewertungsmodells wird durch das

- Bewertungsschema für Verfahren zur Wärme- und Elektroenergiebereitstellung

sowie die

- Definitionsübersicht der Kennziffern

dokumentiert.

4.3.1 Bewertungskriterien

I. Angebot/Bedarf	
I.1 technisches Potenzial	MWh
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%

I.3 Versorgungsgrad	%
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%
II. Ressourcenverbrauch	
II.1 spezifischer life cycle Materialverbrauch	kg/MWh
II.2 spezifischer life cycle Hilfsenergieverbrauch	MWh/MWh
II.3 spezifischer Betriebsflächenbedarf	m ² /MWh
III. Umweltbeeinflussung	
III.1 spezifische vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh
III.2 spezifische life cycle CO ₂ Emission	kg/MWh
III.3 spezifische life cycle SO ₂ Emission	g/MWh
III.4 spezifische life cycle NO _x Emission	g/MWh
III.5 spezifische life cycle Staub Emission	g/MWh
IV. Kosten/Wertschöpfung	
IV.1 spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh
IV.2 spezifische AK–Bedarf Herstellung	VBE/MWh
IV.3 spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh
IV.4 spezifische AK–Bedarf Betrieb/Erhaltung	VBE/MWh
IV.5 spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung.	EUR/MWh

IV.6 spezifische AK–Bedarf Stilllegung/Entsorgung.	VBE/MWh
V. Wertschöpfung - Brandenburg	
V.1 Anteil spezifische Wertschöpfung Herstellung	EUR/MWh
V.2 Anteil spezifische AK–Bedarf Herstellung	VBE/MWh
V.3 Anteil spezifische Wertschöpfung Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh
V.4 Anteil spezifische AK–Bedarf Betrieb/Erhalt	VBE/MWh
V.5 Anteil spezif. Wertschöpfung Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh
V.6 Anteil spezifische AK–Bedarf Stilllegung/Entsorgung	VBE/MWh

Tabelle 4.1: Bewertungsschema für Verfahren zur Wärme- und Elektroenergiebereitstellung

4.3.2 Definition der Kennziffern

I Angebot/Bedarf

I.1 Technisches Potenzial:

$$W_{vb} \text{ (MWh)}$$

Erschließbares (verfügbares) Potenzial einer Energie in einem regionalen Bereich z.B. in Brandenburg.

Bewertung (1...10): Verhältnis dieses Potenzials zum Gesamtbedarf der analogen Energie im gleichen regionalen Bereich.

I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials:

$$a_w = W_v/W_{vb}$$

Quotient aus dem genutzten (verfügbaren) Potenzial einer Energie in einem regionalen Bereich und dem technischen (verfügbaren) Potenzial dieser Energie im gleichen Bereich (Ausnutzung des Potenzials).

Bewertung (1...10): Größe des Betrages $1 - a_w$

I.2.a Genutztes Potenzial:

$$W_v \text{ (MWh)}$$

Genutztes (verfügbares) Potenzial einer Energie, für die im gleichen regionalen Bereich das technische (verfügbare) Potenzial ermittelt wurde.

I.3 Möglicher Versorgungsgrad:

$$v = E_{vb}/E_B$$

Quotient aus der zur bedarfsgerechten Versorgung verfügbaren Endenergie und dem Endenergiebedarf in einem regionalen Bereich.

E_{vb} ist die aus dem technischen Potenzial W_{vb} erzeugbare Endenergie.

Beachten: Für gleiche regenerative Energien ergeben sich bei unterschiedlichen Anlagenvarianten in der Regel von einander abweichende Versorgungsgrade.

Bewertung (1...10): Vergleich des für eine Endenergiebereitstellungsvariante ermittelten möglichen

Versorgungsgrades mit anderen Versorgungsvarianten für die gleiche Endenergie.

I.3.a Endenergiebedarf:

$$E_B \text{ (MWh)}$$

Endenergiebedarf (Elektroenergie oder Wärme) in einem regionalen Bereich.

I.3 b Verfügte (erzeugte) Endenergie:

$$E_v \text{ (MWh)}$$

Die zur bedarfsgerechten Endenergieversorgung eines regionalen Bereiches oder eines Verbrauchers tatsächlich erzeugte Endenergie.

I.3.c Endenergiereserve:

$$E_{res} \text{ (MWh)}$$

Endenergiereserve ist die Endenergie, die eine Anlage bei vorhandenem Primärenergieangebot erzeugen könnte, aber aus Gründen, die außerhalb der Anlage liegen (z.B. fehlender Bedarf), nicht erzeugt.

I.3.d Verfügbare Endenergie:

$$E_{vb} = E_v + E_{res} \text{ (MWh)}$$

Verfügbare Endenergie ist die aufgrund des technischen und betrieblichen Zustandes einer Anlage und des vorhandenen Primärenergieangebotes erzeugbare Endenergie. Sie ist die Summe aus der verfügbaren Endenergie und der jederzeit abrufbaren Reserve.

I.4 Versorgungszuverlässigkeit:

$$r = E_{vb} / (E_{vb} + E_{unvb})$$

Wahrscheinlichkeit für die unterbrechungsfreie bedarfsgerechte Endenergieversorgung eines oder mehrerer Verbraucher durch eine Energieanlage.

Es sind stochastisch nicht verfügbare Primärenergieangebote, Stromausfälle und anlagenbedingte Störungen zu berücksichtigen.

Bewertung (1...10): Vergleich der ermittelten Versorgungszuverlässigkeit mit der äquivalenter Energieversorgungsanlagen.

I.4.a Planmäßig nicht verfügbare Endenergie:

$$E_{pnvb} \text{ (MWh)}$$

Nicht verfügbare Endenergie, verursacht durch geplante Anlagenstillstände, geplante Einschränkungen der Nennleistung einer Anlage und planmäßig nicht vorhandenes Primärenergieangebot.

I.4.b Unplanmäßig nicht verfügbare Endenergie:

Durch

- stochastisch nicht verfügbares Primärangebot: $E_{unvb P}$ (MWh)

- Störungen im Energieversorgungsnetz: $E_{\text{unvb N}}$ (MWh)
- anlageninterne Störungen: $E_{\text{unvb A}}$ (MWh)

$$E_{\text{unvb}} \text{ (MWh)} = E_{\text{unvb P}} + E_{\text{unvb N}} + E_{\text{unvb A}}$$

nicht verfügbare Endenergie, verursacht durch stochastische Einflüsse (nicht vorhandenes Primärenergieangebot, Störungen im Energieversorgungsnetz, anlageninterne Störungen).

I.5 Umwandlungswirkungsgrad:

$$\eta = (E_v / W_{\text{zu}}) \times 100 \text{ (\%)}$$

Quotient aus der von einer Energieumwandlungsanlage bereitgestellten Endenergie und der Summe der zugeführten Primär- und Hilfsenergien.

Bewertung (1...10): Vergleich des ermittelten Umwandlungswirkungsgrades mit dem von anderen Anlagen zur Erzeugung der gleichen Endenergie.

I.5.a Zugeführte Energie:

$$W_{\text{zu}} = W_P + W_H \text{ (MWh)}$$

- Primärenergie: W_P (MWh)
- Hilfsenergie: W_H (MWh)

Zugeführte Energie ist die Summe aus der eingesetzten Primärenergie und der für den gesamten Umwandlungsprozess erforderlichen Hilfsenergien.

Beachten: Für die Hilfsenergien ist über die Umwandlungswirkungsgrade der zu ihrer Bereitstellung erforderliche Primärenergieeinsatz zu ermitteln und den Kennziffern zu Grunde zu legen.

I.5.b Endenergie:

$$E_v \text{ (MWh)}$$

II. Ressourcenverbrauch

II.1 Spezifischer life cycle Materialverbrauch:

$$m_{lc} = M_{lc}/E_n \text{ (kg/MWh)}$$

Quotient aus dem life cycle Materialverbrauch einer Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des spezifischen life cycle Materialverbrauchs einer Energieumwandlungsanlage zum analogen Verbrauch äquivalenter Anlagen.

II.1.a Life cycle Materialverbrauch:

$$M_{lc} = M_H + M_{BT} + M_{EH} + M_{SL} + M_{ES} \text{ (kg)}$$

Materialverbrauch für

- die Herstellung M_H ,
- den Betrieb M_{BT} ,

- die Erhaltung M_{EH} ,
- die Stilllegung M_{SL} ,
- die Entsorgung M_{ES}

einer Energieumwandlungsanlage.

(Es ist der Materialverbrauch beginnend mit der Gewinnung der Energieträger bis zur Erzeugung von Endenergie zu berücksichtigen.)

II.1b Endenergiebereitstellung:

$$E_N \text{ (MWh)}$$

Für die Nutzungsdauer einer Energieumwandlungsanlage erwartete/geplante Endenergiebereitstellung.

II.2 Kumulativer Energieaufwand (KEA) fossiler Brennstoffe:

$$e_{lc} = W_{lc}/E_N \text{ (MWh/MWh)}$$

Quotient aus dem life cycle Hilfsenergieverbrauch einer Energieumwandlungsanlage (KEA) und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Der kumulierte Energieaufwand gibt die Gesamtheit des Energieaufwandes an, der im Zusammenhang mit der Herstellung (Bau), Nutzung (Betrieb, Wartung) und Stilllegung eines Gegenstandes (Abbruch) entsteht, bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann. Für

die Untersuchungen erneuerbarer Energien werden nur die Energieanteile berücksichtigt, die durch fossile Energieträger bereitgestellt werden.

Bewertung (1...10): Verhältnis des spezifischen life cycle Hilfsenergieverbrauchs einer Energieumwandlungsanlage zum analogen Verbrauch äquivalenter Anlagen.

II.2.a Life cycle Hilfsenergieverbrauch:

$$W_{ic} = W_H + W_{BT} + W_{EH} + W_{SL} + W_{ES} \text{ (MWh)}$$

Hilfsenergieverbrauch für

- die Herstellung W_H ,
- den Betrieb W_{BT} ,
- die Erhaltung W_{EH} ,
- die Stilllegung W_{SL} ,
- die Entsorgung W_{ES}

einer Energieumwandlungsanlage.

Es ist der Energieverbrauch beginnend mit der Gewinnung der Energieträger bis zur Erzeugung von Endenergie zu berücksichtigen.

Beachten: Für die life cycle Hilfsenergie ist über die Umwandlungswirkungsgrade der zu ihrer Bereitstellung erforderliche Primärenergieeinsatz zu ermitteln und den Kennziffern zu Grunde zu legen.

II.3 Spezifischer Betriebsflächenbedarf:

$$a_{BT} \text{ (m}^2\text{/MWh)} = A_{BT}/E_N$$

Quotient aus dem Betriebsflächenbedarf einer Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des spezifischen Betriebsflächenbedarfes einer Energieumwandlungsanlage zum analogen Bedarf äquivalenter Anlagen.

II.3.a Betriebsflächenbedarf:

$$A_{BT} \text{ (m}^2\text{)}$$

Für den Betrieb einer Energieumwandlungsanlage in Anspruch genommene (nicht mehr anderweitig nutzbare) Fläche.

III. Umweltbeeinflussung:

III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie

$$w_{fos} = W_{fos}/E_N \text{ (MWh/MWh)}$$

Quotient aus dem durch eine regenerative Energieumwandlungsanlage vermiedenen Verbrauch fossiler Energie und der durch die gleiche Anlage bereitgestellten Endenergie während der Lebensdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der für eine Anlage ermittelten Kenngröße zum analogen Wert äquivalenter Energieumwandlungsanlagen

III.1.a Vermiedener Verbrauch fossiler Energie:

$$W_{\text{fos}} = E_N - W_{\text{lc}} \text{ (MWh)}$$

für die Nutzungsdauer einer regenerativen Energieumwandlungsanlage erwartete/ geplante Endenergiebereitstellung vermindert um den life cycle Hilfsenergieverbrauch.

Beachten: Für E_N ist die fossile Primärenergie zu ermitteln und einzusetzen, die nach dem Stand der Technik erforderlich wäre, um die gleiche Endenergie bereitzustellen zu können.

Life cycle Hilfsenergie: siehe II.2a

III.2 Spezifische life cycle CO₂-Emissionen:

$$co_{2\text{lc}} = CO_{2\text{lc}}/E_N \text{ (kg/MWh)}$$

Quotient aus den durch eine Energieumwandlungsanlage verursachten life cycle CO₂-Emissionen und der durch die gleiche Anlage bereitgestellten Endenergie.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen life cycle CO₂-Emissionen einer Energieumwandlungsanlage zu den analogen Werten äquivalenter Anlagen.

III.2.a Life cycle CO₂-Emissionen:

$$CO_{2\text{lc}} = CO_{2\text{H}} + CO_{2\text{BT}} + CO_{2\text{EH}} + CO_{2\text{SL}} + CO_{2\text{ES}} \text{ (t)}$$

Summe der CO₂-Emissionen, die während der Herstellung, des Betriebes, der Erhaltung, der Stilllegung und der Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage verursacht werden.

III.3 Spezifische life cycle SO₂-Emissionen:

$$so_{2\ ic} = SO_{2\ ic}/E_N \text{ (g/MWh)}$$

Quotient aus den life cycle SO₂-Emissionen und der Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen life cycle SO₂-Emissionen einer Energieumwandlungsanlage zu den analogen Werten äquivalenter Anlagen.

III.3.a Life cycle SO₂-Emissionen:

$$SO_{2\ ic} = SO_{2\ H} + SO_{2\ BT} + SO_{2\ EH} + SO_{2\ SL} + SO_{2\ ES} \text{ (t)}$$

Summe der SO₂-Emissionen, die während der Herstellung, des Betriebes, der Erhaltung, der Stilllegung und der Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage verursacht werden.

III.4 Spezifische life cycle NO_x-Emissionen:

$$no_{x\ ic} = NO_{x\ ic}/E_N \text{ (g/MWh)}$$

Quotient aus den life cycle NO_x-Emissionen und der Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen life cycle NO_x-Emissionen einer Energieumwandlungsanlage zu den analogen Werten äquivalenter Anlagen.

III.4.a Life cycle NO_x-Emissionen:

$$\text{NO}_{x \text{ Ic}} = \text{NO}_{x \text{ H}} + \text{NO}_{x \text{ BT}} + \text{NO}_{x \text{ EH}} + \text{NO}_{x \text{ SL}} + \text{NO}_{x \text{ ES}}$$

Summe der NO_x-Emissionen, die während der Herstellung, des Betriebes, der Erhaltung, der Stilllegung und der Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage verursacht werden.

III.5 Spezifische life cycle Staubemissionen:

$$\text{st}_{\text{Ic}} = \text{ST}_{\text{Ic}} / E_{\text{N}} \text{ (g/MWh)}$$

Quotient aus den life cycle Staubemissionen und der Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen life cycle Staubemissionen einer Energieumwandlungsanlage zu den analogen Werten äquivalenter Anlagen.

III.5.a Life cycle Staubemissionen:

$$\text{ST}_{\text{Ic}} = \text{ST}_{\text{H}} + \text{ST}_{\text{BT}} + \text{ST}_{\text{EH}} + \text{ST}_{\text{SL}} + \text{ST}_{\text{ES}} \text{ (t)}$$

Summe der Staubemissionen, die während der Herstellung, des Betriebes, der Erhaltung, der Stilllegung und der Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage verursacht werden.

IV. Kosten

IV.1 Spezifische Herstellungskosten:

$$k_H = K_H/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus den Herstellungskosten für eine Energieumwandlungsanlage inklusive Kapitaldienst und der Endenergiebereitstellung dieser Anlage während ihrer Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen Herstellungskosten der zu bewertenden regenerativen Energieanlage zu den analogen Kosten äquivalenter Energieanlagen.

IV.1.a Herstellungskosten:

$$K_H \text{ (EUR)} = t_N \times K_{H0} \times (1+p/100)^{t_N} \times p / ((1+p/100)^{t_N} - 1)$$

Herstellungskosten für eine Energieumwandlungsanlage. Dabei werden die Herstellungskosten in Form eines Kredites mit einer Annuitätentilgung bei konstanter jährlichen Annuität berücksichtigt.

- Kosten der Herstellung (Stand: Beginn der Nutzungsdauer) in EUR K_{H0}
- Nutzungsdauer in Jahren t_N
- Zinssatz in % p

IV.2 Spezifische Betriebs- und Erhaltungskosten:

$$k_{BT\ EH} = K_{BT\ EH}/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus den Betriebs- und Erhaltungskosten für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer der Anlage.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen Betriebs- und Erhaltungskosten einer Energieumwandlungsanlage zur analogen Kenngröße äquivalenter Anlagen.

IV.2.a Betriebs- und Erhaltungskosten:

$$K_{BT\ EH} \text{ (EUR)} = K_{BT\ EHj} \times ((1+pi/100)^{t_N} - 1)/(pi/100)$$

Für die Nutzungsdauer einer Energieumwandlungsanlage erforderlichen Betriebs- und Erhaltungskosten. Dabei werden die jährlichen Betriebs- und Erhaltungskosten (bezogen auf den Stand zu Beginn der Nutzungsdauer) mit einer Inflationsrate berücksichtigt. Es wird außerdem in Ansatz gebracht, dass sich die Betriebs- und Erhaltungskosten über die Nutzungsdauer gleichmäßig verteilen.

- Kosten für Betrieb und Erhaltung (Stand: Beginn der Lebensdauer) in EUR $K_{BT\ EHj}$
- Nutzungsdauer in Jahren t_N
- Inflationsrate in % pi

IV.3 Spezifische Stilllegungs- und Entsorgungskosten:

$$k_{SL\ ES} = K_{SL\ ES}/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus den Stilllegungs- und Entsorgungskosten für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis der spezifischen Stilllegungs- und Entsorgungskosten zur analogen Kenngröße äquivalenter Anlagen.

IV.3.a Stilllegungs- und Entsorgungskosten:

$$K_{SL\ ES} \text{ (EUR)} = K_{SL\ ES\ 0} \times (1 + \pi/100)^{t_N}$$

Für die Stilllegung und Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage erforderlichen Kosten. Die Berechnung berücksichtigt den durch die Inflation verursachten Kostenanstieg im Rahmen der Nutzungsdauer der Anlage.

- Kosten für Stilllegung und Entsorgung (Stand: Beginn der Lebensdauer) in EUR $K_{SL\ ES\ 0}$
- Nutzungsdauer in Jahren t_N
- Inflationsrate in % π

IV.4 Spezifische Gesamtkosten:

$$k_G = K_G/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus den Gesamtkosten für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

IV.4a Gesamtkosten:

$$K_G = K_H + K_{BT\,EH} + K_{SL\,ES} \text{ (EUR)}$$

Summe aller Kosten einer Anlage die während ihrer Lebensdauer (life cycle) auftreten.

V. Wertschöpfung – Brandenburg

V.1 Anteil an der spezifischen Wertschöpfung – Investition:

$$k_{A\,I} = K_{A\,I}/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus dem im Land Brandenburg realisierten Wertschöpfungsanteil an den Gesamtherstellungskosten für eine Energieumwandlungsanlage und der Endenergiebereitstellung dieser Anlage während ihrer Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des im Land Brandenburg realisierten Anteiles an der spezifischen Wertschöpfung zu den gesamten spezifischen Herstellungskosten einer Energieumwandlungsanlage.

V.1.a Wertschöpfungsanteil – Investition:

$$K_{A\,I} \text{ (EUR)}$$

Im Land Brandenburg realisierter Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten für die Herstellung einer Energieumwandlungsanlage.

V.2 Anteil an der spezifischen Wertschöpfung – Betrieb/Erhaltung:

$$k_{A\,BT\,EH} = K_{A\,BT\,EH}/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus dem im Land Brandenburg realisierten Wertschöpfungsanteil an den Betriebs- und Erhaltungskosten für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des im Land Brandenburg realisierten Anteiles an der spezifischen Wertschöpfung zu den gesamten spezifischen Kosten für den Betrieb und die Erhaltung einer Energieumwandlungsanlage.

V.2.a Wertschöpfungsanteil – Betrieb/Erhaltung:

$$K_{A BT EH} \text{ (EUR)}$$

Im Land Brandenburg realisierter Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten für den Betrieb und die Erhaltung einer Energieumwandlungsanlage während ihrer Nutzungsdauer.

V.3 Anteil an der spezifischen Wertschöpfung – Stilllegung/Entsorgung:

$$k_{A SL ES} = K_{A SL ES} / E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus dem im Land Brandenburg realisierten Wertschöpfungsanteil an den Stilllegungs- und Entsorgungskosten für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des im Land Brandenburg realisierten Anteiles an der spezifischen Wertschöpfung zu den gesamten spezifischen Kosten für die Stilllegung und Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage.

V.3.a Wertschöpfungsanteil – Stilllegung/Entsorgung:

$$K_{A\ SL\ ES} \text{ (EUR)}$$

Im Land Brandenburg realisierter Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten für die Stilllegung und Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage.

V.4 Spezifische Gesamtwertschöpfung:

$$k_{A\ G} = K_{A\ G}/E_N \text{ (EUR/MWh)}$$

Quotient aus der Gesamtwertschöpfung für eine Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während ihrer Nutzungsdauer.

V.4a Gesamtwertschöpfung:

$$K_{A\ G} = K_{A\ H} + K_{A\ BT\ EH} + K_{A\ SL\ ES} \text{ (EUR)}$$

Summe aller im Land Brandenburg realisierter Wertschöpfungsanteile einer Anlage die während ihrer Lebensdauer (life cycle) realisiert werden.

V.5 Anteil am spezifischen Arbeitskräftebedarf – Gesamt:

$$ak_A = AK_A/E_N \text{ (VBE/MWh)}$$

Quotient aus dem Anteil des Landes Brandenburg am Gesamtarbeitskräftebedarf für Herstellung, Betrieb/Erhaltung und

Stilllegung/Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage und ihrer Endenergiebereitstellung während der Nutzungsdauer.

Bewertung (1...10): Verhältnis des Brandenburger Anteiles am spezifischen Gesamtarbeitskräftebedarf zum spezifischen Gesamtarbeitskräftebedarf (Herstellung, Betrieb/Erhaltung sowie Stilllegung/Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage).

V.5a Anteil am AK-Bedarf – Gesamt:

$$AK_A = K_{AG} / (AP \times t_N) \text{ (VBE)}$$

Anteil des Landes Brandenburg am Gesamtarbeitskräftebedarf für Herstellung, Betrieb/Erhaltung und Stilllegung/Entsorgung einer Energieumwandlungsanlage in Vollbeschäftigten-Einheiten (VBE)

- Arbeitsproduktivität im Land Brandenburg AP,
- Lebensdauer t_N .

5 Anwendung des Modells

5.1 Auswahl der Bewertungsobjekte

Region

Das Modell wird zunächst für das **Land Brandenburg** angewendet, da für dieses Bundesland die vollständigsten und zuverlässigsten Basisdaten verfügbar waren.

Außerdem werden mit der Modellerprobung für das Land Brandenburg Ergebnisse vorgelegt, die Eingang in energiepolitische Entscheidungen finden könnten.

Energiearten

Für die Modellerprobung werden die zwei Endenergiearten **Elektroenergie** und **Wärme** (zur Wohnraumbeheizung und Warmwasserbereitung) ausgewählt.

Die beiden Energiearten werden in getrennten Modellanwendungen bewertet.

Energieträger

In das Modell zur Bewertung regenerativer Energien werden die Energieträger

- Wind,

- Wasser,
- Sonne,
- Biomasse und
- Erdwärme

einbezogen.

Als Vergleichsvarianten wurden die fossilen Energieträger Braunkohle, Heizöl und Erdgas ausgewählt.

Energieumwandlungsverfahren/ -anlagen

Für die Bereitstellung von **Heizwärme** werden die folgenden Verfahren/Anlagen bewertet:

- Solarthermieanlage für die Versorgung eines Einfamilienhauses und eines Wohngebietes
- Holzheizung für ein Einfamilienhaus und für ein Wohngebiet
- Wärmepumpenheizung (Oberflächengeothermie) für ein Einfamilienhaus
- Tiefengeothermie für ein Wohngebiet
- Erdgasheizung für ein Einfamilienhaus
- Ölheizung für ein Einfamilienhaus.

Für die Bereitstellung von **Elektroenergie** werden die folgenden Verfahren/Anlagen bewertet:

- Wasserkraftanlagen (unterschiedlicher Leistung)
- Windkraftanlagen (Einzelanlage, Windpark)
- Photovoltaikanlagen (Einfamilienhaus, Großanlage auf Freifläche)
- Biomassekraftwerk,
- Pflanzenöl – BHKW
- Biogas – BHKW,
- Braunkohlenkraftwerk.

5.2 Zusammentragen und Bewertung der Basisdaten

5.2.1 Ermittlung und Prüfung der Basisdaten für die Bewertungskennziffern aller Vergleichsobjekte

Es hat sich gezeigt, dass das Zusammentragen und die Prüfung der Basisdaten für die festgelegten Bewertungskennziffern, also der Aufbau der Datenbank, eine sehr zeitaufwendige und anspruchsvolle Aufgabe ist.

Die Zuverlässigkeit der Daten, auf denen das Modell beruht, bestimmt maßgeblich die Seriösität der Ergebnisse – sie sind damit eine wichtige Voraussetzung für deren Akzeptanz.

Die genutzten Datenquellen und Berechnungshinweise sind als Stichwortinformation in der Datenbank enthalten. Detailinformationen zu den Quellen sind dem Literaturverzeichnis zu entnehmen.

Wesentliche Datenquellen waren:

- Anlagenprojekte,

- Betriebsaufzeichnungen aus vorhandenen Anlagen,
- Statistiken von Landes- und Bundesbehörden;
- Studien und Prognosen zur Entwicklung im Land Brandenburg,
- Fachliteratur,
- Befragungen von Mitarbeitern aus Fachunternehmen, wissenschaftlichen Institutionen und von Anlagenbetreibern.

Ein nennenswerter Anteil der zusammengetragenen Daten - insbesondere der der Fachliteratur entnommenen - hat ersten Plausibilitätsprüfungen nicht standgehalten. So mussten alle erfassten Daten hinterfragt werden. Die Quellen nicht plausibler Kennwerte wurden nach ihrer Bewertung überprüft. So mussten auch neue zuverlässiger erscheinende Quellen erschlossen werden.

Mit der jetzt verwendeten inhaltlich gesicherten Datenbasis können belastungsfähige Ergebnisse der Modellrechnungen gewährleistet werden.

Nachstehend ist beispielhaft die Basisdatensammlung für den Bereich Windenergie dargestellt.

Windenergie		Referenzanlagen		Quelle
		Klettwitz	Bärenbrück	
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	3.300.000		
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	1.325.000		/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	40,15		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735		/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	1.325.000		/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0		
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	1.325.000		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	25,67		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	7.873.000		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	14,41		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		42	42	/29/
Leistung in MW	P	62,70	0,50	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	16	16	/30/
Vollastbenutzungsstunden	tvoll	1.750	1.400	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	1.755.600	11.200	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	4,599	6,445	/31/
Mineralstoffe	mmslc	12,488	26,238	/31/
Aluminium	mallc	0,010	0,017	/31/
Kupfer	mculc	0,064	0,089	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,357	0,670	/33/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,043	0,033	/33/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	39207,64	1204,38	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,022	0,108	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh				
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	14,8	22,8	/34/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	60,4	89,7	/34/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	31,5	50,7	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	4,6	7,1	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	5	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	81.806.701	796.593	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	120.772.748	1.176.025	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	68,79	105,00	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	4.990.209	48.592	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	93.013.925	905.723	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	KBTEH	52,98	80,9	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	1.824.000	21.500	/37/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	2.503.961	29.515	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	1,43	2,64	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	216.290.634	2.111.263	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	123,20	188,51	
Vergütung in EUR/MWh	e	91,01	91,01	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-32,19	-97,50	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	30		/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	24.542.010	238.978	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	13,98	21,3	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	75		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	69.760.443	679.292	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	39,736	60,651	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	2.503.961	29.515	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	1,426	2,635	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	96.806.415	947.785	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	KAG	55,14	84,62	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	132,98	1,30	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	7,57438E-05	0,000116241	

Tabelle 5.1: Datenblatt für Windenergieanlagen

5.2.2 Beispielhafte Festlegung der Kennziffernichtung für Entscheidungen zu drei unterschiedlichen Problemstellungen

Im Modell sind wahlfreie Kennziffernrichtungen vorgesehen, um problemorientierte Entscheidungen durch signifikante Ergebnisse der Modellanwendung untermauern zu können.

Unter 5.2.3 und 5.2.4 wird nachfolgend ausgeführt, wie die für die Bewertungskennziffern ermittelten nominellen Werte nach mathematischen Regeln ihre Punktwerte erhalten.

Dabei wird zunächst eine Gleich- oder ungewichtete Verteilung der zu vergebenden 100 Punkte auf alle fünf Kennzifferngruppen vorausgesetzt.

Das Ergebnis ist eine formal mathematische, ungewichtete Punktezuordnung zu diesen fünf Gruppen. Daraus ergibt sich für alle Vergleichsobjekte eine Gesamtpunktzahl, die ebenso zu bewerten ist.

Die unter 5.5 folgende Bewertung der Modellanwendung wird zeigen, dass auch die ungewichtete Punktvergabe durchaus inhaltlich tragfähige Schlussfolgerungen zulässt.

Vor allem aber sind die Ergebnisse der ungewichteten Modellrechnung unerlässlich für die Bewertung problemorientierter Kennziffernrichtungen.

Für die Modellerprobung sind drei Wichtungsvarianten vorgesehen.

Die bedarfsgerechte zuverlässige Versorgung der Endverbraucher,

Die durch die Versorgungsvarianten verursachten ökologischen Beeinträchtigungen

Die Wertschöpfungseffekte im Land Brandenburg.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die den unterschiedlichen Schwerpunkten entsprechenden Wichtungen.

Wichtungen	ohne Wichtung	Angebot	Ökologie	Wertschöpfung
I. Angebot/Bedarf	20,00	40,00	13,33	15,00
I.1 Technisches Potenzial	-	-	-	-
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	6,67	12,00	4,00	4,50
I.3 möglicher Versorgungsgrad	6,67	12,00	4,00	4,50
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	6,67	16,00	5,33	6,00
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	-	-	-	-
II. Ressourcenverbrauch	20,00	15,00	30,00	15,00
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh	6,67	6,00	12,00	6,00
Eisen	1,33	1,20	2,40	1,20
Mineralstoffe	1,33	1,20	2,40	1,20
Aluminium	1,33	1,20	2,40	1,20
Kupfer	1,33	1,20	2,40	1,20
Kunststoffe	1,33	1,20	2,40	1,20
II.2 KEA fossil	6,67	6,00	12,00	6,00
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	6,67	3,00	6,00	3,00
III. Umweltbeeinflussung	20,00	15,00	30,00	15,00
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	-	-	-	-
III.2 Spezifische life-cycle CO2 Emission	5,00	3,75	7,50	3,75
III.3 Spezifische life-cycle SO2 Emission	5,00	3,75	7,50	3,75
III.4 Spezifische life-cycle NOx Emission	5,00	3,75	7,50	3,75
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	5,00	3,75	7,50	3,75
IV. Kosten	20,00	15,00	13,33	15,00
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	6,67	7,00	6,22	7,00
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	6,67	7,00	6,22	7,00
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	6,67	1,00	0,89	1,00
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	-	-	-	-
V. Wertschöpfung - Brandenburg	20,00	15,00	13,33	40,00
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	6,67	7,00	6,22	18,67
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	6,67	7,00	6,22	18,67
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	6,67	1,00	0,89	2,67
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	-	-	-	-
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	-	-	-	-
Gesamtsumme	100,00	100,00	100,00	100,00

Tabelle 5.2: Wichtungsfaktoren

5.2.3 Bestimmung der Verteilungsfunktionen für die Punktwerte

Die in 5.2.1 ermittelten und geprüften Basisdaten sind auf einen gemeinsamen Wertebereich zu skalieren, um die Vergleichbarkeit untereinander zu ermöglichen. Als Wertebereich wurden die realen Zahlen zwischen 1 und 10 festgelegt. Dieser Wertebereich wurde gewählt, da er anschaulich nachvollziehbar ist. Die Null als unterster Wert kommt nicht in Frage, da erstens durch Nullwerte ein subjektiv schlechtes Bild entstehen kann und zweitens diese Nullwerte nicht gewichtet werden können.

Grundsätzlich ist es angebracht, die Daten linear auf den Wertebereich von 1 – 10 zu skalieren und das Vorzeichen dabei so zu wählen, dass eine hohe Punktzahl einer positiven Bedeutung entspricht. In einigen Fällen gibt die lineare Abhängigkeit der Punktwerte von den Basisdaten jedoch die realen Verhältnisse nicht zufriedenstellend wieder. Hier sind über- bzw. unterproportionale Verteilungsfunktionen anzuwenden. Der qualitative Verlauf dieser Funktionen ist beispielhaft in Abbildung 5.1 wiedergegeben.

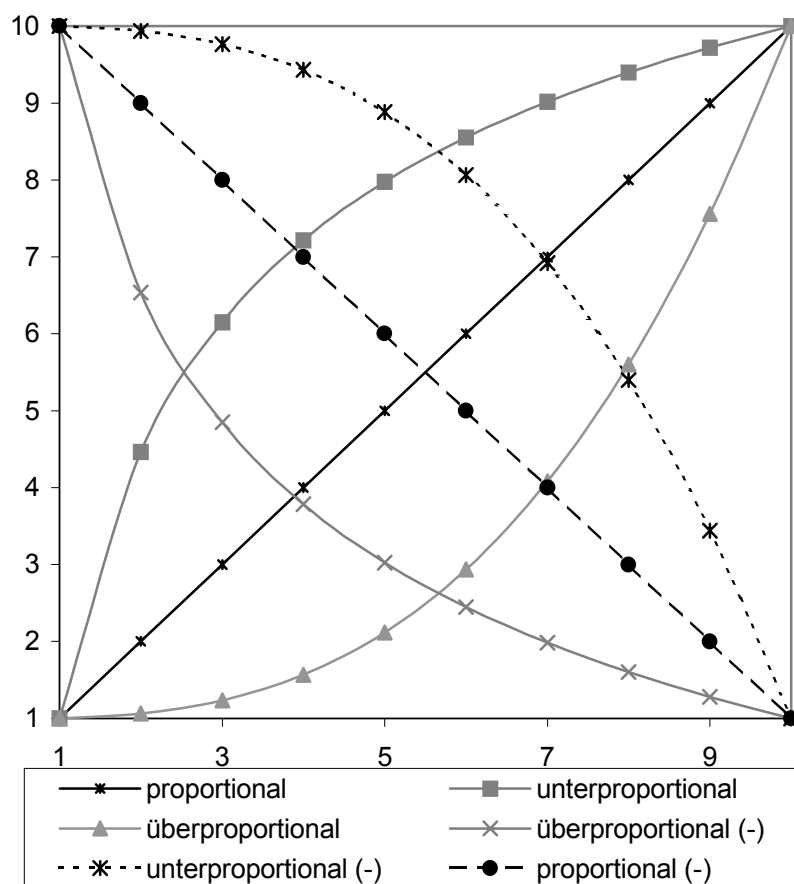


Abbildung 5.1: Qualitativer Funktionsverlauf

Die Basisdaten y werden mit Hilfe der Beziehung

$$x = 1 + z_1 \cdot y^f + z_2$$

für ein positives f und mit Hilfe von

$$x = 10 - \left(z_1 \cdot y^{1/f} + z_2 \right)$$

für ein negatives Vorzeichen auf den Wertebereich skaliert. Hierbei gilt für z_1 :

$$z_1 = \frac{9}{\max(y)^f - \min(y)^f} \text{ (positiv) bzw. } z_1 = \frac{9}{\max(y)^{1/f} - \min(y)^{1/f}} \text{ (negativ)}$$

und für z_2 :

$$z_2 = -z_1 \cdot \min(y)^f \text{ bzw. auch wieder } z_2 = -z_1 \cdot \min(y)^{1/f}.$$

Der verwendete Exponent f für einen über- und unterproportionalen Verlauf wurde auf 3 bzw. $1/3$ festgelegt, da nur eine qualitative Aussage zum Verlauf gemacht wird.

Die gesamte Skalierung wurde getrennt für die Endenergiearten durchgeführt. Die Trennung in die Endenergiearten ist sinnvoll, da die Erzeugung von Strom mit deutlich mehr Anlagenaufwand verbunden ist, als die von Wärme und ein Umrechnen der beiden Arten ineinander nicht ohne Weiteres möglich ist. Die Skalierung, nur auf den Wertebereich der regenerativen Energiearten wurde durchgeführt, weil die konventionellen Energiearten nur zum Vergleich aufgenommen werden und nicht im eigentlichen Sinne bewertet werden sollen.

Abweichend zu diesem Vorgehen war es an zwei Stellen nötig, die Punktwerte nicht auf den ermittelten Wertebereich zu beziehen, sondern auf einen technologisch sinnvoll erscheinenden Bereich. Dieser liegt bei Relativwerten anschaulich stets zwischen 0 und 1 bzw. zwischen 0 und 100 %. Daher wurden als Bezugswerte bei I.2 bis I.4 0 bzw. 100 % gewählt.

5.2.4 Festlegung der Funktionsverläufe für die Bewertung

Es wurden jetzt die folgenden Verläufe für die einzelnen Kennziffern festgelegt:

	+/-	f
I.1 Technisches Potenzial	+	1
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	-	1
I.3 möglicher Versorgungsgrad	+	1
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	+	3
II.1 Materialverbrauch		
Eisen	-	1
Mineralstoffe	-	1
Aluminium	-	1
Kupfer	-	1
Kunststoffe	-	1
II.2 KEA fossil	-	1
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	-	1
III.2 Spezifische life cycle CO ₂ Emission	-	1
III.3 Spezifische life cycle SO ₂ Emission	-	1
III.4 Spezifische life cycle NO _x Emission	-	1
III.5 Spezifische life cycle Staub Emission	-	1
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	-	3
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	-	1
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	-	1
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	-	1
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Herstellung	+	1
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	+	1
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	+	1
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	+	1
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	+	1

Tabelle 5.3: Funktionsverläufe

In Tabelle 5.3 kennzeichnet die Spalte „+/-“ durch ein „+“ den Verlauf in gleicher Richtung wie die Basisdaten, ein „-“ den entgegengesetzten. Die Spalte „f“ charakterisiert durch die „1“ einen proportionalen Verlauf zu den Basisdaten und durch die „3“ einen überproportionalen. Ein unterproportionaler Verlauf tritt nicht auf.

Da die lineare Abhängigkeit keiner näheren Erläuterung mehr bedarf, soll im Folgenden nur speziell die Wahl der Überproportionalität bei I.4 und IV.1 näher betrachtet werden.

I.4 Versorgungszuverlässigkeit

Der Aufwand für die Steigerung der Versorgungszuverlässigkeit wird immer größer, je näher man sich dem Ziel von 100 % nähert. Um diese 100 % zu erreichen wäre ein quasi unendlich hoher Redundanzgrad erforderlich, der nicht erreichbar – und vor allem nicht bezahlbar – ist. Dieser Tatsache wird mit einem überproportionalen Verlauf der Funktion für die Punkteverteilung Rechnung getragen.

IV.1 Spezifische Kosten Herstellung

Der Trend geht im Energieerzeugungsbereich zu immer ‚billigeren‘ Anlagen, Investitionen werden nur noch dann getätigt, wenn die spezifischen Herstellungskosten niedriger sind als die von bereits in Betrieb befindlichen Anlagen. Allerdings nähert man sich dadurch einem Punkt an, bei dem die zu erwartenden spezifischen Gesamtkosten durchaus Gefahr laufen, das Optimum zu verlassen. Dies geschieht z.B., wenn mangelnde Redundanzen zu geringer Anlagenverfügbarkeit führen. Da also die Senkung der spezifischen Herstellungskosten immer aufwendiger wird je niedriger sie sind, verläuft die Funktion für die Punkteverteilung umgekehrt überproportional.

5.3 Rechentechnische Realisierung des Modells

Da nunmehr die Daten vorliegen und der Berechnungsweg sowie die Berechnungsgleichungen für das gesamte Modell festgelegt sind, muss

das Modell nun noch in eine für den Anwender leicht zu bedienende Form gebracht werden.

5.3.1 Auswahl geeigneter Software

Hinsichtlich der einzusetzenden Software sollten einige Voraussetzungen gegeben sein: Es sollten keine oder nur sehr geringe Fremdlizenzkosten bei der späteren Nutzung des Modells anfallen, die Software sollte eine flexible und leicht veränderbare Form der Ergebnissausgabe bieten und der Aufwand zur Umsetzung des Modells sollte möglichst gering sein.

Um die Entstehung von Fremdlizenzkosten zu vermeiden, macht es Sinn, eine Software zu verwenden, die ‚sowieso‘ schon auf vielen Windows PC’s eingesetzt wird. Hierbei stehen die beiden Produkte Excel und Access aus der Microsoft Office Familie als geeignete Vertreter zur Verfügung. Access bietet sich aufgrund seiner Flexibilität in der einfachen Ausführung von Datenbankabfragen und der schnellen Erstellung von Dialogen und Berichten an. Excel bietet den Vorteil vieler variabler eingebauter Diagrammformate, die zur anschaulichen Darstellung der Ergebnisse sinnvoll sind. Diese eingebauten Diagrammformate gaben dann letztendlich auch den Ausschlag zugunsten von Excel, verbunden mit dem sicherlich höheren Verbreitungs- und Nutzungsgrad.

5.3.2 Aufbau der Datenbank „Basisdaten“

Die Datenbank enthält alle für die Bewertung benötigten Daten. Sie führt die Bewertungskriterien zeilenweise für die verschiedenen Arten der Bereitstellung von Endenergie durch regenerative (und zum Vergleich auch nicht regenerative) Erzeugungsverfahren in unterschiedlichen Baugrößen auf. Sie enthält weiterhin zwei Spalten für die in 5.2.4 festgelegten Funktionsverläufe mit denen dann die einzelnen Punktwerte für jedes Kriterium direkt berechnet werden. Zusätzlich sind in weiteren Spalten die Wichtungen (variable Einflussgrößen siehe folgendes Unterkapitel) enthalten.

5.3.3 Variable Einflussgrößen

Die bereits in 5.2.2 beispielhaft festgelegten Kennziffernwichtungen gehen als variable Einflussgrößen in die Berechnung ein. Die drei einzelnen Problemstellungen (Angebot, Ökologie, Wertschöpfung) sind spaltenweise nebeneinander auf dem Tabellenblatt angeordnet. Sie sind beliebig um drei weitere benutzerdefinierte Problemstellungen erweiterbar, weiterhin ist eine ungewichtete Problemstellung enthalten. Diese Problemstellungen sind vom Anwender wählbar, die benutzerdefinierten sind außerdem frei editierbar.

Zur Berechnung des jeweiligen Gesamtergebnisses wird die Summe der mit der jeweiligen Wichtung multiplizierten Punktwerte durch die Summe der Wichtungen (bei den beispielhaft festgelegten 100) dividiert und es wird dadurch für jede regenerative Energieart wieder ein Punktergebnis zwischen 1 und 10 erreicht.

5.3.4 Benutzerschnittstelle

Die Benutzerschnittstelle einer Software sollte stets so aufgebaut sein, dass sie eine ergonomische und möglichst schlüssige, schnell zu erlernende Handhabung erlaubt. Da das ganze Modell in Microsoft Excel realisiert wurde, ist es zweckmäßig, dem Anwender eine fertige Arbeitsmappe zu übergeben, in der sämtliche Diagramme enthalten sind und in der er dann in den entsprechenden Tabellenblättern Veränderungen vornehmen kann. Dies ist jedoch bei der großen Anzahl an Daten und Diagrammen eine Lösung, die nicht sehr übersichtlich ist. Daher wurde dem Anwender nur ein Dialogfeld zur Verfügung gestellt, mit dem übersichtlich die durchzuführenden Aktionen wählbar sind. Das Dialogfeld erscheint beim Öffnen der Arbeitsmappe auf einem leeren Arbeitsblatt und zieht damit den Fokus des Anwenders auf sich. Da es modal ausgeführt ist, sind andere Benutzeraktionen, außer solchen innerhalb des Dialogfeldes, in der Anwendung nicht möglich. Das Dialogfeld hat das in Abbildung 5.2 gezeigte Aussehen.



Abbildung 5.2: Dialogfeld „Auswahlmenü“

Es ermöglicht die Auswahl des Szenarios (Wichtung) und ob die Ergebnisse für die Strom- oder Wärmeversorgung angezeigt werden sollen. Ein Klick auf die jeweilige Schaltfläche blendet dann die entsprechenden Blätter der Arbeitsmappe ein und das Dialogfeld aus. Eine Rückkehr zum Dialogfeld ist über ein dann ebenfalls eingeblendetes Dialogfeld (Abbildung 5.3) möglich.

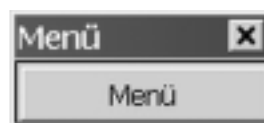


Abbildung 5.3: Dialogfeld „Menü“

Wird eines der benutzerdefinierbaren Szenarios ausgewählt, werden die Schaltflächen „Name ändern“ und „Wichtung ändern“ aktiv und ermöglichen das Vergeben eines neuen Namens per Eingabedialog bzw. das Ändern der Wichtungen in einem bei Klick auf die entsprechende Schaltfläche eingeblendeten Tabellenblatt. Mit „Speichern“ wird die Arbeitsmappe gespeichert. Die Schaltflächen „Wichtungstabelle“ und „Wertungstabelle“ blenden die entsprechenden Tabellen ein. Die Schaltfläche „Schließen“ schließt die Arbeitsmappe.

Das Verwenden von Dialogen bietet aber nicht nur den Vorteil der Übersichtlichkeit, es verhindert vielmehr auch das unbeabsichtigte Verändern von Inhalten der Arbeitsmappe durch den Benutzer. Dies wird durch den Schutz aller Elemente innerhalb der Arbeitsmappe noch weiter unterstützt.

Insgesamt bietet die geschaffene Benutzerschnittstelle damit nur die notwendigsten Steuerungsmöglichkeiten für den Anwender konzentriert an einem Ort an und verhindert zuverlässig das unbeabsichtigte Ändern von Inhalten. Die Verwendung von aussagekräftigen Schaltflächenbezeichnungen sowie das automatische Aus- und Einblenden der gewünschten Blätter erspart dem Anwender die Suche nach relevanten Informationen und führt schnell zum erwarteten Ergebnis.

5.4 Nachweis der Funktionsfähigkeit des Modells

Um die Funktionsfähigkeit des geschaffenen Modells zu demonstrieren, wurden mit den in 5.2.2 festgelegten Kennziffernwertungen Modellrechnungen durchgeführt.

5.4.1 Durchführung der Modellrechnungen entsprechend 5.2.2

Die mit dem Modell erhaltenen Ergebnisse sind in Tabelle 5.4 als erzielte Gesamtpunkte für die Versorgungsvariante ‚Elektroenergie‘ aufgeführt.

Diese Zahlenwerte lassen sich in Form von Diagrammen besser und deutlicher präsentieren. Daher ist die Darstellung in Form von Diagrammen im Modell implementiert. Die im Modell enthaltenen Diagramme für die erzielten Gesamtpunkte bei der Versorgungsvariante ‚Elektroenergie‘ (Stromerzeugung SE) sind Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.7 wiedergegeben.

Variante	ohne Wichtung	Angebot	Ökologie	Wertschöpfung
Braunkohle: Schwarze Pumpe	5,32	10,25	0,02	3,03
Wasser: Grieben	6,70	6,22	7,42	5,25
Wasser: Stecher	6,84	6,35	7,64	5,52
Wind: Klettwitz	6,40	5,49	7,26	5,03
Wind: Bärenbrück	6,23	5,39	6,99	5,34
PV: Geesow	5,01	4,79	5,02	5,88
PV: EFH	6,02	5,40	6,13	6,84
Holz: Preschen	5,89	5,87	5,87	4,88
Pflanzenöl: Lehnin	5,17	5,38	4,71	4,54
Biogas: Pirow	6,33	6,29	6,54	6,23

Tabelle 5.4: Gesamtpunkte Elektroenergie

Da auch die für viele Fragestellungen interessanten Darstellungen der einzelnen Bewertungskriterien in Form von Diagrammen mit dem Modell möglich ist, folgt in Abbildung 5.8 beispielhaft die (natürlich ungewichtete) Wiedergabe der Punktwerte für die CO₂ Freisetzung je erzeugter MWh Strom. Die anderen Diagramme der Punktwerte sind im Anhang enthalten.

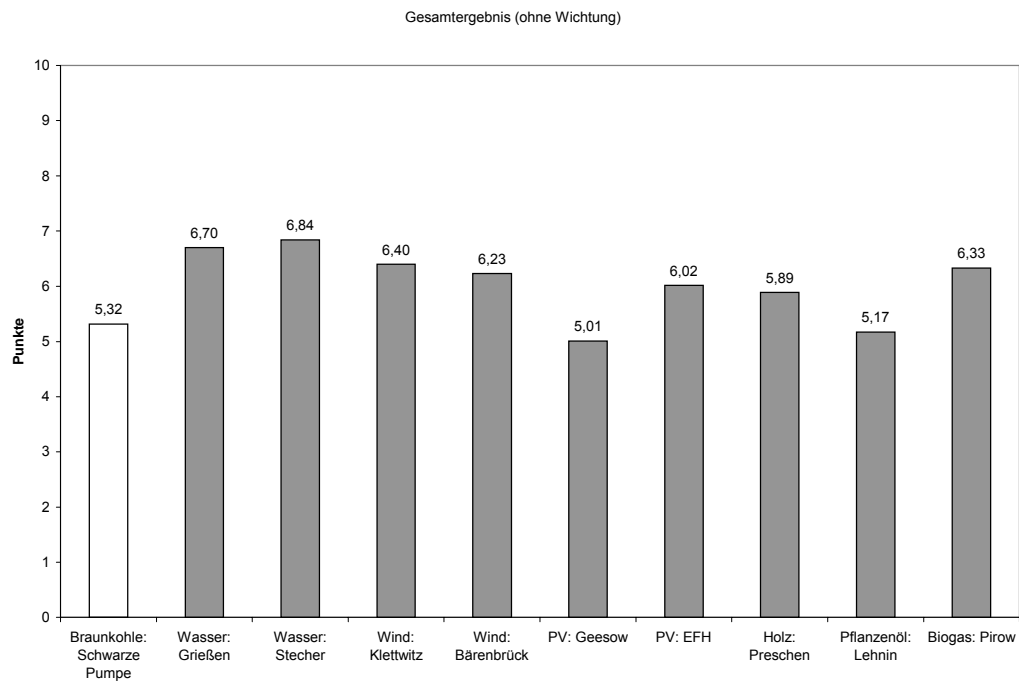


Abbildung 5.4: Gesamtergebnis ‚ohne Wichtung‘ - SE

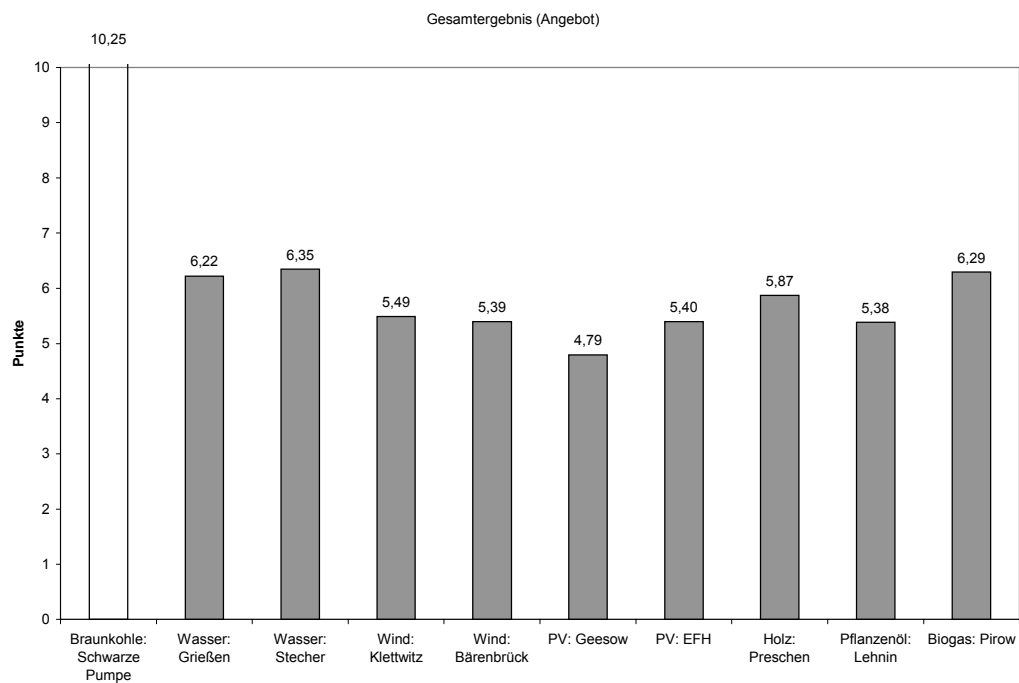


Abbildung 5.5: Gesamtergebnis ‚Angebot‘ - SE

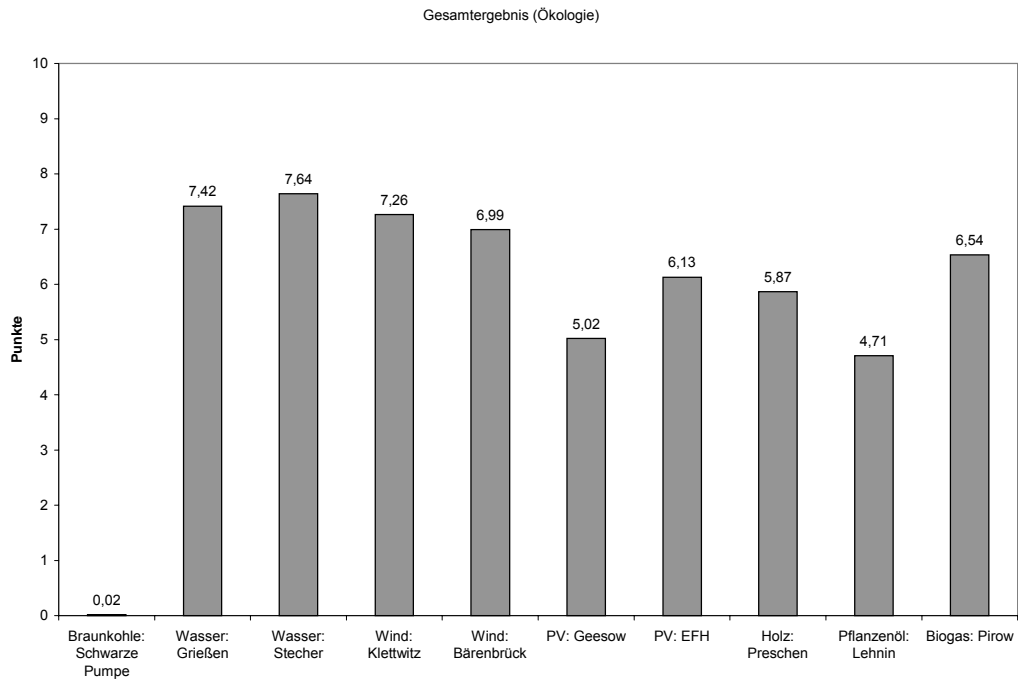


Abbildung 5.6: Gesamtergebnis ‚Ökologie‘ - SE

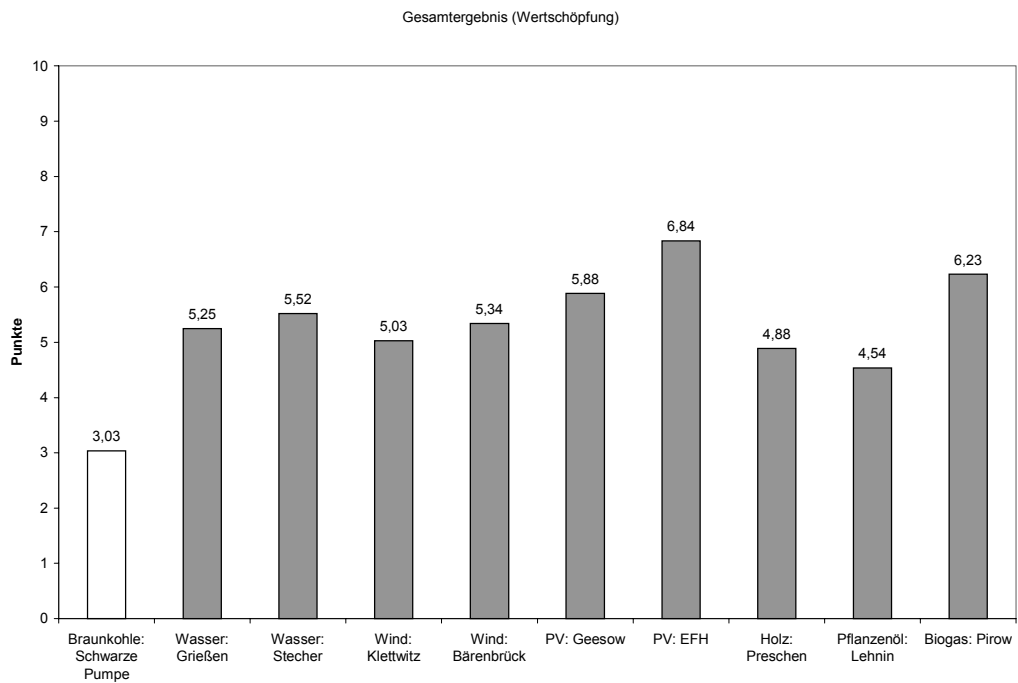


Abbildung 5.7: Gesamtergebnis ‚Wertschöpfung‘ - SE

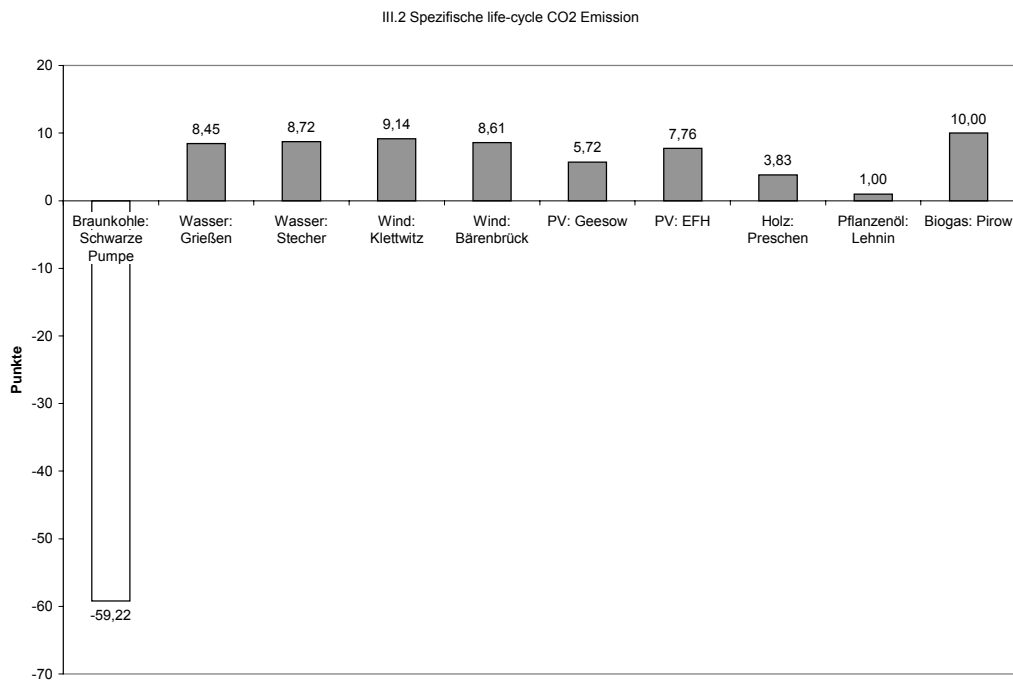


Abbildung 5.8: Spezifische life cycle CO₂-Emissionen - SE

Analog zur Versorgungsvariante ‚Elektroenergie‘ sind in Tabelle 5.5 die Gesamtpunktwerte für die Variante ‚Wärmeenergie‘ (WE) aufgeführt.

	ohne Wichtung	Angebot	Ökologie	Wertschöpfung
ST: Hennigsdorf	5,86	5,15	6,30	4,65
ST: EFH	5,93	5,16	6,31	4,66
O-Geothermie: EFH	4,80	5,66	4,09	4,09
T-Geothermie: Prenzlau	6,48	6,60	6,64	7,18
Holz: Haidemühl	7,60	7,73	8,27	6,11
Holz: EFH	6,85	7,29	7,59	5,78
Heizöl: EFH	1,09	2,87	-1,39	0,93
Erdgas: EFH	2,24	3,49	0,25	1,87

Tabelle 5.5: Gesamtpunkte Wärmeenergie

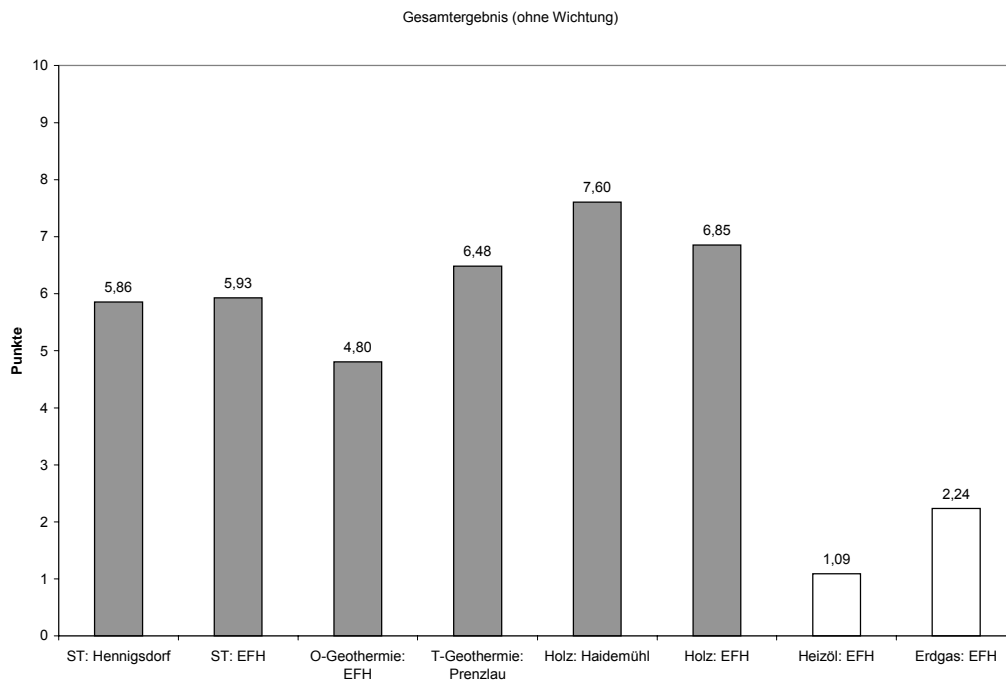


Abbildung 5.9: Gesamtergebnis ‚ohne Wichtung‘ - WE

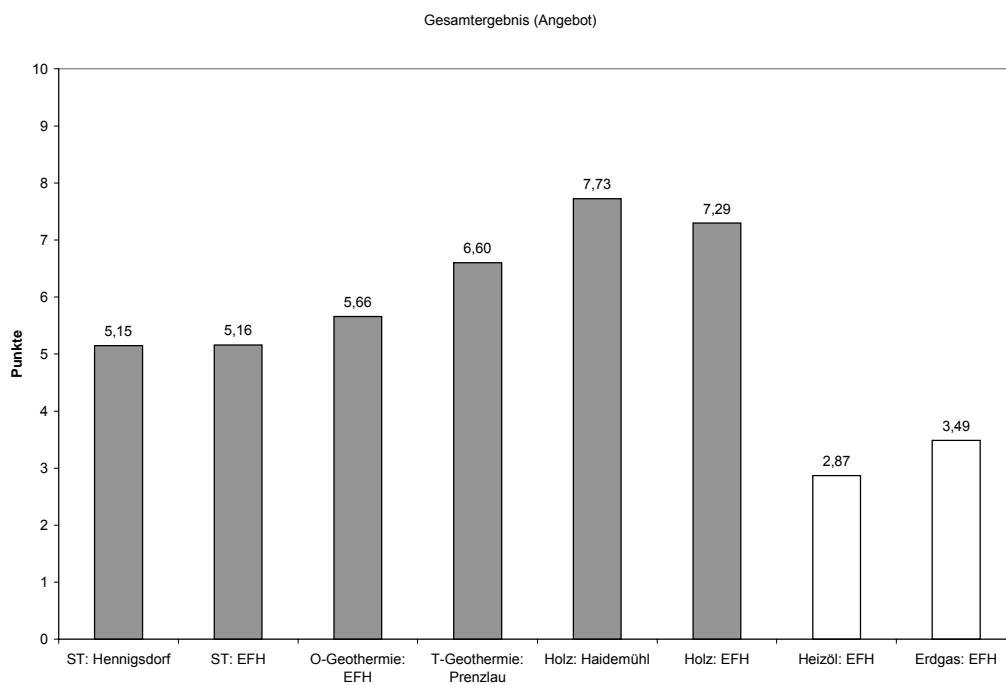


Abbildung 5.10: Gesamtergebnis ‚Angebot‘ - WE

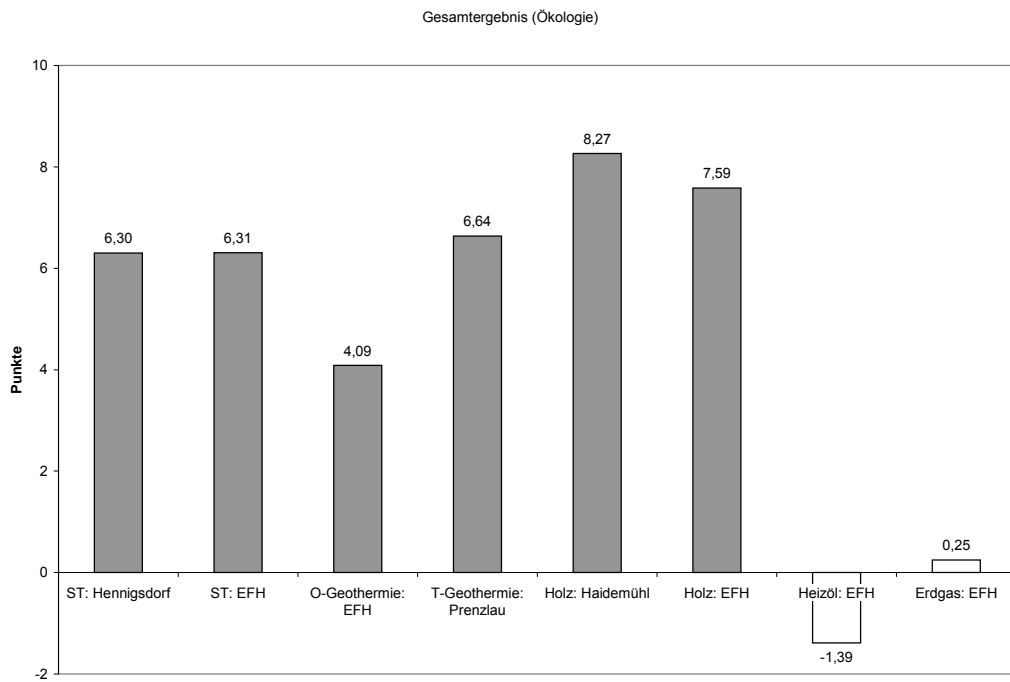


Abbildung 5.11: Gesamtergebnis ‚Ökologie‘ - WE

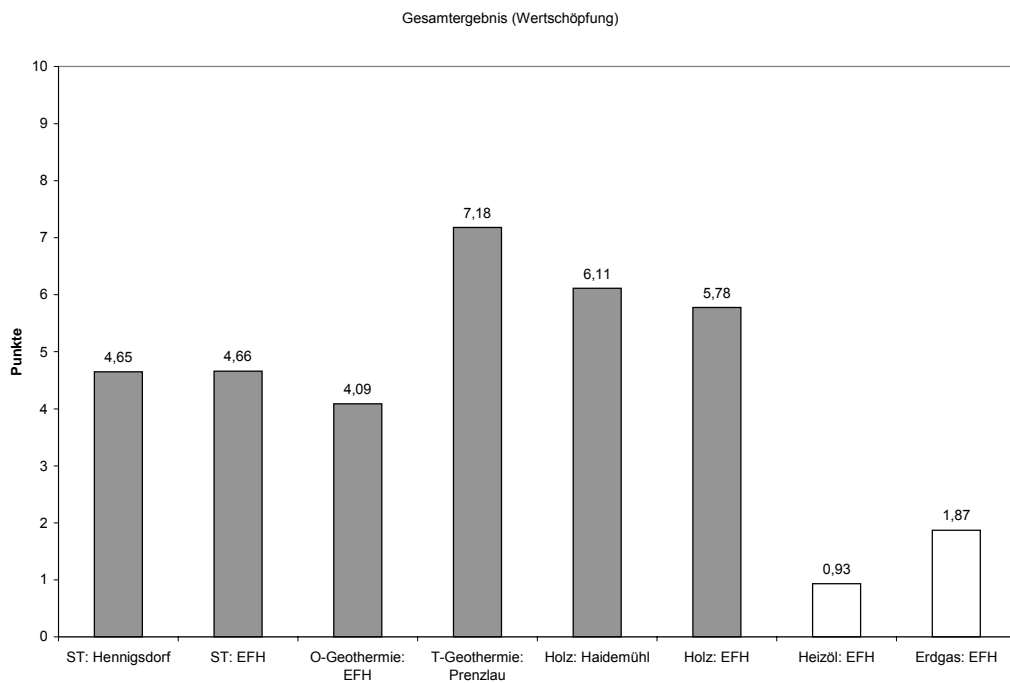


Abbildung 5.12: Gesamtergebnis ‚Wertschöpfung‘ - WE

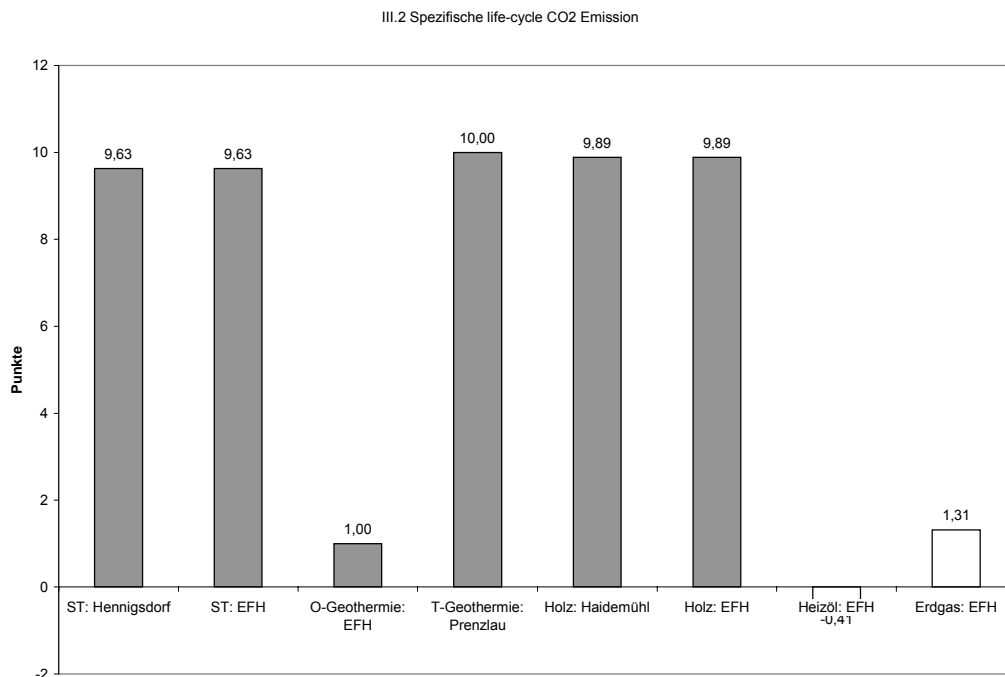


Abbildung 5.13: Spezifische life cycle CO₂-Emissionen - WE

Auch hier folgt in Abbildung 5.9 bis Abbildung 5.12 wieder die anschaulichere Darstellung in Form von Diagrammen und in Abbildung 5.13 die beispielhafte Darstellung der Punktwerte für die CO₂ Freisetzung je erzeugter MWh Wärme. Die anderen Diagramme der Punktwerte sind ebenfalls im Anhang enthalten.

5.4.2 Erarbeitung der Dokumentation für potenzielle Nutzer des Modells

Damit das erstellte Modell von ‚Jedermann‘ problemlos genutzt werden kann, wurde eine ausführliche Dokumentation für die potentiellen Nutzer erstellt. Diese umfasst

1. die Anleitung zur Nutzung des Modells,
2. den kompletten Quellcode mit Kommentaren und
3. eine detaillierte Ablaufbeschreibung.

Die Anleitung zur Nutzung des Modells enthält die Beschreibung der Vorgehensweise zur Bedienung der Software mittels der grafischen Oberfläche sowie zur Änderung / Erweiterung der Datenbasis, um das

Modell an spezielle Anwenderbedürfnisse, wie z.B. Situation in einem anderen (Bundes-) Land anzupassen. Zum Verständnis und für die Modifikation und Integration des Modells in andere Software dient der komplette Quellcode mit Kommentaren und die zum Verständnis wichtige Ablaufbeschreibung. In dieser wird beschrieben, wie die Softwareseite des Modells realisiert wurde.

Mithilfe dieser kompletten Dokumentation ist es möglich, die Software den gewünschten Randbedingungen anzupassen, um dann den Anwendern wiederum die für sie geeignete Konfiguration zur Verfügung zu stellen. Es sei an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass die zu Grunde liegende Datenbasis das Ergebnis einer umfangreichen wissenschaftlichen Expertendiskussion ist und daher auch nicht ohne sorgfältige und gründliche Überlegungen geändert werden sollte.

Die Standarddokumentation für den reinen Anwender umfasst aus diesen Gründen nur den 1. Teil der Dokumentation, der für die Nutzung ausreichend Informationen bereitstellt ohne Programmierkenntnisse und Expertenwissen vorauszusetzen. Damit ist es immer noch möglich, eigene Wichtungen vorzunehmen, die Basisdaten und die Erweiterung / Veränderung des Modells ist jedoch nicht selbst durchführbar.

5.5 Bewertung der Ergebnisse der Modellrechnungen

5.5.1 Aktualität und Zuverlässigkeit der Basisdaten

Bereits im Abschnitt 5.2.1 konnte festgestellt werden, dass mit der jetzt verwendeten inhaltlich gesicherten Datenbasis belastungsfähige Ergebnisse der Modellrechnungen zu erwarten sind. Hervorzuheben ist dabei, dass die zusammengetragenen, inhaltlich geprüften und in der Datenbank gespeicherten Basisdaten auch ohne ihre Nutzung im Modell bereits eine vielseitig nutzbare Arbeitsgrundlage sind.

Das unter 5.2.1 eingefügte Muster vermittelt einen guten Überblick über den für alle Vergleichsvarianten erarbeiteten Datenbestand. Es kann angenommen werden, dass bereits die Nutzung der unbewerteten Daten zum stärker sachorientierten Umgang mit diesem energiepolitischen Problemfeld beiträgt. Insgesamt war der zum Aufbau dieser Datenbank erforderliche Aufwand lohnenswert: es liegt eine aktuelle, zuverlässige und vielseitig nutzbare Datensammlung vor. Diese Bewertung gilt natürlich nur für einen begrenzten Zeitraum. Die Daten müssen zukünftig der fortschreitenden Entwicklung angepasst werden – eine Pflege der Datenbank ist deshalb auf jeden Fall erforderlich.

5.5.2 Inhaltliche Möglichkeiten und Grenzen des Modells

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Recherchen haben ergeben, dass gegenwärtig kein Modell für eine hinreichende Bewertung der erneuerbaren Energien existiert.

Methoden zur Gesamtbewertung komplexer Prozesse (Prozess-Benchmarking) und Bewertungsmethoden für komplexe Planungsaufgaben (Nutzwertanalyse, Nutzwert-Kosten-Analyse) sind Stand der Technik und werden erfolgreich angewendet.

Folglich wurde das vorliegende Modell in Anlehnung an diese bekannten Methoden entwickelt. Damit konnten neue Möglichkeiten für die erneuerbarer Energien erschlossen werden.

Für das Modell werden folgende Möglichkeiten und Grenzen gesehen:

1. Es ermöglicht erstmals die komplexe Bewertung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung aller relevanten Gesichtspunkte mit Hilfe von Kennziffern. Damit können energiepolitische Entscheidungen besser als bisher begründet werden, weil sie weitgehend durch gesicherte Fakten belegbar sind.
2. Durch die vorgesehene Wichtung ist es problemlos möglich, die Gesamtbewertung entscheidungsorientiert zu gestalten. So kann beispielsweise den Herstellungs- und Betriebskosten, der

Versorgungssicherheit, der Umweltbeeinflussung, der Ressourcenschonung oder anderen Gesichtspunkten ein besonderer Stellenwert zugeordnet werden.

3. Der Vorzug, mit Hilfe des Modells entscheidungsorientiert gewichtete Bewertungen zu ermöglichen, birgt jedoch die Gefahr des Missbrauchs in sich. Manipulierte Gesamtbewertungen durch überzogene Wichtungen können nicht ausgeschlossen werden. Durch die dem Modell eigene Transparenz ist es jedoch leicht möglich, den Ursprung manipulierter Bewertungsergebnisse zu erkennen – man steht solchen Ergebnissen also nicht ohne Sachargument hilflos gegenüber.
4. So belastungsfähig die Ergebnisse der Modellrechnung auch eingestuft werden können, es bleiben beispielsweise Fragen unbeantwortet wie:
 - Was ist der Gesellschaft eine kontinuierliche Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien bei Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit wert?
 - Wie hoch darf der Aufwand getrieben werden, um 1 MWh fossile Energieträger einzusparen oder um 1 t Emissionen zu vermeiden?

Zusammenfassend wird festgestellt:

Das Modell kann dazu beitragen, die weitverbreitete Bewertung der erneuerbaren Energien nach Einzelaspekten zu überwinden. Mit der Einbeziehung aller relevanten Gesichtspunkte (Kennziffern) in die Bewertung kann die Realität umfassender als bisher möglich in die Entscheidungsprozesse einbezogen werden. Aus dem Modell ergibt sich jedoch kein Entscheidungsautomatismus.

5.5.3 Bewertung der Sinnfälligkeit der Ergebnisse

Gespräche mit Fachleuten der Energiewirtschaft während der Arbeit haben gezeigt, dass es ein ausgeprägtes Interesse am Vergleich einzelner Kennziffern der ausgewählten Varianten gibt, z.B. interessiert:

- der Kostenvergleich,
- der Vergleich der energetischen Effizienz,
- der Vergleich der Umweltbelastungen,
- der Vergleich der Versorgungszuverlässigkeit.

Diese Betrachtungsweise verdeutlicht, wie weit verbreitet noch die Bewertung energetischer Versorgungsvarianten nach selektiven Kriterien ist.

Mit dieser Herangehensweise ist es immerhin möglich, beispielsweise die wirtschaftlichste, die energetisch günstigste oder die umweltgerechteste Versorgungsvariante ausreichend mit Fakten zu begründen.

Kompliziert erscheinende Werteskalen (Punktsysteme) und die Wichtung der Kennzifferngruppen wie im vorliegenden Bewertungsmodell sind nicht erforderlich. Das sind verlockende Argumente für die einfachere und übersichtlichere selektive Bewertung.

Es bleibt aber das entscheidende Defizit: eine vergleichende Bewertung mehrerer Energieversorgungsvarianten unter Einbeziehung aller relevanten Gesichtspunkte ist so nicht erreichbar.

Somit bleibt nur der im vorliegenden Modell beschrittene Weg:

- Verzicht auf die konkreten technischen Kennziffern als direktes Bewertungskriterium,
- Skalierung der Kennziffern,

- Variable Wichtung der einbezogenen Kennziffernkomplexe.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen liegen vor für:

- 10 Versorgungsvarianten für Endenergieverbraucher mit Elektroenergie,
- 8 Versorgungsvarianten für Endenergieverbraucher mit Heizwärme

mit den Wichtungsvarianten:

- ohne Wichtung,
- Angebot/bedarfsgerechte Versorgung,
- Ökologie,
- Wertschöpfung in Brandenburg.

Die in den folgenden Grafiken dargestellten Ergebnisse der Modellerprobung dokumentieren:

1. Die Punktbewertung der technischen Kennziffern entspricht ihrer Wertigkeit, günstige Kennziffernbeträge erhalten hohe, negativ zu bewertende niedrige Punktwerte.
2. Durch die Punktbewertung der Kennziffern im Bereich 1...10 erfolgt eine Glättung der tatsächlichen Kennziffernbandbreite. Die Kennwerte für das Technische Potenzial bewegen sich beispielsweise im Bereich von 92×10^3 MWh/a für Wasserkraft und 112×10^6 MWh/a für Braunkohle, sie überstreichen also den Bereich von mehreren Zehnerpotenzen. Die Punktbewertung bewegt sich im Bereich einer Zehnerpotenz. Diese Glättung führt nicht zur Verzerrung inhaltlicher Aussagen, ihre qualitative Einordnung bleibt erhalten. Trotzdem ist es sicher hilfreich, dass neben den punktbewerteten Ergebnissen auch die tatsächlichen Kennziffern Bestandteil des Modells sind und im Bedarfsfall eingesehen werden

können. Die gewählte Punktbewertung ist die Voraussetzung für das Zusammenführen der Einzelbewertungen zur Gesamtbewertung. Sie erfolgt nach eindeutigen und nachvollziehbaren Algorithmen und dokumentiert, dass alle einbezogenen Bewertungskriterien adäquat berücksichtigt wurden. Es hat sich außerdem gezeigt, dass die im Modell vorgesehene variable Wichtung der inhaltlichen Komplexe:

- Angebot / bedarfsgerechte Versorgung
- Ressourcenverbrauch
- Umweltbeeinflussung
- Kosten
- Wertschöpfungsanteil Brandenburg

für energiepolitische Entscheidungsvorbereitungen ein unverzichtbares Merkmal ist. Sie erfordert aber – und das sei nochmals betont - einen sehr verantwortungsbewussten Umgang mit den Kennziffern.

Durch den unsachgemäßen Umgang mit der Wichtung (sachlich unbegründete Überbetonung ausgewählter inhaltlicher Komplexe) können manipulierte (weil verzerrte) Gesamtbewertungen nicht ausgeschlossen werden.

5.5.4 Bewertung der Nutzungschancen für das Modell

Es wurde bereits eingeschätzt, dass

- das Modell eine gesicherte Datenbasis besitzt und der Zugriff zu diesen Daten problemlos möglich ist,
- die aktualisierten und neu erarbeiteten Basisdaten unabhängig vom Modell als wertvoller Fundus für die Bearbeitung energetischer Aufgaben genutzt werden können,

- das Modell eine umfassende Bewertung energetischer Prozesse unter Einbeziehung aller relevanten Gesichtspunkte (Kennziffern) ermöglicht,
- durch die variable Wichtung der einzelnen Bewertungskomplexe inhaltlich orientierte Entscheidungen begründet werden können,
- das Modell auf jedem PC genutzt werden kann und sehr nutzerfreundlich gestaltet wurde,
- gegenwärtig energiepolitische Entscheidungen in der Regel nach selektiven Kriterien getroffen werden und mit diesem Modell Möglichkeiten zur Überwindung dieser Situation angeboten werden.

Demnach können die Nutzungschancen optimistisch bewertet werden.

Darüber hinaus kann festgestellt werden, dass die Ergebnisse der Modellrechnung ohne Einschränkungen den für diese Arbeit formulierten Zielen entsprechen, die Aufgabenstellung wurde damit erfüllt.

6 Bewertung der Nutzung erneuerbarer Energien

6.1 Energiepolitik im Land Brandenburg

Energiepolitik im Land Brandenburg heißt zunächst Braunkohlenpolitik. So hat die brandenburgische Landesregierung bereits Anfang bis Mitte der 90er Jahre durch entsprechende Gesetze sichergestellt, dass in den nächsten 20 Jahren jährlich rund 40 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert und nahezu ausnahmslos zur Stromerzeugung genutzt werden können.

Neben diesem eindeutigen Schwerpunkt unterstützt die Landesregierung jedoch auch im Rahmen des Energiemix den Ausbau der erneuerbaren Energien. So sollen bis zum Jahr 2010 rund fünf Prozent des Primärenergieverbrauches (PEV) im Land durch die erneuerbaren Energieträger bereitgestellt werden. Den Hauptbeitrag, so auch die Prognosen in der „Energiestrategie 2010“, werden die heimische Biomasse und die Windkraft leisten. Die Nutzung der Sonnenenergie sowie der Erdwärme (Geothermie) werden auch künftig nur eine untergeordnete Bedeutung haben.

Die Energiepolitik selber ist jedoch kein einzeln zu betrachtender Themenkomplex, sondern wird von vielen Einflussfaktoren mitgestaltet. Dazu gehören unter anderen:

- Wertschöpfung und Arbeitsplätze,
- Immissionsschutz,
- Naturschutz,
- Raumordnung,

- Akzeptanz der Bevölkerung,
- Kosten.

Gerade bei dem Ausbau der Windkraft als einer der beiden Hauptenergieträger im regenerativen Bereich liegen Freud und Leid dicht nebeneinander. Weit über dem Bundesdurchschnitt liegende Zuwächse hinsichtlich der Anzahl der Anlagen und der installierten Leistung haben Brandenburg auf den vierten Platz in der Bundesrepublik Deutschland im Vergleich mit den anderen Bundesländern geführt. Allein im Jahre 2002 wurden zum Ausbau der Windkraft im Land Brandenburg für über 200 Mio. Euro Aufträge an brandenburgische Unternehmen vergeben. Rund 2.000 Arbeitsplätze in Brandenburg sind unmittelbar mit der Windkraft verknüpft. Weitere rund 1.000 Arbeitsplätze finden sich im Bereich der energetischen Nutzung der heimischen Biomasse sowie der Sonnenenergie und der Geothermie.

Die bisher errichteten 1.325 Windkraftanlagen (Stand: 30. Juni 2003) können zwar rechnerisch beachtliche 12 % des brandenburgischen Stromverbrauches abdecken, beeinflussen aber auch in hohem Maße das Landschaftsbild.

Um künftig einen geordneten Ausbau dieses Energieträgers zu erreichen, haben die fünf Regionalen Planungsgemeinschaften im Land Brandenburg als Körperschaften des Öffentlichen Rechts in ihren Teilregionalplänen „Wind“ unter Berücksichtigung von naturschutzrechtlichen und raumordnerischen Belangen Windeignungsgebiete ausgewiesen.

Aber selbst in bzw. in der Umgebung dieser Windeignungsgebiete gibt es noch ein erhebliches Konfliktpotenzial. Naturschützer sehen bedrohte Tierarten gefährdet und versuchen die Errichtung von Windkraftanlagen, selbst auf den dafür ausgewiesenen Flächen zu verhindern. Anwohner fühlen sich ungeschützt dem Schattenwurf und dem Lärm ausgesetzt und sehen den Wert ihrer Immobilien gefährdet. Andere wiederum sehen den Wirtschaftsstandort Brandenburg durch den weiteren Ausbau der Windkraft gefährdet, da die Energiemehrkosten durch die Umlage des

EEG auf fast alle Verbraucher sowie die Kosten für den notwendigen Stromnetzausbau und die Bereitstellung von Regelenergie die brandenburgischen Unternehmen belasten.

Auch diese Aspekte gilt es, im Rahmen der Energiepolitik angemessen zu bewerten und gegebenenfalls zu berücksichtigen.

6.2 Ausbaustand bei den erneuerbaren Energien

Seit den ersten Überlegungen in den 80er Jahren zur Nutzung der erneuerbaren Energien gilt bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt (2003), dass sich die aus erneuerbaren Energieträgern im Vergleich mit der aus fossilen Energieträgern erzeugte Endenergie in der Regel wirtschaftlich nicht rechnet.

Investoren, die sich aus purem Idealismus eine Energieumwandlungsanlage auf Basis der erneuerbaren Energien anschaffen und betreiben, sind schon bei thermischen Solaranlagen, kleinen Biomasseanlagen (Holzheizkessel) und Wärmepumpenanlagen im Einfamilienhausbereich der Ausnahmefall. Selbst in diesem Bereich und bei größeren Projekten ausnahmslos stehen wirtschaftliche Kriterien im Vordergrund.

Um den auf EU-, Bundes- und Landesebene politisch gewollten und von der Mehrheit der Bevölkerung auch mitgetragenen Ausbau der erneuerbaren Energieträger umsetzen zu können, bedarf es folglich geeigneter Handlungsinstrumente. Dieses sind:

- gesetzliche Regelungen und/oder
- Subventionen durch Förderprogramme.

6.2.1 Gesetzliche Regelungen

Die wichtigsten gesetzlichen Regelungen in der Bundesrepublik Deutschland sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt:

- das „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“, besser bekannt als das Erneuerbare-Energien-Gesetz, auch kurz EEG genannt und das
- „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ (Ökosteuer).

EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz trat am 01.04.2000 in Kraft und regelt die Abnahme und die Vergütung von ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenen Strom durch Versorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Stromversorgung betreiben (Netzbetreiber). Mit diesem Gesetz wird im Übrigen auch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der Europäischen Union umgesetzt.

Während das „Vorgängergesetz“, das Einspeisungsgesetz aus dem Jahre 1991 noch schwankende Vergütungssätze vorsah - die Vergütung war in Abhängigkeit vom jeweiligen Energieträger ein Prozentsatz des Durchschnittserlöses aus dem Stromverkauf an alle Endverbraucher – wurden durch das EEG erstmals feste, das heißt kalkulierbare Vergütungssätze festgelegt.

Somit können Investoren trotz der auch im EEG vorgegebenen Degressionssätze nunmehr relativ leicht berechnen, ob sich ihr Vorhaben auch wirtschaftlich trägt. Das bekannteste Ergebnis durch das EEG ist der enorme Ausbau der Windkraft. So wurden allein in Brandenburg von den derzeit (Stand 30.06.2003) in Betrieb befindlichen 1.325 Windkraftanlagen über 700 Windkraftanlagen seit In-Kraft-Treten des EEG errichtet.

Bemerkenswerte Zuwächse, siehe auch Abschnitt 6.2.3, konnten auch im Bereich der Photovoltaik und der Stromerzeugung durch Biomasse

verzeichnet werden. Sie sind aber leistungsmäßig gegenüber dem Windkraftzubau dennoch als marginal zu bezeichnen.

Im EEG wurde auch erstmals ein Vergütungssatz für die geothermische Stromerzeugung aufgenommen. Dieser Vergütungssatz ist jedoch zu gering bemessen, um den wirtschaftlichen Betrieb eines Geothermiekraftwerkes in der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen. Folglich existiert bis heute kein kommerzielles Geothermiekraftwerk in Deutschland.

Damit sich das EEG technologischen Entwicklungen anpassen kann, ist in diesem Gesetz auch eine Evaluierungspflicht vorgegeben. Folglich hat die Bundesregierung am 28. Juni 2002 den „Bericht über den Stand der Markteinführung und Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ (Erfahrungsbericht zum EEG) vorgelegt. Die dort aufgeführten Schwächen (Über-/Unterförderung der verschiedenen erneuerbaren Energien) haben zum Entwurf eines „Gesetzes für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz) geführt, der seit August 2003 in den verschiedenen Gremien diskutiert wird.

Ökosteuer

Während durch das EEG versucht wird, über festgelegte Vergütungssätze eine Wirtschaftlichkeit für erneuerbare Energieträger im Strombereich zu sichern, geht das „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ einen ganz anderen Weg, in dem die fossilen Energieträger verteuert werden. Genau genommen umfasst dieses Gesetz zwei Einzelgesetze. Dies ist zum Einen das Stromsteuergesetz und zum Anderen die Änderung des Mineralölsteuergesetzes. Die Änderung des Mineralölsteuergesetzes führte letztendlich zu erhöhten Preisen bei Heizöl, Erdgas und den mineralischen Kraftstoffen. Das Stromsteuergesetz wiederum belastet die konventionelle Stromerzeugung. Regenerativ erzeugter Strom ist explizit von dieser Steuer befreit.

Neben diesen gesetzlichen Regularien besteht die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit von Projekten im regenerativen Bereich durch

entsprechende Förderprogramme zu verbessern. Dies gilt insbesondere für Wärmeerzeugungsanlagen auf der Basis regenerativer Energieträger, die nicht durch das EEG unterstützt werden. Des Weiteren dienen Förderprogramme zur Begleitung von Projekten, die zwar eine Vergütung nach dem EEG erhalten, der Vergütungssatz aber einen dauerhaften wirtschaftlichen Betrieb nicht gewährleistet.

6.2.2 Förderprogramme

Das bekannteste Programm von Seiten des Bundes ist derzeit die „Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ (Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien).

Von Seiten des Landes Brandenburg stehen zwei eigene Programme zur Verfügung. Dies ist zum Einen das „Immissionsschutzprogramm“ des brandenburgischen Umweltministeriums und das „Programm zur rationellen Energieanwendung und zur Nutzung erneuerbaren Energiequellen“ (REN-Programm) des brandenburgischen Wirtschaftsministeriums.

Um eine Doppel- bzw. Überförderung von Projekten zu vermeiden, sind alle Förderrichtlinien eindeutig voneinander abgegrenzt. Eine Förderung erfolgt in der Regel durch Investitionszuschüsse oder durch zinsgünstige Darlehen. Seltener praktiziert wird die Kombination beider Möglichkeiten in Form von zinsgünstigen Darlehen mit Teilschulderlass.

Sowohl das vorgenannte Bundesprogramm als auch die Förderprogramme des Landes Brandenburg reichen in ihren Ursprüngen bis in die Anfänge der 90er Jahre zurück. Je nach finanziellem Handlungsspielraum und den technologisch notwendigen Erfordernissen wurden sowohl die Fördertatbestände als auch die Fördersätze den jeweils aktuellen Bedingungen angepasst.

Nachstehend wird beispielhaft die Entwicklung des Einsatzes brandenburgischer Haushaltsmittel in den Jahren 1991 – 2001 für Fördermaßnahmen im regenerativen Bereich dargestellt:

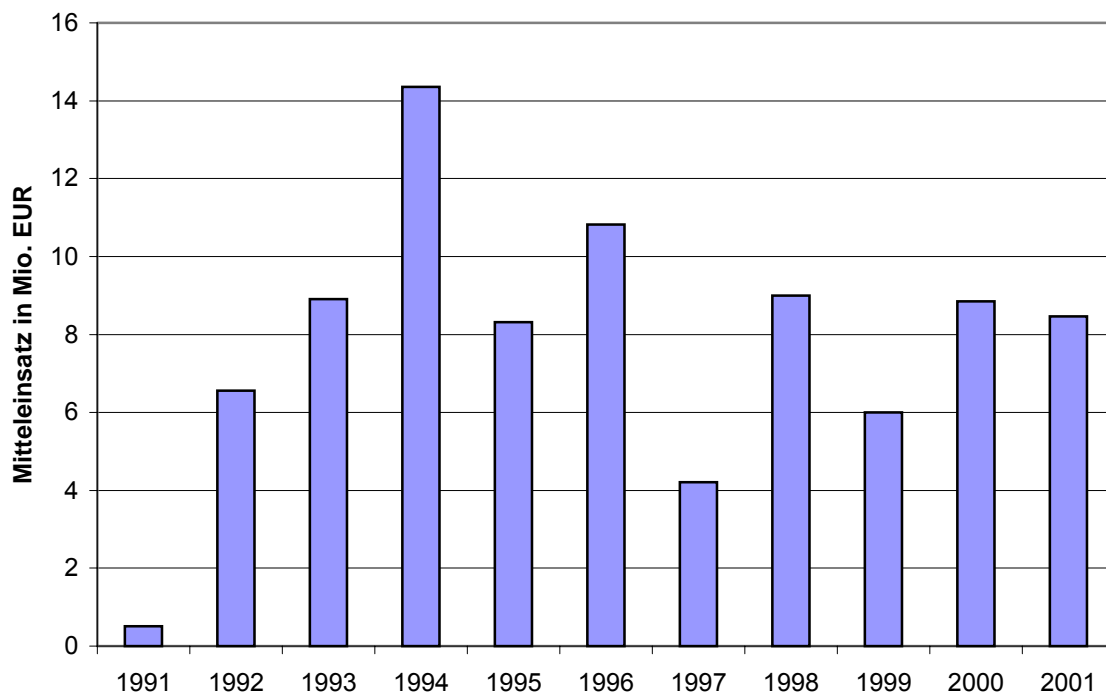


Abbildung 6.1: Fördermitteleinsatz des Landes Brandenburg /50/

Bei einem Fördermitteleinsatz von insgesamt rund 87 Mio. Euro und einem durchschnittlichen Fördersatz von ca. 15 % wurde damit ein Investitionsvolumen von rund 580 Mio. EUR initiiert.

Gerade bei den Förderprogrammen bleibt festzuhalten, dass die durch die Förderung erzielte verstärkte Nachfrage nach erneuerbaren Energien die spezifischen Kosten reduziert hat und damit auch die Fördersätze verringert werden konnten. Dadurch wurden auch Mitnahmeeffekte vermieden.

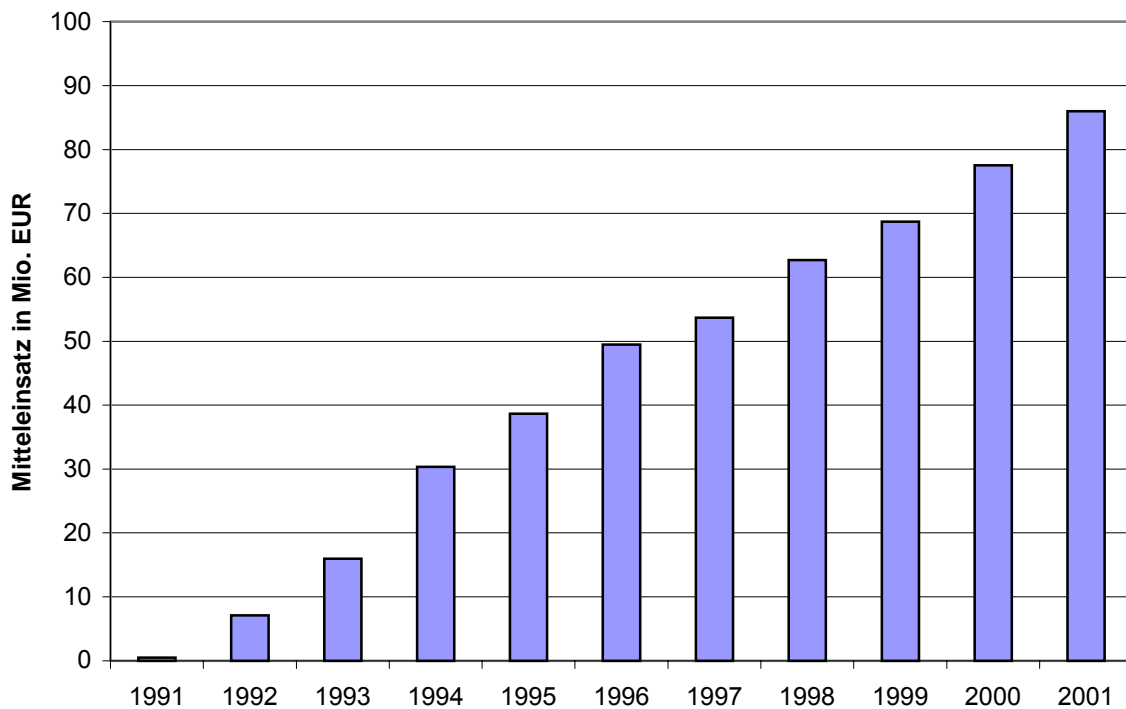


Abbildung 6.2: Kumulierter Fördermitteleinsatz des Landes Brandenburg
/50/

Dennoch ist eine weitere gezielte Förderung, gerade bei der thermischen Nutzung von regenerativen Energieträgern unabdingbar. So wurde beispielsweise im Juni 2001 durch die Bundesregierung die Förderung von thermischen Solaranlagen im vorgenannten Marktanzreizprogramm um rund 40 % gekürzt. Obwohl die Förderung aufgrund ihrer Pauschalierung nur 10 bis 15 % der tatsächlichen Herstellungskosten deckt, erfolgte ein sehr deutlicher Rückgang bei den Anträgen. Die Solarwirtschaft berichtete von drastischen Umsatzeinbrüchen. Das kurzfristige „Gegensteuern“ der Bundesregierung durch Wiederanheben der Fördersätze hatte wieder eine verstärkte Nachfrage zur Folge. In den jährlichen Statistiken konnte deshalb ein Einbruch vermieden werden.

Wie wichtig Rechtssicherheit im Bereich der erneuerbaren Energien ist, zeigt auch die langanhaltende und letztlich durch Gerichte herbeigerufene Entscheidung, inwieweit das Stromeinspeisungsgesetz rechtmäßig ist. Während des Schwebezustandes – Einreichung der Klage der Schleswig als regionaler Energieversorger des Landes Schleswig-Holstein bis zur Gerichtsentscheidung – hat die Windbranche einen sehr deutlichen

Auftragseinbruch zu verzeichnen, zumal auch die Banken sich sehr abwartend verhielten und ihre Finanzierungsentscheidungen verzögerten.

6.2.3 Entwicklung der Nutzung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Bundesrepublik Deutschland und im Land Brandenburg soll nachstehend für die Energieträger:

- Windkraft,
- Biogas,
- Solarthermie,
- Photovoltaik

beschrieben werden.

Windkraft

In Deutschland waren mit Stand 30.06.2003 rund 14.300 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 12.840 MW am Netz. Spitzenreiter sind nach wie vor die Küstenländer Niedersachsen (3.749 Anlagen, 3.531 MW) und Schleswig-Holstein (2.552 Anlagen, 1.854 MW). Danach folgen Nordrhein-Westfalen (1.955 Anlagen, 1.588 MW) und Brandenburg mit 1.325 Anlagen und einer installierten Leistung von 1.441 MW. Damit nimmt Brandenburg einen beachtlichen 4. Platz im Vergleich mit den anderen Bundesländern ein.

Nachstehende Tabelle zeigt den jährlichen Zubau von Windkraftanlagen von 1990 bis 2003 sowie die kumulierte Entwicklung:

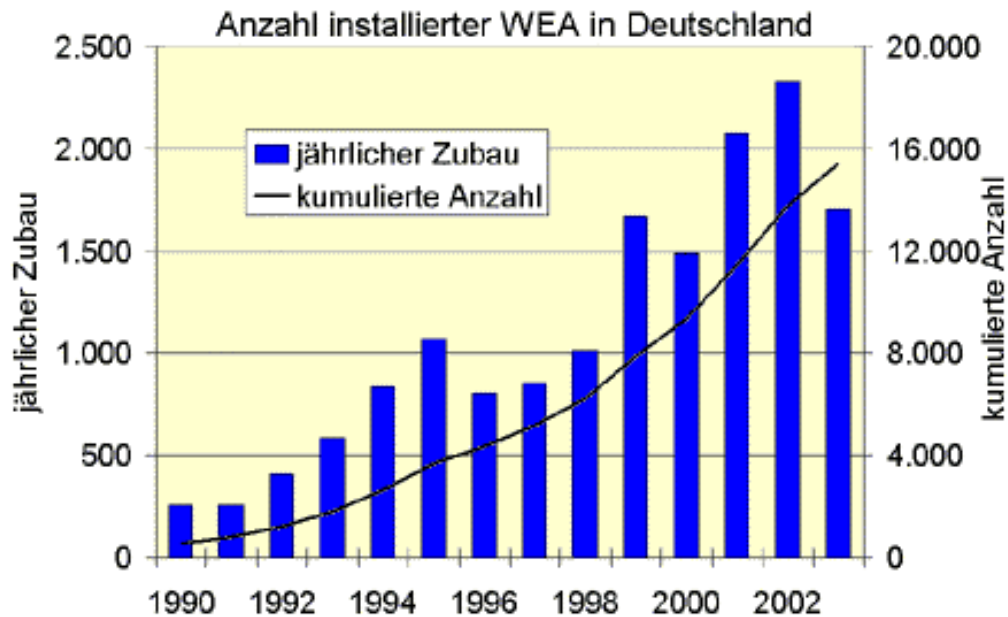


Abbildung 6.3: Anzahl der Windkraftanlagen in Deutschland (30.06.2003)
/48/

Bemerkenswert sind in dieser Tabelle zwei Einbrüche. Der Rückgang des Zubaus von 1995 zu 1996 ist dem Auslaufen eines Bundesprogramms zur Förderung von Windkraftanlagen (250 MW-Windprogramm) geschuldet; der Einbruch von 1999 zu 2000 ist in der Rechtsunsicherheit über die Fortsetzung und die Rechtmäßigkeit des Stromeinspeisungsgesetzes begründet. Im Land Brandenburg ist der Einbruch durch die Diskussion um das Stromeinspeisungsgesetz noch viel deutlicher zu erkennen.

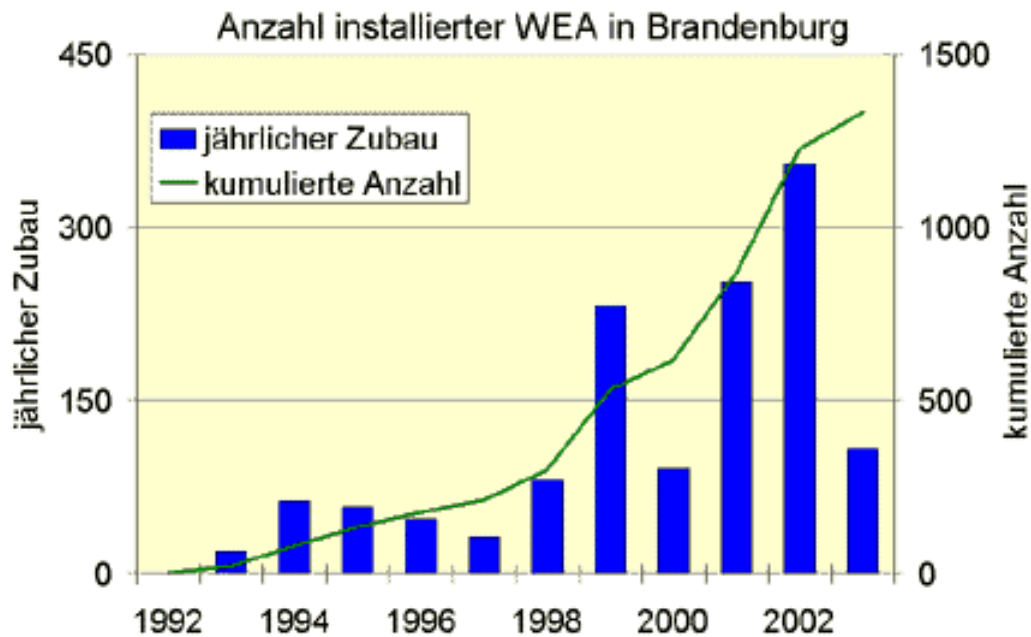


Abbildung 6.4: Anzahl der installierten Windkraftanlagen in Brandenburg
/48/

Biogas

Auch am Beispiel der Biogasanlagen ist erkennbar, dass eine gesicherte Förderung deutliche Wachstumsimpulse bewirkt. So hat die Rechtssicherheit nach Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes allein im Jahr 2001 zu einer Errichtung von 609 Biogasanlagen geführt. Damit wurde gegenüber dem Jahr 2000 eine Steigerung um ca. 60 % erreicht.

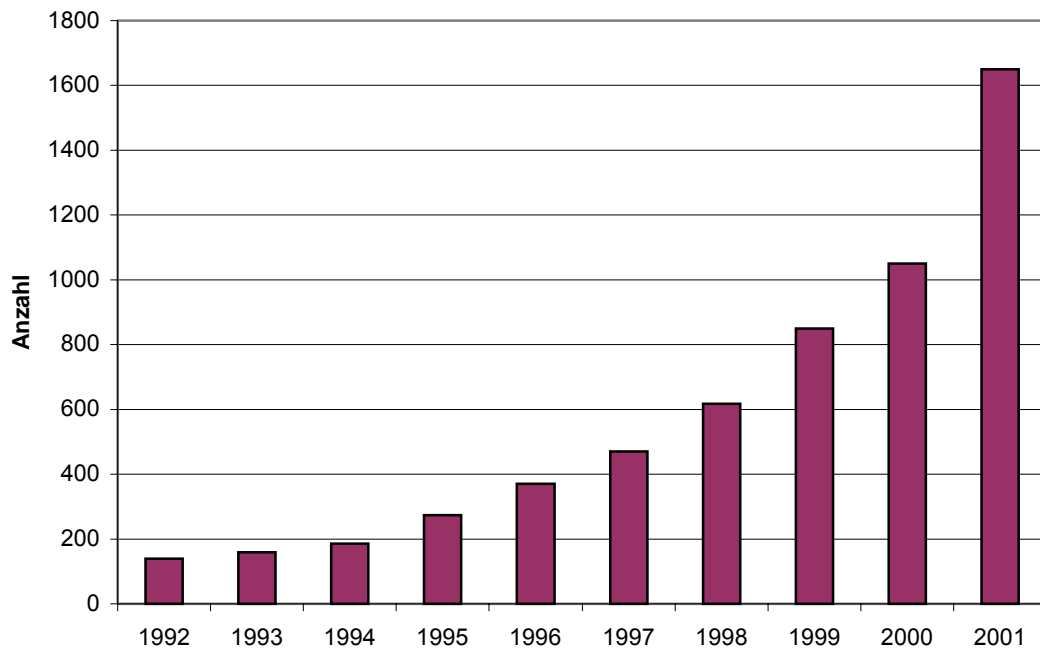


Abbildung 6.5: Kumulierte Entwicklung der Biogasanlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/

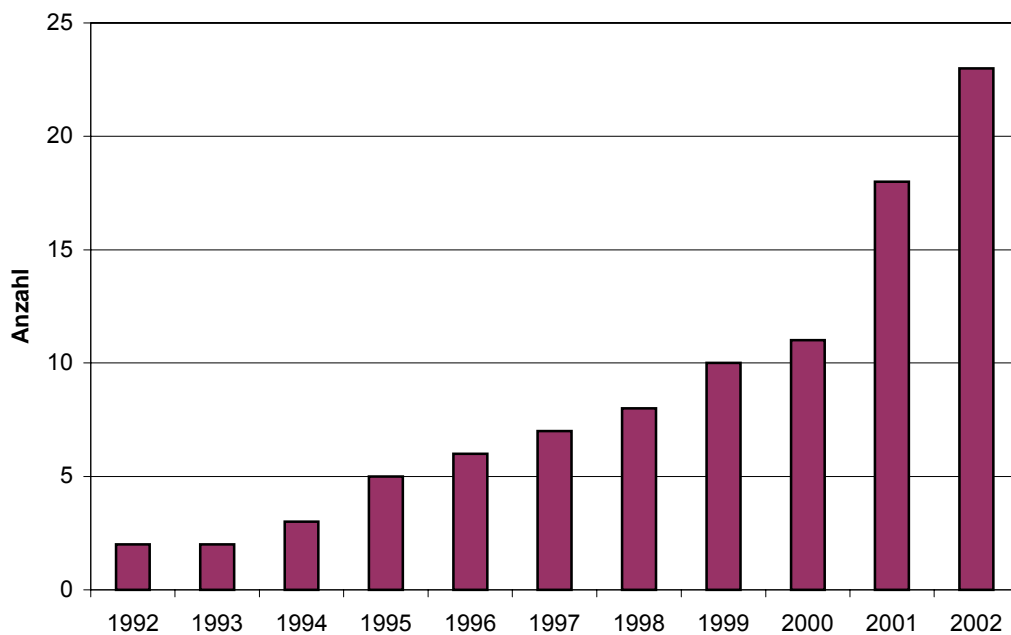


Abbildung 6.6: Kumulierte Entwicklung der Biogasanlagen im Land Brandenburg von 1992 – 2002 /49/

Solarthermie

Viel kontinuierlicher erfolgte der Ausbau bei den solarthermischen Anlagen in Deutschland. Trotz Anpassung der Fördersätze an die gesunkenen spezifischen Entstehungskosten ist der nachstehend dargestellte Verlauf hauptsächlich von der durchgängigen Förderung von solarthermischen Anlagen seit 1990/91 durch den Bund und die Länder beeinflusst.

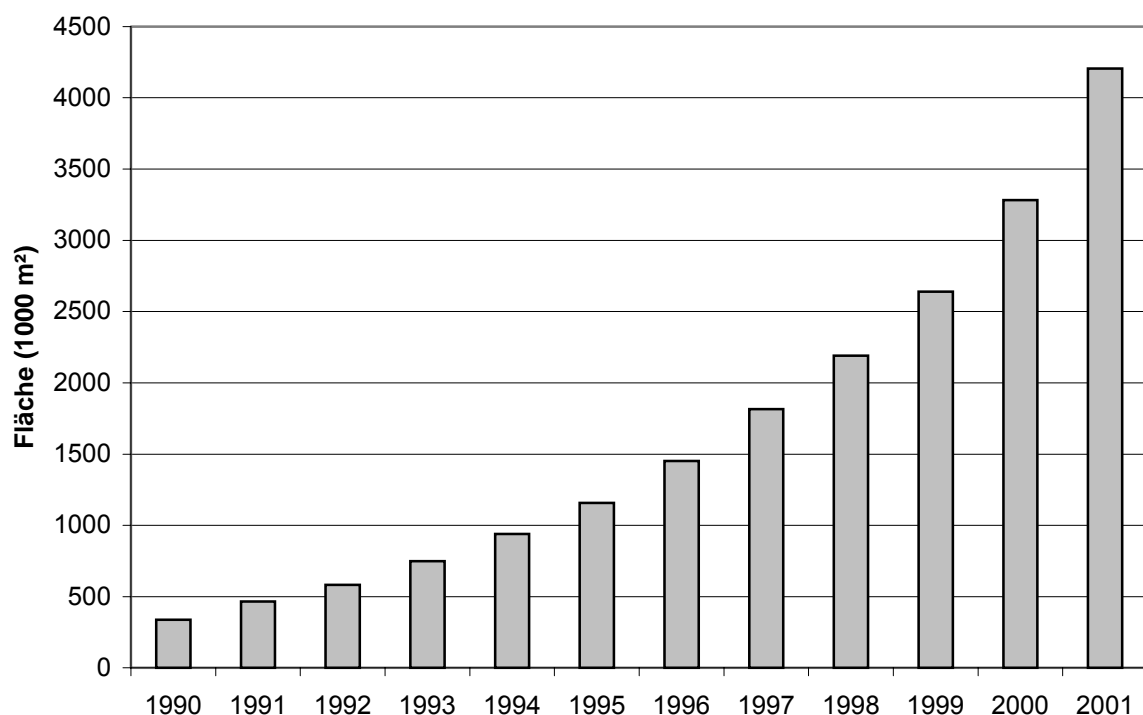


Abbildung 6.7: Entwicklung der kumulierten Kollektorflächen von solarthermischen Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/

Im Land Brandenburg sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt rd. 8.000 solarthermische Anlagen mit einer Kollektorfläche von rd. 70.000 m² in Betrieb.

Photovoltaik

Wie sehr durch verschiedene Förderaktivitäten ein Markt beeinflusst werden kann, soll anhand der Entwicklung von Photovoltaikanlagen

verdeutlicht werden. So war in den Jahren 1990 bis 1999 die Vergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz das Hauptförderinstrument für diese Anlagen. Zwar wurde diese gesetzliche Regelung zusätzlich durch Bundes- und Landesprogramme begleitet, die nicht kostendeckende Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz verhinderte aber letztendlich deutliche Zuwachsraten.

Der sprunghafte Anstieg des jährlichen Zubaus seit 1999 ist ausschließlich den erhöhten Vergütungssätzen von Solarstrom gemäß des EEG und der Einführung des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programmes geschuldet. Schon jetzt ist absehbar, dass sich nach dem zum 30.06.2003 verfügten Antragsannahmestopps im 100.000-Dächer-Programm die künftigen Zuwachsraten verringern werden, sofern nicht eine entsprechende Kompensation – Fortführung dieses Programms, Erhöhung der Vergütungssätze nach dem EEG – erfolgt.

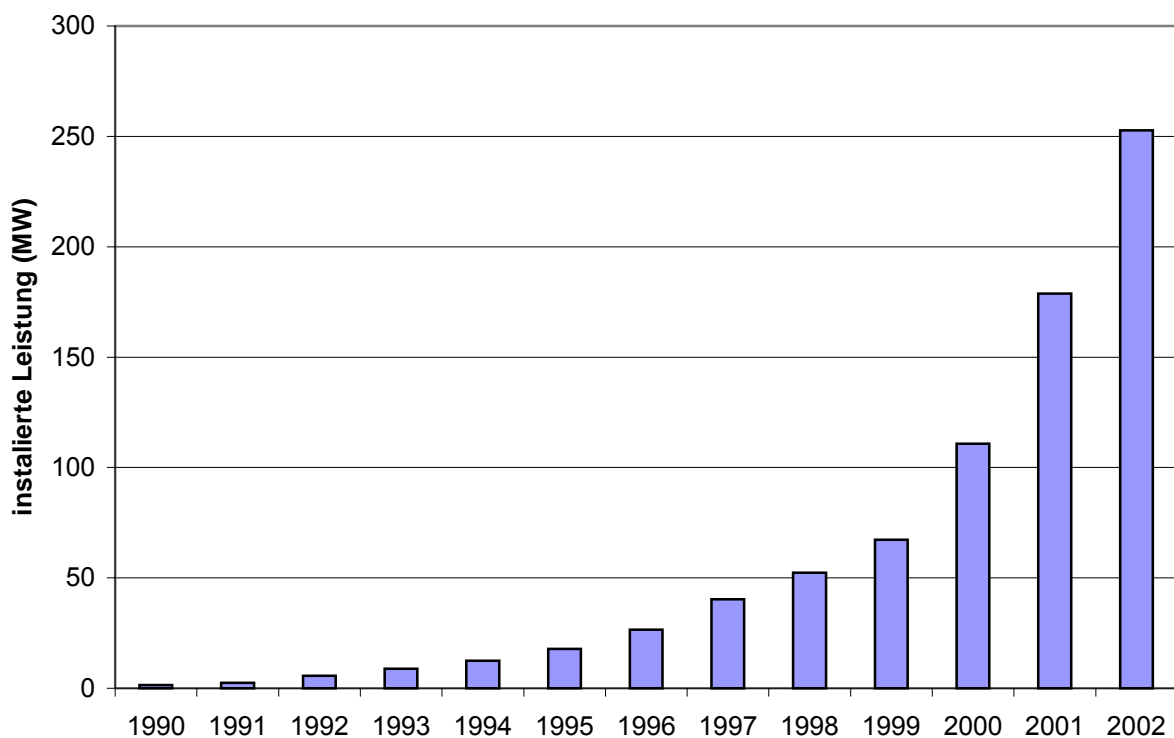


Abbildung 6.8: Kumulierte Entwicklung der Photovoltaikanlagen in der Bundesrepublik Deutschland /49/

Für Brandenburg bleibt festzuhalten, dass gegenwärtig rd. 650 Photovoltaikanlagen in Betrieb sind. Die installierte Leistung beträgt insgesamt rd. 3 MW.

Der Vollständigkeit halber seien noch die Zahlen des Ausbaustandes (Stand: 30.6.03) für den Bereich Wärmepumpen, feste Biomasse und Wasserkraftanlagen im Land Brandenburg genannt:

	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung
Feste Biomasse	ca. 1.500	ca. 600 MW thermisch ca. 65 MW elektrisch
Wärmepumpen	ca. 1.800	ca. 27 MW
Wasserkraftanlagen	27	3,0 MW

Tabelle 6.1: Ausbaustand ausgewählter erneuerbarer Energien im Land Brandenburg

Im Ergebnis der Betrachtung der Ausbaustände bei den erneuerbaren Energien bleibt festzuhalten, dass die beachtlichen Zuwächse nahezu ausschließlich den öffentlichen Handlungsinstrumenten geschuldet sind. Hierbei beeinflusst die gesetzliche Regelung des EEG vornehmlich den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der Ausbau der wärmeseitigen Nutzung erfolgt schwerpunktmäßig über Förderprogramme.

6.3 Bewertung der erneuerbaren Energien

Nachstehend soll der bisherige Einsatz der erneuerbaren Energien im Land Brandenburg für die Bereiche

- Ökologie/Klimaschutz,
- Wertschöpfung/Arbeitsplätze,
- Kostendegression

bewertet werden.

Anschließend erfolgt eine Bewertung zu den politischen Erwartungen.

6.3.1 Ökologie/Klimaschutz

Im Gegensatz zu den alten Bundesländern, wo es seit mindestens 30 Jahren einen Energiemix zwischen Steinkohle, Braunkohle, Kernkraft, Erdöl und Erdgas gibt, dominierte im Land Brandenburg eindeutig die thermische und elektrische Nutzung der Braunkohle.

Folglich hat der Einsatz der erneuerbaren Energien auch fast ausnahmslos die Braunkohle im Land Brandenburg als Energieträger „verdrängt“. Somit ist es bei der ökologischen Bewertung legitim, für die Ermittlung der vermiedenen Emissionen den Schadstoffausstoß beim Einsatz von Braunkohle zu Grunde zu legen.

Fasst man nun alle mit Stand 30.6.2003 in Betrieb befindlichen Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien zusammen, so errechnet sich für das Land Brandenburg das folgende jährliche Volumen an eingesparter Braunkohle und den dadurch vermiedenen Emissionen wie folgt.

Brennstoffbedarf:	5.400.000 MWh
CO ₂ -Emission:	2.250.000 t/a
NOX-Emission:	1.660 t/a
SO ₂ -Emission:	690 t/a
Staub:	28 t/a

An diesem Erfolg hat der Ausbau der Windkraft den entscheidenden Anteil. Daran ist auch die brandenburgische Landesregierung mit ihrer Förderung von rund 400 Windkraftanlagen, die sie in den 90er Jahren mit insgesamt rund 40 Mio. EUR gefördert hat, beteiligt. Gesunkene spezifische Kosten und die Vergütungsregelungen nach dem EEG ab

dem 1. April 2000 haben dann eine zusätzliche Landesförderung überflüssig gemacht.

Neben dieser Erfolgsstory beim Klimaschutz tritt gerade bei der Windkraft aber das Problem Naturschutz immer mehr in den Vordergrund. Naturschutzbehörden und Naturschutzverbände sehen ein immer stärkeres Konfliktpotenzial zwischen dem weiteren Ausbau der Windkraft und dem Vogel- und Fledermausschutz. Als Besonderheit für Brandenburg ist insbesondere die Einflussmöglichkeit der Naturschutzbehörden im Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen zu nennen. Während im Bundesnaturschutzgesetz lediglich die Beteiligung von Naturschutzbehörden vorgesehen ist, schreibt das brandenburgische Naturschutzgesetz das „Einvernehmen“ zwischen Naturschutz- und Genehmigungsbehörden vor. Da Einvernehmen letztendlich Zustimmung bedeutet, kann folglich die Errichtungsgenehmigung nur erteilt werden, wenn die jeweils zuständige brandenburgische Naturschutzbehörde zuvor auch ihr Einverständnis gegeben hat.

Diese besonders starke Rechtsposition der brandenburgischen Naturschutzbehörde behindert den künftigen Ausbau in hohem Maße. Allein für 2003 werden z.Z. für rund 31 Mio. EUR Investitionsvolumen Windparkprojekte aufgrund naturschutzrechtlicher Bedenken blockiert.

6.3.2 Wertschöpfung/Arbeitsplätze

Während in den 80er bis Mitte der 90er Jahre die erneuerbaren Energien nahezu ausschließlich unter dem Blickwinkel des Klimaschutzes gesehen wurden, ist heutzutage der Aspekt Wertschöpfung und Arbeitsplätze als mindestens gleichrangig zu sehen. Für die Bundesrepublik Deutschland wird insgesamt eingeschätzt, dass in diesem Wirtschaftsbereich rd. 130.000 Arbeitsplätze (1,625 Arbeitsplätze/1.000 Einwohner), davon allein ca. 45.000 in der Windbranche, existieren. Es wird derzeit jährlich ein Umsatz von mehr als 4 Mrd. EUR erwirtschaftet.

Berechnungen für Brandenburg haben ergeben, dass gegenwärtig rd. 3.000 Arbeitsplätze (1,154 Arbeitsplätze/1.000 Einwohner) direkt durch

den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen wurden. Die Spannweite reicht von Produktionsstätten für Windkraftanlagenkomponenten – hier seien nur die Stichworte Rotorblattproduktion und Stahlrohrturmbau genannt –, die Fertigung von PV-Modulen und thermischen Solaranlagen bis zum Handwerksbetrieb, der Solar- und Wärmepumpenanlagen im Wohnungsbereich installiert.

Abfragen bei den jeweiligen Fachverbänden sowie Handwerkskammern zeichnen im Einzelnen folgendes Bild für Brandenburg:

Windkraft (Produktion, Planung):	ca. 800 Arbeitsplätze
Windkraft (Fundamentbau, Zuwegung, Elektroarbeiten):	ca. 1.200 Arbeitsplätze
Feste Biomasse (Bereitstellung, Verarbeitung, Logistik, Betrieb):	ca. 450 Arbeitsplätze
Biogasanlagen:	ca. 20 Arbeitsplätze
Biodieselanlagen:	ca. 80 Arbeitsplätze
Solaranlagen (Produktion):	ca. 115 Arbeitsplätze
Solaranlagen (Installation):	ca. 40 Arbeitsplätze
Wärmepumpen (Installation):	ca. 10 Arbeitsplätze
<hr/>	
Summe:	ca. 3.000 Arbeitsplätze

Wie schon bei den Arbeitsplätzen dominiert die Windkraft auch bei der Wertschöpfung für das Land Brandenburg. Generell kann davon ausgegangen werden, dass rd. 30 % des Investitionsvolumens bei einer Windkraftanlage als Aufträge an brandenburgische Unternehmen vergeben werden. Wie bereits im Abschnitt 6.1 ausgeführt, errechnet sich

hieraus für das Jahr 2002 ein Auftragsvolumen von immerhin 200 Mio. EUR.

Von Seiten der brandenburgischen Landesregierung wird die Entwicklung bei den heimischen Arbeitsplätzen und der im Land verbleibenden Wertschöpfung als „über den Erwartungen“ eingeschätzt. Zwar ist das Verhältnis der Gesamtarbeitsplatzzahl in Deutschland von ca. 130.000 zu den rund 3.000 brandenburgischen Arbeitsplätzen in dieser Wirtschaftsbranche auf den ersten Blick ernüchternd. Unter Bezugnahme auf die Einwohnerzahl von Gesamtdeutschland und Brandenburg relativiert sich jedoch dieses Verhältnis.

Des Weiteren ist zu bedenken, dass Brandenburg nach der Wiedervereinigung beim Ausbau der erneuerbaren Energien gewissermaßen bei Null angefangen hat und in den alten Bundesländern bereits - wenn auch in geringem Umfang - die Produktionsstätten für alle Bereiche der erneuerbaren Energie verfügbar waren. Folglich waren auch die Startbedingungen zum Ausbau der regenerativen Energieträger in Westdeutschland erheblich besser.

6.3.3 Kostendegression

Wirtschaftspolitisch hat eine Förderung immer das Ziel, ein Produkt markt- und wettbewerbsfähig zu machen. Hierzu dienen die beiden politischen Handlungsinstrumente der

- gesetzlichen Regelungen und/oder
- der Subventionierung durch Förderprogramme.

Aufgrund der aktuellen Diskussion um das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich bei dieser gesetzlichen Regelung um keine Subvention handelt, da öffentlichen Mittel nicht zum Einsatz kommen. Vielmehr werden die durch das EEG bedingten Mehrkosten im Rahmen der Strompreise auf die Stromverbraucher umgelegt.

Für den konventionellen Energiebereich seien zunächst zwei Energieträger genannt, wo eine politische Steuerung zur Kostendegression einmal Erfolg hatte und ein anderes Mal nicht.

Erfolgreich war die Subventionierung der Kernkrafttechnik in den 70er und 80er Jahren. Kernkraftwerke produzieren heute kostengünstig und – was viele vergessen – CO₂-neutral Strom im Grundlastbereich.

Die Subventionierung der deutschen Steinkohle, die im Übrigen besser als Dauersubventionierung zu bezeichnen ist, hat trotz jahrzehntelanger Förderungen im Milliardenbereich nicht dazu geführt, dass an Saar und Ruhr zu wettbewerbsfähigen Preisen Kohle gefördert werden kann. Vielmehr sind die Gestehungskosten seit vielen Jahren nahezu konstant.

Eine solche Dauersubventionierung ist bei den erneuerbaren Energien nicht zu sehen. Hierzu zwei Beispiele:

Anfang der 90er Jahre kostete eine Photovoltaikanlage je kW installierter Leistung rund 14.000 EUR. Die durch die Förderung auf Bundes- und Landesebene initiierte Massenproduktion von Photovoltaikzellen und –modulen sowie effizientere Fertigungstechniken haben den Preis auf rund 6.000 EUR je kW im Jahre 2003 sinken lassen. Das bedeutet immerhin eine Preisdegression von ca. 60 %.

Ähnlich erfolgreich war die Kostenreduzierung im Bereich der Windkraft. Anfang der 90er Jahre kostete eine installierte Leistung von 1 kW durchschnittlich 2.000 EUR, heute sind es lediglich ca. 1.000 EUR. Damit wurde eine Halbierung der Produktionskosten erreicht. Von den Windkraftanlagenherstellern wird bis 2010 eine nochmalige Reduzierung um weitere 30 % erwartet.

Es bleibt somit festzuhalten, dass die Förderung von erneuerbaren Energien zu

- Massenproduktion,
- neuen und effizienteren Fertigungstechnologien und

- Wettbewerb

geführt hat, wobei weitere spezifische Kostensenkungen zeitnah zu erwarten sind.

6.3.4 Bewertung der bisherigen Entwicklung aus politischer Sicht

Bei den Erwartungen der brandenburgischen Landesregierung zur Entwicklung der regenerativen Energien sind drei unterschiedliche Zeitphasen zu betrachten:

1991 bis 1995/1996

Unter dem Eindruck der erheblichen Emissionen durch die einseitige Energieerzeugung auf Basis von Braunkohle wurden schon zu Beginn der 90er Jahre durch die brandenburgische Landesregierung zwei energiepolitische Ziele formuliert. Dies waren zum Einen die Energieträgerumstellung auf Heizöl und Erdgas, vornehmlich im Wohnungsbereich und zum anderen der Einsatz von erneuerbaren Energien.

Die einschlägigen Landesprogramme waren – im Gegensatz zu heute – finanziell sehr gut ausgestattet und für alle regenerativen Energieträger uneingeschränkt nutzbar. Folglich wurden auch keine Zielvorgaben formuliert, etwa in der Form, dass für die jeweiligen erneuerbaren Energien Kontingente festgelegt wurden.

Trotz dieser sehr guten politischen Vorgaben durch Förderprogramme blieb die Resonanz der brandenburgischen Bevölkerung auf dieses Angebot nahezu aus, die Anzahl der Förderanträge war denkbar gering. Zu Zeiten des Umbruchs war es für die brandenburgische Bevölkerung augenscheinlich viel wichtiger, ihre Häuser und Wohnungen in Stand zu setzen und über moderne Heizungsanlagen auf Basis fossiler Energieträger verfügen zu können. Der sehr geringe Einsatz von regenerativen Energieträgern in dem Betrachtungszeitraum war sicherlich

auch der Tatsache geschuldet, dass die brandenburgische Bevölkerung über die Möglichkeiten der erneuerbaren Energien viel zu wenig informiert war. Dieses Defizit wurde auch im politischen Raum sehr früh erkannt und führte von Seiten der Landesregierung im Jahre 1992 zur Gründung der Brandenburgischen Energiespar-Agentur (BEA) als unabhängige Beratungsgesellschaft für den rationellen Energieeinsatz und für erneuerbare Energien.

1996 bis 2000/2001

Aufbauend auf zahlreiche Studien zu den vorhandenen natürlichen Ressourcen und unter Berücksichtigung des technisch Machbaren wurden erstmals im Jahre 1996 im Rahmen des „Energiekonzeptes des Landes Brandenburg“ Ausbauziele für den regenerativen Bereich bis zum Jahre 2010 formuliert.

Hauptziel war hierbei eine Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von fünf Prozent bezogen auf den Primärenergieverbrauch des Landes im Jahre 2010. Hierzu sollten die einzelnen Energieträger folgende Beiträge leisten:

Energie- träger	elektr. Arbeit	Wärme	Primär- energie- äquivalent*	Anteil an der Energiebereit- stellung
	(GWh/a)	(GWh/a)	(GWh/a)	(%)
Biomasse	444,2	2.305,6	3981,61	61,23
Wind	666,7	-	1.904,85	29,29
Wasser	27,8	-	79,43	1,22
Wärmepump en	-	166,7	196,11	3,02
Geothermie	-	197,4	228,70	3,52
Photovoltaik	< 27,8	-	< 79,43	< 1,22
Solarthermie	-	27,8	32,70	0,5
Summe	1.138,7	2.694,5	6.502,83	100

* Zur Ermittlung des Primärenergieäquivalentes wurde die elektrische Arbeit mit dem Faktor 0,35 und Wärme mit dem Faktor 0,85 bewertet.

Tabelle 6.2: Ausbauziele bei erneuerbaren Energien /51/

Unter der Annahme eines Primärenergieverbrauches im Jahre 2010 von rund 130.000 GWh/a und einer Bereitstellung von rund 6.500 GWh/a durch erneuerbare Energien errechnet sich das politisch geforderte Ziel von fünf Prozent.

Aus den vorgenannten Zahlen ist aber auch schon die Einschätzung erkennbar, dass die erneuerbaren Energieträger Wasserkraft, Wärmepumpen, Geothermie, Photovoltaik und Solarthermie nur einen marginalen Beitrag zur Erreichung der gesteckten Ziele leisten können. Der Schwerpunkt liegt eindeutig beim Ausbau in den Bereichen Biomasse und Windkraft.

Obwohl bis zum Jahre 2000 die Landesprogramme für alle erneuerbaren Energieträger offen waren, lag die Investitionsbereitschaft vom Volumen her nahezu ausschließlich im Windbereich. Biomasseprojekte im Wohnungsbereich wurden zwar zu Hunderten gefördert, die hierbei installierte Gesamtwärmeleistung auf der Basis von Biomasse war jedoch vernachlässigbar.

Großanlagen auf der Basis von Biomasse wie Heiz- und/oder Heizkraftwerke waren weiterhin die Ausnahme. Spätere Untersuchungen hierzu haben ergeben, dass das Angebot und die fehlende bzw. unzureichende Logistik bei den notwendigen Brennstoffmengen das Haupthindernis beim Ausbau von Biomassegroßprojekten waren.

Eine hierzu im Jahre 2000 durchgeführte Untersuchung /3/ hat im Übrigen auch den – schon prognostizierten – geringen Ausbau bei der Wasserkraft, den Wärmepumpenanlagen, der Geothermie, der Photovoltaik und der Solarthermie bestätigt.

2000/2001 bis Heute

Bereits 1999 wurden die im Energiekonzept genannten Ziele beim Ausbau der Windkraft für das Jahr 2010 erreicht. Die Windkraft war somit auch nach Ansicht der brandenburgischen Landesregierung zum „Selbstläufer“ geworden und hat alle Erwartungen übertroffen. Folglich wurde auch die Landesförderung für diesen Energieträger im Jahre 2000 eingestellt.

Um auch die Erwartungen bei den anderen erneuerbaren Energien zu erfüllen, wurde durch die Landesregierung nunmehr neben der investiven Förderung auch auf Motivations- und Informationskampagnen gesetzt, die großzügig finanziell unterstützt wurden. Beispielhaft seien hier die „Solarinitiative Brandenburg“, die „Biogasinitiative Brandenburg“ und die „Energie-Technologie-Initiative“ (ETI) genannt.

Im Jahre 2002 wurde zusätzlich das Energiekonzept überarbeitet und nunmehr als „Energiestrategie 2010“ fortgeführt. Dort ist auch die Erwartungshaltung der Landesregierung festgeschrieben, dass die

heimische Biomasse endlich den Stellenwert erreichen soll, der ihr schon 1996 zugeschrieben wurde.

6.3.5 Bewertung der regenerativen Energien für eine bedarfsgerechte Energieversorgung im Land Brandenburg

Im Jahre 2002 betrug der Stromverbrauch in Brandenburg rund 12.855 GWh, der Wärmebedarf zu Heizzwecken und zur Warmwasserversorgung rund 19.955 GWh.

Stromseitige Bewertung

Unter Ausnutzung des gesamten technischen Potenzials können auf der Stromseite aus den erneuerbaren Energien folgende Energiemengen bereitgestellt werden:

Windkraft	3.300 GWh
Wasserkraft	92 GWh
Photovoltaik	1.650 GWh
feste Biomasse	1.557 GWh
Pflanzenöl	1.634 GWh
Biogas	564 GWh
Summe	8.797 GWh

Somit könnten rein rechnerisch immerhin rund 68,4 % des Stromverbrauches im Land Brandenburg durch die regenerative Stromerzeugung abgedeckt werden.

Bezogen auf den derzeitigen Ausbaustand ist schon der rechnerische Anteil viel geringer.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Land Brandenburg im Jahre 2002:

Windkraft	1.325,0 GWh
Wasserkraft	14,3 GWh
Photovoltaik	1,27 GWh
feste Biomasse	182,6 GWh
Pflanzenöl	24,44 GWh
Biogas	79,9 GWh
Summe	1.627,51 GWh

Aktuell beträgt somit der rechnerische Anteil der vorgenannten Energieträger rund 12,66 % am Stromverbrauch im Land Brandenburg.

Als Fazit bleibt folglich festzuhalten, dass selbst bei Ausnutzung aller vorhandenen technischen Potenziale die erneuerbaren Energien das Land Brandenburg stromseitig nur teilweise versorgen können und kommerziell betriebene Kraftwerke auch künftig verfügbar sein müssen. Dies gilt um so mehr, da Bedarf und Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien in den seltensten Fällen übereinstimmen und folglich kommerzielle Kraftwerkskapazitäten vorzuhalten sind.

Wärmeseitige Bewertung

Der Wärmebedarf zu Heizzwecken (inklusive Warmwasserbereitung) beträgt in Brandenburg gegenwärtig rund 19.955 GWh. Davon können

bei vollständiger Ausnutzung des technischen Potenzials bereitgestellt werden:

Wärmepumpenanlagen	10.277,8 GWh
Tiefengeothermie	325 GWh
Holz	8.240 GWh
Solarthermie	1.650 GWh
Summe	20.492,8 GWh

Es überrascht festzustellen, dass das technische Potenzial an erneuerbaren Energien in Brandenburg zumindest theoretisch ausreicht, um den gesamten Bedarf an Heizwärme und Warmwasser decken zu können. Im Gegensatz zur Stromversorgung ist auch eine sehr hohe Versorgungssicherheit gewährleistet, da mit Ausnahme der Solarthermie sowohl die Erdwärmenutzung über Wärmepumpen und der Tiefengeothermie als auch die energetische Nutzung von Biomasse zur Wärmeversorgung bedarfsgerecht zur Verfügung stehen.

Abschließend ein Blick auf den derzeitigen Ausbaustand. Mit der installierten Technik konnten im Jahre 2002 wärmeseitig erzeugt werden:

Wärmepumpenanlagen	41,31 GWh
Tiefengeothermie	3,9 GWh
Holz	995,56 GWh
Solarthermie	29,4 GWh
Summe	1.070,17 GWh

Mit rund 1.070 GWh pro Jahr an Energieerzeugung zu Heiz- und Warmwasserbereitung entspricht der derzeitige Ausbaustand lediglich 5,4 % vom tatsächlichen Bedarf.

6.3.6 Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Probleme durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Nachstehend wird ausschließlich die weitere stromseitige Nutzung der erneuerbaren Energien betrachtet, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt bei der ausschließlichen Wärmenutzung mittels regenerativer Energieträger keine relevanten Probleme bekannt sind. So werden die entsprechenden Energieumwandlungsanlagen im Regelfall bedarfsgerecht und im Inselbetrieb gefahren, d.h. sie üben keinen Einfluss auf andere Versorgungssysteme aus.

Bei der regenerativen Stromerzeugung und ihrer im Allgemeinen netzparallelen Fahrweise treten jedoch technische und wirtschaftliche Probleme auf, die es zu bewerten gilt.

Bedingt durch die Vorrangregelung des Erneuerbaren Energien-Gesetzes (EEG) kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt – unabhängig vom tatsächlichen Bedarf – beliebig viel oder wenig regenerativer Strom in das Netz eingespeist werden. Zwar ist es richtig, dass Stromumwandlungsanlagen auf der Basis von Biomasse (Biogas, Pflanzenöl, feste Biomasse) mit einem speicherbaren regenerativen Energieträger betrieben werden und somit eine Planbarkeit bei der Erzeugung und ihrer Anpassungsfähigkeit an den tatsächlichen Elektroenergiebedarf gegeben ist. Da die Betreiber dieser Anlagen aber in der Regel keine Energieversorgungsunternehmen sind, gilt auch hier die Prämisse, soviel Strom als möglich einspeisen zu wollen. Als großen Vorteil der vorgenannten Energieträger ist aber die Möglichkeit der konstanten Fahrweise zu nennen, womit vor allem bei den stromaufnehmenden Energieversorgern eine Planbarkeit möglich ist.

Gleiches gilt bei der Wasserkraft. Der Verlauf des jährlichen Wasserangebotes und damit verbunden auch die erzeugte Strommenge ist über langjährige Messungen bekannt und somit auch planbar.

Im Gegensatz zu den vorgenannten erneuerbaren Energieträgern ist die Stromeinspeisung durch Windkraftanlagen am wenigsten kalkulierbar.

Windkraftanlagen werden in der Regel im ländlichen Raum errichtet, wo auch der Strombedarf im allgemeinen gering ist. Die vorhandenen Energieverteilungsnetze (6 - 110 kV) sind dieser Verbrauchsstruktur entsprechend gestaltet, in Regionen mit geringem Bedarf also auch für geringe Leistungen ausgelegt.

So wird auf Brandenburg bezogen eine zeitnahe Erschöpfung der verfügbaren Netzkapazitäten in den vorgenannten Spannungsebenen befürchtet, dem nur mit entsprechenden Netzausbaumaßnahmen begegnet werden kann. Weiterhin macht die sehr unregelmäßige Einspeiseleistung bei der Windkraft kurzfristig verfügbare Regelenergie und Regelleistung z. B. durch Gasturbinen und Pumpspeicherkraftanlagen erforderlich.

Hieraus entwickelt sich auch in der Diskussion, wer künftig die EEG-bedingten Kosten für den Netzausbau und der Bereitstellung von Regelenergie und Regelleistung trägt. Nach der gegenwärtigen Gesetzeslage werden durch das EEG nur die Vergütungskosten des regenerativen Stromes bundesweit ausgeglichen.

Die Netznutzungsentgelte – diese beinhalten die Kosten für Netzausbau (auch EEG-bedingt), die Kosten für Regelleistung und Regelenergie und für den Netzbetrieb - dürfen gegenwärtig nur regional, das heißt auf die Kunden des jeweiligen Netzgebietes umgelegt werden.

Daraus folgert eine vom brandenburgischen Wirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Studie des Energieressourcen-Instituts (ERI) /52/ bis zum Jahre 2011 zusätzliche Kosten für Brandenburg von insgesamt rund 1,3 Mrd. Euro. Durch diese Kostenbelastung sieht das ERI auch eine Schwächung des Wirtschaftsstandortes Brandenburg. Als Lösung wird

vorgeschlagen, dass im Rahmen der anstehenden Novellierung des EEG zusätzlich zu den bisherigen Vergütungskosten sowohl die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Netzverstärkungs- und Netzausbaukosten, als auch die Kosten für Regelleistung und Regelernergie überregional umgelegt werden sollen.

Diesen Vorschlag hat das brandenburgische Wirtschaftsministerium aufgegriffen und versucht nunmehr über den Bundesrat eine entsprechende Regelung durchzusetzen.

Die Erfolgsaussichten werden jedoch als sehr gering eingestuft, da:

- die Novellierung des EEG nicht zustimmungspflichtig durch den Bundesrat ist,
- das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) als verantwortliches Ressort eine solche Regelung in dem derzeit vorliegenden Referentenentwurf zur Neufassung des EEG (Stand 14.08.2003) nicht vorsieht und
- der Bundesumweltminister zuletzt am 09.10.2003 seine Position bekräftigt hat, dass EEG frei von Netzaspekten zu halten. /63/

Darüber hinaus sind gegen die Studie des ERI folgende Argumente bekannt:

- Der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) und der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) halten die ermittelten Kosten für unangemessen und nicht nachvollziehbar. /62/
- In dem Kurzgutachten des Instituts für Zukunfts - Energie - Systeme (IZES) „Belastung der stromintensiven Industrie durch das EEG und Perspektiven“, das im Auftrag des Bundesumweltministeriums (BMU) erarbeitet wurde, wird festgestellt, dass sich seit dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 bis einschließlich Januar 2003 die Industriestrompreise um 10,7% verringert haben. /53/

- Der Bundesgerichtshof stellt in seinem Urteil vom 11.06.2003 zur Verfassungsmäßigkeit der gesetzlichen Pflicht von Energieversorgungsunternehmen zur Abnahme von aus erneuerbaren Energien gewonnenem Strom fest: „Dem regional sehr unterschiedlichen Aufkommen von aus erneuerbaren Energien gewonnenem Strom (etwa aus Windkraft in Küstennähe) werde im EEG durch die bundesweite Ausgleichsregelung (§11 EEG), durch welche die mit der Abnahmepflicht verbundenen Mehrkosten weitgehend auf alle Versorgungsunternehmen umgelegt wurden, hinreichend Rechnung getragen.“

Neben der auch im politischen Raum geführten Diskussion zur den wirtschaftlichen Problemen, welche Kosten beim EEG-bedingten Netzausbau und für die entsprechenden Regelleistungen und Regelenergien anfallen und wie sie umgelegt werden, sind die technischen Probleme lösbar. Nach dem gegenwärtigen Stand der Technik wären hinsichtlich der Netzkapazitäten und des Netzausbaus denkbar:

- Freileitungsneubau für die Spannungsebenen 110 kV, 220 kV, 380 kV,
- derzeit mit 220 kV betriebene 380 kV-Leitungen wieder mit 380 kV-Spannung zu betreiben,
- Leistungssteigerung durch Querschnittserhöhung der Leitungsseile bei vorhandenen Freileitungen,
- Verlegung von 110 kV-Erdkabeln statt der Errichtung neuer 110 kV-Freileitungen,
- Netzmanagement durch Regelung der Einspeiseleistung bei Windkraftanlagen.

Vom zeitlichen Aspekt her gesehen ist ein neuer Freileitungsbau das langwierigste Verfahren. Neben den Genehmigungsverfahren sind die Einverständniserklärungen der betroffenen Grundstückseigentümer - und deren Zahl kann in Abhängigkeit von der Trassenlänge mehrere Hundert

betragen – einzuholen. Zeiträume von bis zu 10 Jahren von der Planung bis zur Realisierung sind kein Einzelfall.

Die Verlegung von Erdkabeln bis einschließlich der 110 kV-Ebene ist technisch und zeitnah möglich, da kein Genehmigungsverfahren erforderlich ist und in der Regel auch keine Grundstückseigentümer zustimmen müssen, da die Energieversorger die Leitungsrechte an den öffentlichen Wegen besitzen.

Ebenfalls zeitnah zu realisieren ist, wenn es die Statik der vorhandenen Tragmasten erlaubt, die neue Beseilung von Freileitungen mit einem größeren Leitungsquerschnitt. Bei diesen Arbeiten sind lediglich die landwirtschaftlichen Interessen und die Brut- und Aufzuchtzeiten von Vögeln zu berücksichtigen, so dass diese Maßnahmen zwischen Oktober und März eines jeden Jahres durchgeführt werden können.

Beim Einspeisemanagement soll durch geeignete Regelungsmöglichkeiten die Begrenzung von Einspeiseleistungen von dezentralen Erzeugungseinheiten ermöglicht und damit eine Überlastung der elektrischen Betriebsmittel (Netze, Umspannwerke etc.) vermieden werden. Damit wird auch die verfügbare Netzkapazität bestmöglich ausgeschöpft ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Diese Regelmöglichkeit ist bereits bei allen modernen Windkraftanlagen vorhanden. Bisher ist jedoch von den vier Übertragungsnetzbetreibern in der Bundesrepublik Deutschland (Vattenfall Europe Transmission, RWE, EnBW, Eon) lediglich Eon zu einem Einspeisemanagement bereit.

Im Ergebnis bleibt festzuhalten:

Mit der angestrebten und erforderlichen zunehmenden Nutzung regenerativer Energien – insbesondere für die Elektroenergieerzeugung - ergeben sich neue technische und wirtschaftliche Probleme, die zur Zeit noch recht differenziert, aber nicht immer sachlich, beurteilt werden.

Daraus ergibt sich auch die Schlussfolgerung, diesen Entwicklungsprozess verstärkt wissenschaftlich zu begleiten.

Dabei ist es unerlässlich, der Sicherheit des Elektroenergiesystems die höchste Priorität einzuräumen. Alle technischen, technologischen und Managementlösungen zur erweiterten Nutzung erneuerbarer Energien für die Elektroenergieerzeugung müssen ebenso wie im konventionellen Bereich auf die sichere Versorgung der Verbraucher und damit auf die Stabilität des Elektroenergieverbundsystems gerichtet sein.

Es muss deshalb verstärkt nach Lösungen zur Integration der erneuerbaren Energien in das vorhandene sehr sichere deutsche Elektroenergieverbundsystem gesucht werden. Die gegenwärtigen Konfrontationskurse der jeweiligen Interessensgruppen sind durch sachliche Diskussionen zu ersetzen.

6.4 Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen

6.4.1 Erweiterte Bewertungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien

Einerseits bestätigt der nennenswerte Zuwachs bei der Nutzung erneuerbarer Energien die Wirksamkeit der eingesetzten Fördermittel. Andererseits wurde aber ebenso deutlich:

Mit einer Weiterführung der gegenwärtigen Förderpolitik ist auch perspektivisch der Ersatz der vorhandenen Energieträger- und Versorgungsstruktur durch erneuerbare Energien nicht erreichbar.

Das ist an sich keine neue Erkenntnis. Sie wird aber bisher überwiegend als Meinungsäußerung in die Auseinandersetzungen zur Energiepolitik eingebracht. Durch die Datenaufbereitung für die Modellrechnungen und die Ergebnisse dieser Rechnungen ist es möglich geworden, diese Analyse mit Fakten zu belegen und sie auf ein solides fachliches Fundament zu stellen. Folgende Aussagen und inhaltliche

Schlussfolgerungen werden durch die Nutzung des Modells bzw. der für das Modell aufbereiteten Basisdaten ermöglicht:

1. das **technische** (erschließbare) **Potenzial** der untersuchten erneuerbaren Energien wird in Beziehung zum Energiebedarf des Landes gesetzt. Dadurch kann der mögliche **Vorsorgungsgrad** durch das jeweilige Potenzial mit gesicherten Zahlen unterlegt werden,
2. der **Nutzungsgrad** der untersuchten Energiepotenziale gibt Aufschluss über noch vorhandene **erschließbare Reserven**.
3. die Kennziffer **Versorgungszuverlässigkeit** ermöglicht eine quantitative Bewertung der **bedarfsgerechten Energieversorgung** von Endverbrauchern durch die jeweilige erneuerbare Energie.
4. die Nutzung der Kenngrößen zum **Material- und Energieverbrauch** von Energieumwandlungsverfahren und -anlagen während ihrer Nutzungsdauer (life cycle) als Bewertungskriterium ist allgemein üblich. Deshalb fanden sie auch in diesem Modell ihren Platz.

Als **Bezugsbasis** für den Ressourcenverbrauch wird jedoch (abweichend von der üblichen Praxis) die **während der vorgesehenen Nutzungsdauer erwartete Endenergieerzeugung** genutzt. Dadurch ergeben sich für Anlagen mit geringen Verfügbarkeiten ungünstigere Kennziffern - bisher teilweise vorhandene Unschärfen werden überwunden.

Die Kennziffern belegen den spezifischen Energie- und Materialverbrauch der Vergleichsvarianten und somit, welcher der Varianten aus der Sicht des Ressourcenverbrauchs der Vorzug zu geben ist.

5. Die allgemein verwendeten **life cycle-Emissionen** wurden ebenfalls als Bewertungskennziffern in das Modell integriert. Als **Bezugsbasis** wurde auch für diese Kennzifferngruppe die

während der Nutzungsdauer erwartete Endenergieerzeugung gewählt. Dadurch ergeben sich für die Anlagen mit geringen Verfügbarkeiten analoge Effekte wie beim Ressourcenverbrauch. Die modifizierte Bezugsbasis gewährleistet eine realistischere Abbildung der durch ein Verfahren oder eine Anlage tatsächlich vermiedenen bzw. vermeidbaren Emissionen.

6. Des Weiteren wurden auch die **Kosten** als Kennziffer in dem Modell berücksichtigt. Als **Bezugsbasis** wurde ebenfalls die **während der Nutzungsdauer erwartete Endenergieerzeugung** gewählt. Neben den bezogenen life cycle-Gesamtkosten werden auch die Kosten für die Errichtung, den Betrieb und die Erhaltung sowie für die Stilllegung und Entsorgung der Anlage als bezogene Größen für die Bewertung genutzt. Der getrennte Ausweis der bezogenen Kosten für die drei life cycle-Perioden ist hilfreich für die richtige Orientierung von Aktivitäten zur Kostenreduzierung. Außerdem wird dadurch die regionale Zuordnung der Wertschöpfungsanteile erleichtert.
7. Mit der letzten Kennzifferngruppe wird die Möglichkeit geschaffen, den **Wertschöpfungsanteil der Region** auszuweisen und in die Gesamtbewertung einzubeziehen - eine wichtige Hilfe für arbeitsmarktpolitische Entscheidungen.
8. Die für die Gesamtbewertung erforderliche Umsetzung der konkreten Kenngrößen in Punktwerte führt zum Verlust wichtiger Informationen, auf die aber für die Bewertung nicht verzichtet werden muss. Es hat sich als nützlich erwiesen, den Kennziffernspiegel, der ursprünglich vor allem als Datenbasis für die Modellrechnungen gedacht war, als inhaltliche Ergänzung zur summarischen Punktbewertung zu nutzen.
9. **Zusammenfassend kann festgestellt werden:**

Die ausgewählten und zum Teil neu definierten Kennziffern sind sehr gut geeignet, wichtige Eigenschaften der erneuerbaren

Energien quantitativ zu beschreiben, sie damit zu charakterisieren und messbar miteinander zu vergleichen.

Durch die realisierten Modellrechnungen konnte nachgewiesen werden, dass Gesamtbewertungen für erneuerbare Energien unter Einbeziehung der ausgewählten und skalierten relevanten Bewertungskriterien möglich und sinnvoll sind.

6.4.2 Inhaltliche Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen

6.4.2.1 Komplex Wärmeversorgung

1. Bei drei Varianten der Gesamtbewertung (außer bei der Wichtung zugunsten der Wertschöpfung in Brandenburg) wird die Wärmeversorgung mittels Holzfeuerungsanlagen als günstigste Versorgungsmöglichkeit ausgewiesen.

Darüber hinaus werden die Vorteile des über ein zentrales Holzheizwerk versorgten Nahwärmenetzes gegenüber der Einzelfeuerung dokumentiert. (Abbildung 5.9 bis Abbildung 5.11)

Weitere Argumente für die verstärkte Nutzung der energetischen Holzreserven sind:

- die mit diesen Anlagen erreichbare hohe Versorgungszuverlässigkeit über 99 %,
- die beim gegenwärtigen Nutzungsgrad des technischen Potenzials von ca. 12 % noch vorhandenen Reserven sowie
- der erreichbare Anteil an der Deckung des Gesamtheizwärmebedarfs von ca. 41 %.

Die wirksame Unterstützung der Errichtung kleiner Nahwärmeversorgungs komplexe mit fester Biomasse als Energieträger ist

daher bei günstigen regionalen Bedingungen für die Energieträgerbereitstellung zu empfehlen.

2. Die Wärmeversorgung durch Wärmepumpen (Oberflächengeothermie) erhält bei drei Bewertungsvarianten (außer bei der Wichtung „Angebot“) die geringste Gesamtpunktzahl, (Abbildung 5.9 bis Abbildung 5.11) obwohl mit dieser Variante eine Versorgungszuverlässigkeit über 98 % gewährleistet werden kann, das technische Potenzial nur zu 0,4 % genutzt wird und ein erreichbarer Anteil an der Deckung des Heizwärmebedarfes von ca. 50 % ausgewiesen wurde. Die wesentliche Ursache für die relativ ungünstigen Gesamtbewertungen ist der Bedarf an Elektroenergie, die in Brandenburg fast ausschließlich mit Wirkungsgraden um 40 % aus Braunkohle erzeugt wird.

Der wünschenswerte erweiterte Einsatz von Wärmepumpen kann am wirksamsten durch technische Entwicklungen zur weiteren Erhöhung der Leistungszahl unterstützt werden. Es ist vorstellbar, dass durch die gezielte Förderung dieser Entwicklung ökologisch verbesserte Wärmepumpen zu günstigen Preisen angeboten werden können und dadurch ein spürbarer Schub bei der Wärmepumpennutzung erreicht wird.

Darüber hinaus ist eine günstigere Bewertung für den Wärmepumpeneinsatz erreichbar, wenn für den Betrieb der Wärmepumpen ökologisch besser bewertete Hilfsenergie bedarfsgerecht bereitgestellt werden könnte.

3. Die gute Gesamtbewertung der Tiefengeothermie als Wärmequelle zur regionalen Heizwärmeversorgung (Abbildung 5.9 bis Abbildung 5.11) ist auf die Einbindung dieser Wärmequelle in das als Beispiel gewählte Wärmeversorgungssystem zurück zu führen. Die Erdsonde ist zwar nur mit 12,5 % an der installierten Gesamtwärmeleistung, aber mit knapp 50 % an der Deckung des Jahreswärmebedarfes beteiligt. Die Sonde wird mit ca. 7.800 Vollastbenutzungsstunden betrieben. Es wird eine Versorgungszuverlässigkeit über 98 % erreicht.

Das tiefengeothermische Wärmepotenzial in Brandenburg wird gegenwärtig nur zu 0,12 % genutzt. Auch wenn bei Ausschöpfung dieses Potenzials lediglich ein Anteil von 1,6 % an der Deckung des Heizwärmebedarfs erreicht werden kann, sollte auf die Nutzung dieses Potenzials nicht verzichtet werden. Hierbei ist Voraussetzung, dass die Nutzung der Sondenwärme ähnlich günstig gestaltet werden kann wie im Beispielprojekt.

4. Die solarthermischen Anlagen erreichen in der Gesamtbewertung bei drei Varianten (außer bei der Wichtung „Wertschöpfung Brandenburg“) mehr als 5 von 10 Punkten, ein durchaus akzeptables Ergebnis. (Abbildung 5.9 bis Abbildung 5.11)

Diese relativ günstige Bewertung ergibt sich vor allem aus den erreichbaren ökologischen Effekten. Die gegenwärtig erreichbare Versorgungszuverlässigkeit von weniger als 30 % weist jedoch sehr deutlich auf ein großes Defizit hin. Solarthermische Anlagen können trotz des Überangebotes von eingestrahelter Sonnenenergie während der warmen Jahreszeit im Wesentlichen nur den Warmwasserwärmebedarf in den Sommermonaten decken. Zur Deckung des weitaus größeren Wärmebedarfes für die Raumheizung während der Heizperiode leisten sie nur einen marginalen Beitrag.

Für eine erweiterte Nutzung des nicht bedarfsgerechten Überangebotes von Solarwärme ist es deshalb notwendig, endlich den Durchbruch bei der Entwicklung von marktfähigen Langzeitwärmespeichern zu erreichen. Eine koordinierte staatlich geförderte Entwicklung wird für erforderlich und sinnvoll gehalten.

6.4.2.2 Komplex Elektroenergieversorgung

Da Elektroenergie bekanntermaßen nicht ohne erheblichen technischen Aufwand in großen Mengen gespeichert werden kann, muss der Anforderung, Elektroenergie synchron mit dem Bedarf zu erzeugen, die höchste Priorität eingeräumt werden. Die Bewertung von Technologien und Anlagen zur Erzeugung von Elektroenergie aus erneuerbaren

Energieträgern erfolgt deshalb vor allem auf der Grundlage der Gesamtbewertung mit der Wichtung „Angebot“.

1. Die Wasserkraftanlagen werden bei drei Gesamtbewertungsvarianten (außer bei der Wichtung „Wertschöpfung Brandenburg“) als günstigste Möglichkeit zur regenerativen Elektroenergieerzeugung bewertet (Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.7). Durch diese Anlagen werden gute ökologische Effekte und eine Versorgungszuverlässigkeit von nahezu 80 % erreicht. Das technische Potenzial wird gegenwärtig erst zu etwa 15 % genutzt. Bei einer 100 %igen Nutzung wäre mit 0,72 % zwar kein gewichtiger Beitrag zur Deckung des Elektroenergiebedarfs in Brandenburg zu erbringen. Kostengünstig realisierbare Vorhaben sollten trotzdem unterstützt werden.
2. Mit der Elektroenergieerzeugung auf der Grundlage von fester Biomasse, Pflanzenöl und Biogas können Versorgungszuverlässigkeiten von ca. 87 % realisiert werden. Bei Ausschöpfung dieser technischen Potenziale könnten in Summe immerhin ca. 30 % des Elektroenergiebedarfs im Land Brandenburg gedeckt werden. Hieraus ergibt sich auch die relativ günstige Gesamtbewertung mit 5,38 – 6,19 von 10 möglichen Punkten (Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.7). Diese Erzeugungsvarianten gewährleisten gegenüber der Windenergie und den Photovoltaikanlagen eine weitgehend bedarfsgerechte Elektroenergieproduktion. Deshalb ist eine weitgehende Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials anzustreben.
3. Die Windenergieanlagen sind die problemreichste Alternative zur Elektroenergieerzeugung auf der Grundlage erneuerbarer Energien. Für die Deckung des Elektroenergiebedarfs in Brandenburg von 12.855 GWh/a ist bei einer angenommenen Anlagenverfügbarkeit von 80 % eine installierte Leistung von ca. 1.850 MW erforderlich. Die mittlere installierte Leistung der Windkraftanlagen im Jahre 2002 betrug 1.050 MW - das sind rechnerisch immerhin ca. 57 % der zur

Elektroenergieversorgung erforderlichen Leistung von 1.850 MW. Die Windkraftanlagen haben bei einer Verfügbarkeit und Versorgungszuverlässigkeit von jeweils 14 % aber nur ca. 10 % zur Bedarfsdeckung beigetragen.

Das Windenergiepotenzial war Ende 2002 zu rund 40 % ausgeschöpft. Hinsichtlich einer bedarfsgerechten Versorgung sollte dieses Potenzial nur weiter ausgebaut werden, wenn gleichzeitig durch entsprechende Regelmöglichkeiten das Windenergieangebot weitgehend dem Belastungsgang der Verbraucher angepasst wird.

4. Die Photovoltaikanlagen werden bei drei Gesamtbewertungen außer bei der vierten (Wichtung „Wertschöpfung Brandenburg“) am schlechtesten eingestuft (Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.7). Ein Blick auf alle Detailbewertungen und auf die einzelnen Kennziffern macht deutlich, dass die Photovoltaiktechnik offensichtlich noch nicht ausgereift ist. Ein weiterer flächendeckender Einsatz der gegenwärtig verfügbaren Technologien in unseren Breiten ist zu prüfen. Durch eine gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung ist die Effizienz von Photovoltaikanlagen zu erhöhen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Bereits 1996 hat die brandenburgische Landesregierung mit ihrem Energiekonzept Zielvorstellungen zum Ausbau der erneuerbaren Energieträger formuliert. Fortgeschrieben wurden diese Vorgaben im Jahre 2002 mit der Energiestrategie 2010.

Mit der vorliegenden Arbeit soll ein Beitrag zu deren Umsetzung geliefert werden, da Entscheidungsprozesse zur Energiepolitik häufig sehr komplex und oft weitreichende Auswirkungen sowohl negativer als auch positiver Art auf die Zukunft haben. Ziel war es, ein energiewirtschaftliches Modell zu entwickeln und leicht anwendbar zu gestalten, damit künftig Entscheidungen zu den erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse wesentlich schneller und effizienter herbeigeführt werden können.

Hierzu war es eingangs notwendig, eine Analyse der erneuerbaren Energien durchzuführen. Es galt das technisch nutzbare Potenzial und den derzeitigen Nutzungsgrad der einzelnen regenerativen Energieträger zu ermitteln. Zur Vergleichbarkeit mit den fossilen Energieträgern wurden auch Heizöl, Erdgas und die Braunkohle berücksichtigt.

Bekanntere Modelle wurden hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf das Anforderungsprofil dieser Arbeit geprüft. Hierbei wurde jedoch festgestellt, dass dies nur sehr eingeschränkt möglich ist, so dass ein eigenes Modell entwickelt werden musste.

Damit das Modell bei vielen Nutzern einsetzbar ist, wurde als geeignete Software das Programm Microsoft Excel in der als Arbeitsgrundlage gewählt.

Neben der Erstellung einer umfangreichen Datenbank mit jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfungen der einzugebenen Daten wurden Bewertungskriterien und ein Bewertungsmodell erarbeitet. Dabei sind Schwerpunktsetzungen für eine Entscheidung wie vorhandenes

Potenzial, ökologische Aspekte oder Wertschöpfung bei der Berechnung frei wählbar. Das Modell erlaubt aber auch Rechenoperationen ohne jede Wichtung.

Der Funktionsnachweis des Modells wurde beispielhaft für das Land Brandenburg durchgeführt, da für diese Region die meisten gesicherten Daten verfügbar waren. Die Übertragbarkeit auch auf andere Regionen ist bei Vorlage entsprechender Informationen jedoch beliebig möglich.

Bei den Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen, die für die Bereiche „Wärme“ und „Strom“ getrennt voneinander durchgeführt wurden, konnten eindeutige Aussagen und Empfehlungen für den künftigen Einsatz der jeweiligen erneuerbaren Energieträger getroffen werden.

8 Literaturverzeichnis

- /1/ Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2002
- /2/ Energiedaten 2002. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2002
- /3/ Gutachten zur Fortschreibung des Energiekonzepts des Landes Brandenburg. Prognos AG, November 2000
- /4/ International Energy Agency IEA, 1990
- /5/ Hübner, H.-J.: Schlussfolgerungen aus einer stochastischen Analyse der Energiepreisentwicklungen. Diss., BTU Forschungshefte Energie, Solar Promotion GmbH Verlag, München, 2000
- /6/ Nagel, J.: Ein analytisches Prozessmodell zur Bestimmung von Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz biogener Energieträger im ländlichen Raum, dargestellt an einem Beispiel aus dem Bundesland Brandenburg. Diss., Fortschritts-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 403, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1998
- /7/ Rinza, P., Schmitz, H.: Nutzwert-Kosten-Analyse. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1992
- /8/ Siebert, G.: Prozeßbenchmarking- Methoden zum branchenunabhängigen Vergleich von Prozessen. Diss., TU Berlin, Fraunhofer-Institut für Produktionsanlagen und Konstruktionstechnik, IPK Berlin, 1997, Seite 115-116
- /9/ Produktprospekt Nordex, 02/2002
- /10/ Windkarte Berlin-Brandenburg, Deutscher Wetterdienst, Potsdam
- /11/ Neubarth, J; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien in Österreich. Springer-Verlag Wien New York, 2000
- /12/ Windpotential Brandenburg. Arbeitsgemeinschaft Windkraft Brandenburg, 1992/93

- /13/ Potenzialstudie der nutzbaren Wasserkraft des Landes Brandenburg. Kraftwerks- und Anlagenbau AG, Berlin, 1992
- /14/ ATV-Schriftenreihe Biogas, Bonner Universitäts-Buchdruckerei, 1997
- /15/ Energie aus Biomasse – Stand und Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Biomasse im Land Brandenburg. Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, Potsdam, 1997
- /16/ Biogas in der Landwirtschaft. Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung der Landes Brandenburg, Potsdam, August 2000
- /17/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1993
- /18/ Statistisches Jahrbuch 2001, Statistisches Bundesamt
- /19/ WWW.GEOTHERMIE.DE, September 2002
- /20/ Mergenthaler, H.: Kostenträgerrechnungsverfahren in der Elektrizitäts-wirtschaft. S. Toeche-Mittler Verlag Darmstadt, 1984, Seite 21-258
- /21/ Chung, C.: Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung von Heizkraftschaltungen durch rechnerische Prozesssimulation. Entwicklung eines Simulationsmodells, Papyrus Druck GmbH, 1990, Seite 146-148
- /22/ Kreuzberg, P.: Energieeinsparung als Versicherung gegen Marktrisiken. Eine kapitalmarkttheoretisch fundierte Wirtschaftlichkeitsrechnung. R. Oldenbourg Verlag München, 1996, Seite 175-177
- /23/ Raymann, L.: Mögliche Methoden zur Bewertung bei Prüfverfahren. Ernst Basler & Partner AG, 1991, Seite 15-19
- /24/ Bechmann, A.: Nutzwertanalyse, Bewertungstheorie und Planung. Verlag Paul Haupt Bern und Stuttgart, 1978, Seite 20-327
- /25/ Koalitionsvertrag der SPD und der CDU für die 3. Wahlperiode (1999-2004) im Land Brandenburg

- /26/ Einspeisemengen regenerativer Energien im Jahr 2002. Energieversorgungsunternehmen Brandenburgs (edis, enviaM, WEMAG), 2003
- /27/ Energiebilanz und CO₂-Bilanz im Landes Brandenburg 2000. Landesbetrieb für Datenverarbeitung und Statistik Land Brandenburg, Potsdam, 2002
- /28/ Kalina, H.: Berechnungen zu planmäßige und unplanmäßige Nichtverfügbarkeit, 2003 (nicht veröffentlicht)
- /29/ Zusammenstellung von Projektdaten ausgewählter Objekte. Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Potsdam, 2003 (nicht veröffentlicht)
- /30/ Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter. Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2003
- /31/ Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken. IER Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht Band 74, Universität Stuttgart, 2000
- /32/ Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien. Springer-Verlag, Berlin, 1995
- /33/ Online-Datenbank ProBAS,
WWW.UMWELTBUNDESAMT.DE/UBA-INFO-DATEN/BAUM,
Umweltbundesamt, 2003
- /34/ Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE). FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1996
- /35/ Statistisches Jahrbuch des Landes Brandenburg. Landesbetrieb für Datenverarbeitung und Statistik Land Brandenburg, Potsdam, 2001
- /36/ Ergebnisbericht 2002 zum Förderprogramm „Rationelle Energieversorgung und Nutzung erneuerbarer Energiequellen“. Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Potsdam, 2003
- /37/ Krautz, H. J.: Abschätzung der Kosten für die Sicherheitsleistung zur Absicherung der Kosten für den Rückbau von Windkraftanlagen

- am Beispiel einer Enercon E40/44 auf 63 m Stahlrohrtragmast. BTU Cottbus, 2001
- /38/ Auskunft zu Bereitstellungskosten für Biomassen. Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung der Landes Brandenburg, Potsdam, 2003
- /39/ Potenzialstudie Erneuerbare Energien Lauf a. d. Pegnitz. Energieagentur Mittelfranken, Nürnberg
- /40/ Auskunft zum Materialeinsatz bei Solaranlagen. DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. LV Berlin-Brandenburg, Fax v. 20.11.2002
- /41/ Auskunft zu Daten für Energieanlagen im Wohnungsbau. Fa. Borngräber, Cottbus, 2003
- /42/ Auskunft zu Daten für Energieanlagen im Wohnungsbau. Fa. Schimke, Cottbus, 2003
- /43/ Kayser, M; Kaltschmit, M.: Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzen einer hydrothermalen Wärmebereitstellung. Geothermie-Report 96-1, GFZ Potsdam, 1996
- /44/ Auskunft zu Fragen zum Kraftwerk Schwarze Pumpe und zum Thema Braunkohle. Vattenfall Europe Mining & Generation, Berlin, Senftenberg, 2003
- /45/ Immissionsschutzbericht 2002. Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg, Potsdam, 2002
- /46/ KEA: mehr als eine Zahl - Basisdaten und Methoden zum Kumulierten Energieaufwand (KEA). Umweltbundesamt, Berlin, 1999
- /47/ Auskunft zum Anteil des Landes Brandenburg an den Kosten für Betrieb und Wartung eine Heizungsanlage auf Heizölbasis. Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg, 2003
- /48/ Bundesverband WindEnergie e.V., WWW.WIND-ENERGIE.DE, September 2003
- /49/ Staiß, F.: Jahrbuch erneuerbarer Energien 02/03. Bieberstein-Fachbuch-verlag, Radebeul, 2003

- /50/ Zusammenstellung von Fördermitteldaten. Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Potsdam, 2003 (nicht veröffentlicht)
- /51/ Energiekonzept des Landes Brandenburg. Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Potsdam, 1996
- /52/ Auswirkungen des Ausbaus der Windenergie in Brandenburg. IFUS Interservice AG, WWW.BRANDENBURGENERGIE.DE, Juni 2003
- /53/ Belastung der stromintensiven Industrie durch das EEG und Perspektiven. Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) Saarbrücken, WWW.IZES.DE, April 2003
- /54/ Gasch, R.: Windkraftanlagen. Verlag B. G. Teubner, Stuttgart, 1993
- /55/ Technische Anleitung gegen Lärm – TA Lärm vom 26. August 1998. Gemeinsames Ministerialblatt GMBL. 1998, S. 503
- /56/ Windenergieanlagen-Schattenwurf-Leitlinie des Ministeriums für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg vom 24.03.2003, Amtsblatt für Brandenburg Nr. 18, 07.05.2003, S. 498-503
- /57/ Brandenburgische Bauordnung vom 16.07.2003. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg Nr. 12, 21.07.2003
- /58/ Bundesfernstraßengesetz in der Bekanntmachung vom 20.03.2003. Bundesgesetzblatt BGBl. I, 2003, S. 286ff
- /59/ Brandenburgisches Straßengesetz vom 10.06.1999. Amtsblatt für Brandenburg, 28.06.1999, Nr. 12, S. 219ff
- /60/ Abstand von Windenergieanlagen zu elektrischen Anlagen. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), 17.12.1998
- /61/ Einschätzung der Gemeinsamen Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg. Potsdam, 2003 (nicht veröffentlicht)
- /62/ Stellungnahme vom 31.07.2003 des BWE, Bundesverband Windenergie e.V. und des BEE Bundesverband erneuerbare Energien e.V., IFUS Interservice AG, WWW.BRANDENBURGENERGIE.DE, August 2003
- /63/ Schreiben von Bundesumweltminister Jürgen Trittin an das Wirtschaftsministerium Brandenburg vom 09.10.2003 (nicht veröffentlicht)

9 Anhang

Wasserkraft		Referenzanlagen		Quelle
		Grießen	Kleinanlage Stecher	
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	92.000		/13/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	14.299		/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	15,54		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735		/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	14.299		/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0		
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	14.299		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	0,72		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	3.811		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	78,96		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		83	83	/29/
Leistung in MW	P	0,52	0,09	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	20	20	/30/
Vollastbenutzungsstunden	tvoll	6.000	6.900	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	62.400	11.730	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	6,573	5,509	/31/
Mineralstoffe	mmslc	84,893	69,239	/31/
Aluminium	mallc	0,006	0,007	/31/
Kupfer	mculc	0,025	0,043	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,001	0,001	/32/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,060	0,004	/33/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	536	157,7	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,009	0,013	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	2,430	2,487	
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	25,2	21,1	/34/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	78,9	66,1	/34/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	54,4	45,2	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	5,4	4,6	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	5	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	1.840.651	415.169	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	2.953.972	666.285	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	47,34	56,80	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	41.813	9.500	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	1.015.946	230.820	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	16,28	19,7	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	99.947	46.400	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	148.516	68.948	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	ksLES	2,38	5,88	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	4.118.434	966.053	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	66,00	82,36	
Vergütung in EUR/MWh	e	76,69	76,69	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	10,69	-5,66	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	50		/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	920.325	207.585	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	14,75	17,7	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	60		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	609.568	138.492	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	9,769	11,807	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	148.516	68.948	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	ksLES	2,380	5,878	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	1.678.410	415.025	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	26,90	35,38	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	1,84	0,46	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	2,95578E-05	3,88807E-05	

Tabelle 9.1: Daten für Wasserkraftanlagen

Windenergie		Referenzanlagen		Quelle
		Klettwitz	Bärenbrück	
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	3.300.000		
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	1.325.000		/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	40,15		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735		/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	1.325.000		/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0		
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	1.325.000		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	25,67		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	7.873.000		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	14,41		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		42	42	/29/
Leistung in MW	P	62,70	0,50	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	16	16	/30/
Volllastbenutzungstunden	tvoll	1.750	1.400	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	1.755.600	11.200	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	4.599	6.445	/31/
Mineralstoffe	mmslc	12.488	26.238	/31/
Aluminium	mallc	0,010	0,017	/31/
Kupfer	mculc	0,064	0,089	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,357	0,670	/33/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,043	0,033	/33/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	39207,64	1204,38	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,022	0,108	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	2,447	2,458	
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	14,8	22,8	/34/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	60,4	89,7	/34/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	31,5	50,7	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	4,6	7,1	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	5	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	81.806.701	796.593	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	120.772.748	1.176.025	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	68,79	105,00	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	4.990.209	48.592	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	93.013.925	905.723	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	52,98	80,9	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	1.824.000	21.500	/37/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	2.503.961	29.515	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	1,43	2,64	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	216.290.634	2.111.263	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	123,20	188,51	
Vergütung in EUR/MWh	e	91,01	91,01	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-32,19	-97,50	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	30		/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	24.542.010	238.978	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	13,98	21,3	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	75		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	69.760.443	679.292	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	39,736	60,651	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	2.503.961	29.515	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	1,426	2,635	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	96.806.415	947.785	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	55,14	84,62	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	132,98	1,30	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	7,57438E-05	0,000116241	

Tabelle 9.2: Daten für Windenergieanlagen

Photovoltaik				
Referenzanlagen				
Geesow EFH				
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	1.650.000		/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	1.266		/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	0,08		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735		/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	1.266		/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0		
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	1.266		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	12,83		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	2.023		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	38,49		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		9	9	/29/
Leistung in MW	P	0,294	0,003	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	20	20	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	850	800	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	4.998	48	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	19,165	6,683	/31/
Mineralstoffe	mmslc	13,836	13,529	/31/
Aluminium	mallc	0,122	0,638	/31/
Kupfer	mculc	0,454	0,301	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,100	0,100	/32/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,546	0,546	/33/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	2970	0	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,594	0,000	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	1,944	1,944	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	65,8	35,4	/34/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	266,5	136,0	/34/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	153,2	108,9	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	15,9	8,0	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	2	2	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	1.687.263	18.407	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	2.045.869	22.319	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	409,34	464,97	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	50.618	552	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	1.229.882	13.417	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	246,07	279,5	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	112.056	1.201	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	166.509	1.784	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	33,32	37,17	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	3.442.260	37.519	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	688,73	781,66	
Vergütung in EUR/MWh	e	506,18	506,18	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-182,55	-275,48	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	10		/29/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	168.726	1.841	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	33,76	38,3	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	100		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	1.229.882	13.417	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	246,075	279,519	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	166.509	1.784	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	33,315	37,167	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	1.565.117	17.042	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	313,15	355,03	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	1,72	0,02	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	0,000344119	0,000390146	

Tabelle 9.3: Daten für Photovoltaikanlagen

Feste Biomasse			
		Referenzanlage	Quelle
Preschen			
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	1.556.500	/15/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	182.160	/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	11,70	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735	/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	182.160	/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	182.160	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	12,11	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	27.925	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	86,71	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		25	/29/
Leistung in MW	P	11	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	7.500	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	1.237.500	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	0,520	/34/
Mineralstoffe	mmslc	5,132	/34/
Aluminium	mallc	0,017	/34/
Kupfer	mcucl	0,005	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,037	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,453	/33/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	9794	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,0079	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	2,037	
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	94,1	/34,38/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	147,6	/34/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	1123,2	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	363,6	/34/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	21.980.949	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	31.765.424	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	25,67	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	5.835.161	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	100.909.864	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	81,54	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	659.428	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	887.504	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	0,72	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	133.562.792	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	107,93	
Vergütung in EUR/MWh	e	86,92	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-21,01	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	80	/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	17.584.759,4	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	14,21	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	95	/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	95.864.370,46	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	77,466	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	887.504	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	0,717	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	114.336.634	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	92,39	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	167,53	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	1,3537E-04	

Tabelle 9.4: Daten für BHKW mit fester Biomasse

Pflanzenöl			
		Referenzanlage	Quelle
		Lehnin	
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	1.634.000	/15/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	24.444	/3/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	1,50	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735	/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	24.444	/3/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	24.444	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	12,71	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	3.750	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	86,70	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		40	/29/
Leistung in MW	P	0,567	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	6.500	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	55.283	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	0,520	/34/
Mineralstoffe	mmslc	5,132	/34/
Aluminium	mallc	0,017	/34/
Kupfer	mculc	0,005	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,037	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,546	/33/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	70	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,0013	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	1,944	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	136,2	/33/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	366,4	/33/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	4148,6	/33/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	290,9	/33/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	958.672	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	1.385.410	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	25,06	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	457.443	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	7.910.755	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	143,10	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	28.760	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	38.707	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	0,70	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	9.334.872	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	168,86	
Vergütung in EUR/MWh	e	92,03	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-76,83	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	80	/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	766.938	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	13,87	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	95	/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	7.515.217	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	135,942	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	38.707	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	0,700	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	8.320.862	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	150,52	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	12,19	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	2,2054E-04	

Tabelle 9.5: Daten für BHKW mit Pflanzenöl

		Referenzanlage	Quelle
		Pirow	
Biogas			
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	564.250	/16/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	79.920	/26/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	14,16	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735	/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	79.920	/26/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	79.920	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	4,39	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	12.250	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	86,71	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		37	/29/
Leistung in MW	P	0,5	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	10	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	8.000	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	40.000	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	0,520	/34/
Mineralstoffe	mmslc	5,132	/34/
Aluminium	mallc	0,017	/34/
Kupfer	mcucl	0,005	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,037	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,140	/39/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	1700	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,0425	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	2,350	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	2,1	/34/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	397,3	/33/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	2710,8	/33/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	297,0	/33/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	1.792.078	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	2.320.823	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	58,02	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	221.922	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	2.429.986	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	60,75	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	53.762	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	65.536	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	1,64	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	4.816.345	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	120,41	
Vergütung in EUR/MWh	e	102,26	/65/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-18,15	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	80	/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	1.433.662	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	35,84	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	95	/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	2.308.486	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	57,712	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	65.536	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	1,638	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	3.807.685	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	95,19	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	8,37	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	2,0921E-04	

Tabelle 9.6: Daten für BHKW mit Biogas

Braunkohle			
		Referenzanlage Schwarze Pumpe	Quelle
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	112.065.217	/44/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	102.722.222	/27/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	91,66	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	12.855.735	/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	35.790.000	/44/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	35.790.000	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	871,71	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb		
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	96,60	/44/
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		41	/29/
Leistung in MW	P	1.600	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	23	/30/
Vollastbenutzungsstunden	tvoll	7.595	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	279.496.000	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	0,843	/34/
Mineralstoffe	mmslc	32,062	/34/
Aluminium	mallc	0,021	/34/
Kupfer	mculc	0,006	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,013	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	2,490	/33/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	125197,39	/44/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,0004	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	0,000	
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	1033,7	/33/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	379,0	/31/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	819,0	/31/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	92,2	/33/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	2.045.167.525	/44/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	3.487.311.073	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	12,48	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	215.288.036	/44/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	6.209.975.486	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	22,22	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	61.355.026	/44/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	96.750.695	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	0,35	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	9.794.037.254	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	35,04	
Vergütung in EUR/MWh	e	38,7	/67/
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	3,61	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	30	/29/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	613.550.257	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	2,20	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	90	/29/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	5.588.977.937	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	19,997	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	96.750.695	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	0,346	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	6.299.278.890	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	22,54	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	6.019,38	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	2,1537E-05	

Tabelle 9.7: Daten für ein braunkohlebefeuetes Kraftwerk

Solarthermie				
Referenzanlagen				
Hennigsdorf EFH				
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	1.650.000		
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	29.400		/29/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	1,78		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000		/3/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	29.400		/29/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	0		
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	29.400		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	8,27		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	72.312		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	28,91		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		42	42	/29/
Leistung in MW	P	0,40	0,003	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	10	10	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	1.000	1.000	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	4.000	32	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	0,944	0,857	/40/
Mineralstoffe	mmslc	2,789	2,722	/40/
Aluminium	mallc	0,767	0,793	/40/
Kupfer	mculc	0,720	1,073	/40/
Kunststoffe	mkulc	0,206	0,251	/40/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,168	0,168	/33/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	0	0	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,000	0,000	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh				
	wfos	1,123	1,123	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	38,1	20,0	/34/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	47,3	40,7	/34/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	60,2	45,9	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	5,3	3,6	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	5	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	445.847	7.000	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	577.392	9.065	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	144,35	287,79	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	4.458	225	/29,40/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	48.819	2.464	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	12,20	78,2	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	114.591	800	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	139.685	976	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	34,92	30,97	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	765.896	12.505	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	191,47	396,97	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	163,37	163,37	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-28,10	-233,60	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	20		/29/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	89.169	1.400	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	22,29	44,4	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	100		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	48.819	2.464	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	12,205	78,212	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	139.685	976	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	34,921	30,974	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	277.674	4.839	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	69,42	153,63	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	0,61	0,01	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	0,000152568	0,00033765	

Tabelle 9.8: Daten für Solarthermieanlagen

Wärmepumpe			
		Referenzanlage	Quelle
		EFH	
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	10.277.778	/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	41.310	/29/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	0,40	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000	/3/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	41.310	/29/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	199.480	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	240.790	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	51,50	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	138	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	99,94	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		366	/34/
Leistung in MW	P	0,010	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	1.600	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	292	/34/
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	0,447	/34/
Mineralstoffe	mmslc	1,325	/34/
Aluminium	mallc	0,000	/34/
Kupfer	mculc	0,070	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,497	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,637	/34/
Betriebsflächenbedarf in m ²	ABT	8	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m ² /MWh	aBT	0,0274	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh			
	wfos	0,655	
III.2 Life-cycle CO ₂ - Emission in kg/MWh	co2lc	327,2	/34/
III.3 Life-cycle SO ₂ - Emission in g/MWh	so2lc	135,8	/34/
III.4 Life-cycle NO _x - Emission in g/MWh	noxlc	268,9	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	30,8	/34/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	22.038	/41/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	31.848	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	109,07	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	887	/41/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	15.339	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	52,53	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	550	/42/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	740	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	2,54	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	47.927	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	164,14	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	163,37	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-0,77	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	15	/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	3.306	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	11,32	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	100	/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	15.339	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	52,534	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	740	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	2,535	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	19.385	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	66,39	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	0,03	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	9,7275E-05	

Tabelle 9.9: Daten für Wärmepumpenanlagen

Tiefengeothermie			
		Referenzanlage	Quelle
		Prenzlau	
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	325.000	/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	3.900	/29/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	1,20	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000	/3/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	3.900	/29/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	310	
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	4.210	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	1,63	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	85	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	98,02	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		145	/43/
Leistung in MW	P	0,5	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	2.000	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	15.000	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	3,256	/43/
Mineralstoffe	mmslc	0,530	/43/
Aluminium	mallc	0,003	/43/
Kupfer	mcucl	0,070	/29/
Kunststoffe	mkulc	0,002	/29/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,690	/43/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	200	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,0133	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	0,602	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	25,6	/34,29/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	42,2	/34,29/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	28,1	/34,29/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	3,8	/34,29/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	2.065.100	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	2.984.347	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	198,96	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	118.875	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	2.055.761	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	137,05	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	5.113	/29/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	6.881	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	0,46	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	5.046.990	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	336,47	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	163,37	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-173,10	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	2.065.100	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	137,67	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	2.055.761	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	137,051	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	6.881	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	0,459	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	4.127.743	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	275,18	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	6,05	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	4,0320E-04	

Tabelle 9.10: Daten für Tiefengeothermieanlagen

Holz		Referenzanlagen		Quelle
		Haidemühl	EFH	
I. Angebot / Bedarf				
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	8.240.000		/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	995.556		/3/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	12,08		
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000		/27/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	995.556		/3/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	5.180.436		/28/
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	6.175.992		
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	41,29		
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	14.121		/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	99,77		
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		80	80	/29/
Leistung in MW	P	1,821	0,010	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	1.977	1.600	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	54.002	240	
II. Ressourcenverbrauch				
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh				
Eisen	melc	0,162	0,162	/34/
Mineralstoffe	mmslc	1,604	1,604	/34/
Aluminium	mallc	0,005	0,005	/34/
Kupfer	mculc	0,002	0,002	/34/
Kunststoffe	mkulc	0,012	0,012	/34/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	0,231	0,231	/33/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	32	16	/29/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,001	0,067	
III. Umweltbeeinflussung				
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	1,060	1,060	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	29,4	29,4	/34/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	2,3	2,3	/34/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	1,6	1,6	/34/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	0,2	0,2	/34/
IV. Kosten				
Zinssatz Kredit in %	p	5	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	2.202.000	13.500	/29/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	3.182.186	19.509	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	58,93	81,29	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	107.280	550	/29/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	1.855.238	9.511	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	34,36	39,6	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	66.060	550	/42/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	88.908	740	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	1,65	3,08	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	5.126.332	29.761	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	94,93	124,00	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	163,37	163,37	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	68,44	39,37	
V. Wertschöpfung Brandenburg				
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500		/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	50		/36/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	1.101.000	6.750	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	20,39	28,1	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	60		/36/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	1.113.143	5.707	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	20.613	23.778	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100		/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	88.908	740	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	1,646	3,084	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	2.303.051	13.197	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	42,65	54,99	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	3,37	0,02	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	6,24875E-05	8,05681E-05	

Tabelle 9.11: Daten für Biomasseheizungen

Heizöl			
		Referenzanlage	Quelle
EFH			
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	19.955.000	/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	5.986.500	/3/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	30,00	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000	/3/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	5.990.000	/3/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	20.223.523	/28/
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	26.213.523	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	100,00	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	14.975	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	99,94	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		83	/29/
Leistung in MW	P	0,010	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Volllastbenutzungsstunden	tvoll	1.600	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	240	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	1,296	/31/
Mineralstoffe	mmslc	2,682	/32/
Aluminium	mallc	0,028	/31/
Kupfer	mcucl	0,079	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,000	/32/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	1,305	/46/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	16	/41/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,0667	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	0,000	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	374,4	/31/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	550,8	/31/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	460,8	/31/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	68,4	/31/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	24.520	/42/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	35.435	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	147,64	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	985	/42/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	17.034	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	70,98	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	1.000	/42/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	1.346	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	5,61	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	53.815	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	224,23	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	0,00	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-224,23	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	12	/42,43/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	2.942	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	12,26	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	30,5	/47/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	5.195	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	21,647	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	1.346	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	5,608	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	9.484	
V.4 Anteil an der spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	39,52	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	0,01	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	5,7898E-05	

Tabelle 9.12: Daten für Ölheizungen

Erdgas			
		Referenzanlage	Quelle
		EFH	
I. Angebot / Bedarf			
I.1 Techn. Potenzial in MWh/a	Wvb	19.955.000	/3/
Genutztes Potenzial in MWh/a	Wv	13.968.500	/3/
I.2 Nutzungsgrad techn. Potenzial in %	aw	70,00	
Endenergiebedarf in MWh/a	EB	19.955.000	/3/
Verfügte Endenergie in MWh/a	Ev	13.968.500	/3/
Reservearbeit in MWh/a	Eres	47.163.940	/28/
Verfügbare Endenergie in MWh/a	Evb	61.132.440	
I.3 möglicher Versorgungsgrad in %	v	100,00	
Unplanmäßige nichtverfügbare Endenergie in MWh/a	Eunvb	34.921	/28/
I.4 Versorgungszuverlässigkeit in %	r	99,94	
I.5 Umwandlungswirkungsgrad in %		85	/29/
Leistung in MW	P	0,010	/29/
Nutzungsdauer laut AfA in Jahren	tN	15	/30/
Vollastbenutzungsstunden	tvoll	1.600	/29/
Arbeit in x Jahren in MWh	EN	240	
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	melc	1,930	/31/
Mineralstoffe	mmslc	0,684	/32/
Aluminium	mallc	0,029	/31/
Kupfer	mculc	0,079	/31/
Kunststoffe	mkulc	0,000	/32/
II.2 KEA nichterneuerbar in MWh / MWh	elc	1,278	/46/
Betriebsflächenbedarf in m²	ABT	8	/41/
II.3 Spezif. Inanspruchnahme von Betriebsflächen in m²/MWh	aBT	0,0333	
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Vermiedener Verbrauch fossiler Energieträger in MWh/MWh	wfos	0,000	
III.2 Life-cycle CO2 - Emission in kg/MWh	co2lc	316,8	/31/
III.3 Life-cycle SO2 - Emission in g/MWh	so2lc	295,2	/31/
III.4 Life-cycle NOX - Emission in g/MWh	noxlc	352,8	/31/
III.5 Life-cycle Staub - Emission in g/MWh	stlc	97,2	/31/
IV. Kosten			
Zinssatz Kredit in %	p	5	/64/
Inflationsrate in %	pi	2	/64/
Herstellungskosten in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KH0	15.670	/41,42/
Herstellungskosten inkl. Zinsen in EUR	KH	22.645	
IV.1 Herstellungskosten in EUR/MWh	kH	94,36	
Jährliche Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/a (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KBTEHj	915	/41,42/
Summe aller Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR	KBTEH	15.823	
IV.2 Kosten für Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kBTEH	65,93	
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Beginn der Nutzungsdauer)	KSLES0	550	/42/
Kosten für Stilllegung in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KSLES	740	
IV.3 Spezif. Kosten für Stilllegung in EUR/MWh	kSLES	3,08	
Gesamtkosten in EUR (Stand: Ende der Nutzungsdauer)	KG	39.209	
IV.4 Spezif. Gesamtkosten in EUR/MWh	kG	163,37	
Ersparnis gegenüber Erdgas in EUR/MWh	e	0,00	
Gewinnvergleichsrechnung in EUR/MWh	g	-163,37	
V. Wertschöpfung Brandenburg			
Arbeitsproduktivität in Brandenburg in EUR/a	APB	45.500	/35/
prozentualer Anteil an der Wertschöpfung	prozAW	12	/41/
Wertschöpfungsanteil - Investition in EUR	KAI	1.880	
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition in EUR/MWh	kAI	7,84	
prozentualer Anteil an Betrieb/Erhaltung	prozAW	50	/29/
Wertschöpfungsanteil - Betrieb/Erhaltung in EUR	KABTEH	7.912	
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung in EUR/MWh	kABTEH	32,966	
prozentualer Anteil an der Stilllegung	prozASL	100	/29/
Wertschöpfungsanteil - Stilllegung/Entsorgung in EUR	KASLES	740	
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung in EUR/MWh	kASLES	3,084	
Wertschöpfungsanteil - Gesamt in EUR	KAG	10.532	
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	kAG	43,88	
Anteil am AK-Bedarf - Gesamt in VBE	AKA	0,02	
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt in VBE/MWh	akA	6,4300E-05	

Tabelle 9.13: Daten für Gasheizungen

Wasserkraft		Grießen	Stecher
	Einheiten		
I. Angebot/Bedarf			
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	92.000	92.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	15,54	15,54
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	0,72	0,72
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	78,96	78,96
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	83	83
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	kg/MWh	6,573	5,509
Mineralstoffe	kg/MWh	84,893	69,239
Aluminium	kg/MWh	0,006	0,007
Kupfer	kg/MWh	0,025	0,043
Kunststoffe	kg/MWh	0,001	0,001
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,060	0,004
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,009	0,013
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	2,430	2,487
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	25,2	21,1
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	78,9	66,1
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	54,4	45,2
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	5,4	4,6
IV. Kosten			
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	47,34	56,80
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	16,28	19,68
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	2,38	5,88
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	66,00	82,36
V. Wertschöpfung - Brandenburg			
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	14,75	17,70
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	9,77	11,81
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	2,38	5,88
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	26,90	35,38
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	2,956E-05	3,888E-05

Tabelle 9.14: Bewertungsschema für Wasserkraftanlagen

Windenergie		Klettwitz	Bärenbrück
	Einheiten		
I. Angebot/Bedarf			
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	3.300.000	3.300.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	40,15	40,15
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	25,67	25,67
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	14,41	14,41
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	42	42
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	kg/MWh	4,599	6,445
Mineralstoffe	kg/MWh	12,488	26,238
Aluminium	kg/MWh	0,010	0,017
Kupfer	kg/MWh	0,064	0,089
Kunststoffe	kg/MWh	0,357	0,670
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,043	0,033
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,022	0,108
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	2,447	2,458
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	14,8	22,8
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	60,4	89,7
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	31,5	50,7
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	4,6	7,1
IV. Kosten			
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	68,79	105,00
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	52,98	80,87
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,43	2,64
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	123,20	188,51
V. Wertschöpfung - Brandenburg			
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	13,98	21,34
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	39,74	60,65
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,43	2,64
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	55,14	84,62
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	7,574E-05	1,162E-04

Tabelle 9.15: Bewertungsschema für Windenergieanlagen

Photovoltaik		Geesow	EFH
	Einheiten		
I. Angebot/Bedarf			
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	1.650.000	1.650.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	0,08	0,08
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	12,83	12,83
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	38,49	38,49
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	9	9
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	kg/MWh	19,165	6,683
Mineralstoffe	kg/MWh	13,836	13,529
Aluminium	kg/MWh	0,122	0,638
Kupfer	kg/MWh	0,454	0,301
Kunststoffe	kg/MWh	0,100	0,100
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,546	0,546
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,594	0,000
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	1,944	1,944
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	65,8	35,4
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	266,5	136,0
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	153,2	108,9
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	15,9	8,0
IV. Kosten			
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	409,34	464,97
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	246,07	279,52
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	33,32	37,17
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	688,73	781,66
V. Wertschöpfung - Brandenburg			
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	33,76	38,35
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	246,07	279,52
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	33,32	37,17
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	313,15	355,03
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	3,441E-04	3,901E-04

Tabelle 9.16: Bewertungsschema für Photovoltaikanlagen

Feste Biomasse		Preschen
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	1.556.500
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	11,70
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	12,11
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	86,71
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	25
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	0,520
Mineralstoffe	kg/MWh	5,132
Aluminium	kg/MWh	0,017
Kupfer	kg/MWh	0,005
Kunststoffe	kg/MWh	0,037
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,453
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,008
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	2,037
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	94,1
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	147,6
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	1123,2
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	363,6
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	25,67
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	81,54
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,72
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	107,93
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	14,21
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	77,47
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,72
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	92,39
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	1,354E-04

Tabelle 9.17: Bewertungsschema für BHKW mit fester Biomasse

Pflanzenöl		Lehnin
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	1.634.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	1,50
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	12,71
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	86,70
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	40
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	0,520
Mineralstoffe	kg/MWh	5,132
Aluminium	kg/MWh	0,017
Kupfer	kg/MWh	0,005
Kunststoffe	kg/MWh	0,037
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,546
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,001
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	1,944
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	136,2
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	366,4
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	4148,6
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	290,9
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	25,06
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	143,10
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,70
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	168,86
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	13,87
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	135,94
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,70
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	150,52
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	2,205E-04

Tabelle 9.18: Bewertungsschema für BHKW mit Pflanzenöl

Biogas		Pirow
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	564.250
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	14,16
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	4,39
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	86,71
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	37
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	0,520
Mineralstoffe	kg/MWh	5,132
Aluminium	kg/MWh	0,017
Kupfer	kg/MWh	0,005
Kunststoffe	kg/MWh	0,037
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,140
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,043
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	2,350
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	2,1
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	397,3
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	2710,8
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	297,0
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	58,02
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	60,75
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,64
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	120,41
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	35,84
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	57,71
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,64
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	95,19
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	2,092E-04

Tabelle 9.19: Bewertungsschema für BHKW mit Biogas

Braunkohle	Schwarze Pumpe	
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	112.065.217
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	91,66
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	871,71
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	96,60
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	41
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	0,843
Mineralstoffe	kg/MWh	32,062
Aluminium	kg/MWh	0,021
Kupfer	kg/MWh	0,006
Kunststoffe	kg/MWh	0,013
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	2,490
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,000
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	0,000
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	1033,7
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	379,0
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	819,0
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	92,2
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	12,48
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	22,22
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,35
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	35,04
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	2,20
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	20,00
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,35
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	22,54
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	2,154E-05

Tabelle 9.20: Bewertungsschema für ein braunkohlebefeuetes Kraftwerk

Solarthermie		Hennigsdorf	EFH
	Einheiten		
I. Angebot/Bedarf			
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	1.650.000	1.650.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	1,78	1,78
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	8,27	8,27
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	28,91	28,91
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	42	42
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	kg/MWh	0,944	0,944
Mineralstoffe	kg/MWh	2,789	2,789
Aluminium	kg/MWh	0,767	0,767
Kupfer	kg/MWh	0,720	0,720
Kunststoffe	kg/MWh	0,206	0,206
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,168	0,168
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,000	0,000
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	1,123	1,123
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	38,1	38,1
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	47,3	47,3
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	60,2	60,2
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	5,3	5,3
IV. Kosten			
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	144,35	144,35
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	12,20	12,20
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	34,92	30,97
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	191,47	396,97
V. Wertschöpfung - Brandenburg			
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	22,29	22,29
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	12,20	12,20
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	34,92	34,92
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	69,42	69,42
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	1,526E-04	1,526E-04

Tabelle 9.21: Bewertungsschema für Solarthermieranlagen

Wärmepumpe		EFH
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	10.277.778
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	0,40
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	51,50
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	99,94
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	366
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	0,447
Mineralstoffe	kg/MWh	1,325
Aluminium	kg/MWh	0,000
Kupfer	kg/MWh	0,070
Kunststoffe	kg/MWh	0,497
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,637
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,027
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	0,655
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	327,2
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	135,8
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	268,9
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	30,8
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	109,07
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	52,53
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	2,54
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	164,14
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	11,32
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	52,53
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	2,54
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	66,39
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	9,727E-05

Tabelle 9.22: Bewertungsschema für Wärmepumpenanlagen

Tiefengeothermie		Prenzlau
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	325.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	1,20
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	1,63
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	98,02
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	145
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	3,256
Mineralstoffe	kg/MWh	0,530
Aluminium	kg/MWh	0,003
Kupfer	kg/MWh	0,070
Kunststoffe	kg/MWh	0,002
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,690
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,013
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	0,602
III.2 Spezifische life-cycle CO2 Emission	kg/MWh	25,6
III.3 Spezifische life-cycle SO2 Emission	g/MWh	42,2
III.4 Spezifische life-cycle NOx Emission	g/MWh	28,1
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	3,8
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	198,96
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	137,05
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,46
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	336,47
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	137,67
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	137,05
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	0,46
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	275,18
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	4,032E-04

Tabelle 9.23: Bewertungsschema für Tiefengeothermieanlagen

Holz		Haidemühl	EFH
	Einheiten		
I. Angebot/Bedarf			
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	8.240.000	8.240.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	12,08	12,08
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	41,29	41,29
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	99,77	99,77
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	80	80
II. Ressourcenverbrauch			
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh			
Eisen	kg/MWh	0,162	0,162
Mineralstoffe	kg/MWh	1,604	1,604
Aluminium	kg/MWh	0,005	0,005
Kupfer	kg/MWh	0,002	0,002
Kunststoffe	kg/MWh	0,012	0,012
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	0,231	0,231
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,001	0,067
III. Umweltbeeinflussung			
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	1,060	1,060
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	29,4	29,4
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	2,3	2,3
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	1,6	1,6
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	0,2	0,2
IV. Kosten			
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	58,93	81,29
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	34,36	39,63
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,65	3,08
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	94,93	124,00
V. Wertschöpfung - Brandenburg			
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	20,39	28,13
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	20,61	23,78
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	1,65	3,08
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	42,65	54,99
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	6,249E-05	8,057E-05

Tabelle 9.24: Bewertungsschema für Holzheizungen

Heizöl		EFH
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	19.955.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	30,00
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	100,00
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	99,94
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	83
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	1,296
Mineralstoffe	kg/MWh	2,682
Aluminium	kg/MWh	0,028
Kupfer	kg/MWh	0,079
Kunststoffe	kg/MWh	0,000
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	1,305
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,067
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	0,000
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	374,4
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	550,8
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	460,8
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	68,4
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	147,64
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	70,98
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	5,61
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	224,23
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	12,26
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	21,65
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	5,61
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	39,52
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	5,790E-05

Tabelle 9.25: Bewertungsschema für Ölheizungen

Erdgas		EFH
	Einheiten	
I. Angebot/Bedarf		
I.1 Technisches Potenzial	MWh/a	19.955.000
I.2 Nutzungsgrad des technischen Potenzials	%	70,00
I.3 möglicher Versorgungsgrad	%	100,00
I.4 Versorgungszuverlässigkeit	%	99,94
I.5 Umwandlungswirkungsgrad	%	85
II. Ressourcenverbrauch		
II.1 Materialverbrauch in kg/MWh		
Eisen	kg/MWh	1,930
Mineralstoffe	kg/MWh	0,684
Aluminium	kg/MWh	0,029
Kupfer	kg/MWh	0,079
Kunststoffe	kg/MWh	0,000
II.2 KEA fossil	MWh/MWh	1,278
II.3 spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen	m ² /MWh	0,033
III. Umweltbeeinflussung		
III.1 Spezifischer vermiedener Verbrauch fossiler Energie	MWh/MWh	0,000
III.2 Spezifische life-cycle CO ₂ Emission	kg/MWh	316,8
III.3 Spezifische life-cycle SO ₂ Emission	g/MWh	295,2
III.4 Spezifische life-cycle NO _x Emission	g/MWh	352,8
III.5 Spezifische life-cycle Staub Emission	g/MWh	97,2
IV. Kosten		
IV.1 Spezifische Kosten Herstellung	EUR/MWh	94,36
IV.2 Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	65,93
IV.3 Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	3,08
IV.4 Spezifische Gesamtkosten	EUR/MWh	163,37
V. Wertschöpfung - Brandenburg		
V.1 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Investition	EUR/MWh	7,84
V.2 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Betrieb/Erhaltung	EUR/MWh	32,97
V.3 Anteil an der spezif. Wertschöpfung - Stilllegung/Entsorgung	EUR/MWh	3,08
V.4 Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung	EUR/MWh	43,88
V.5 Anteil am spezif. AK-Bedarf - Gesamt	VBE/MWh	6,430E-05

Tabelle 9.26: Bewertungsschema für Gasheizungen

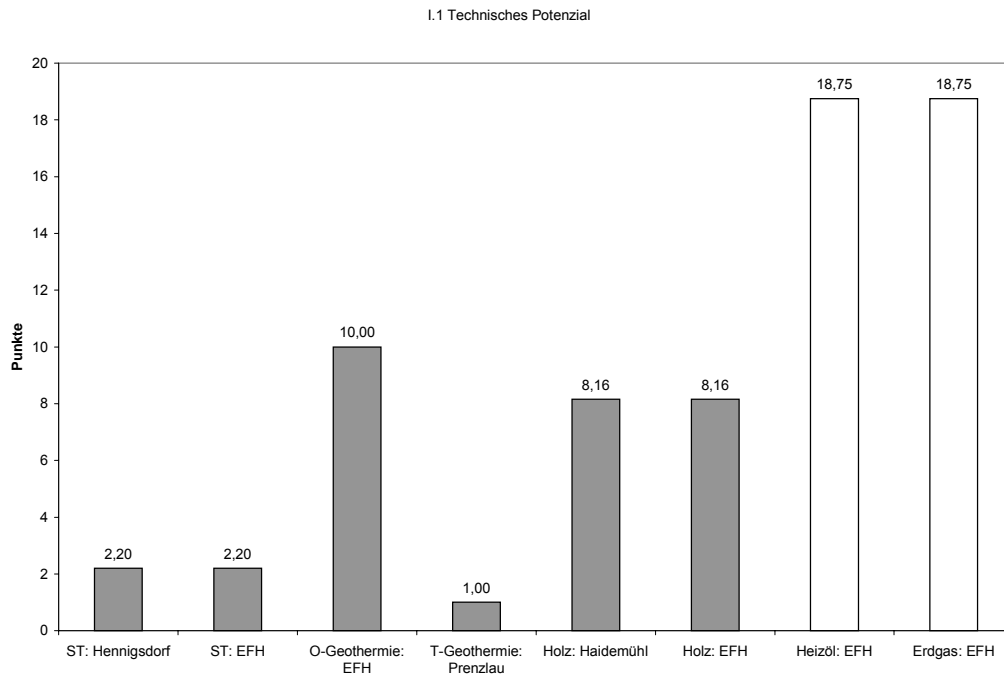


Abbildung 9.1: Technisches Potenzial - WE

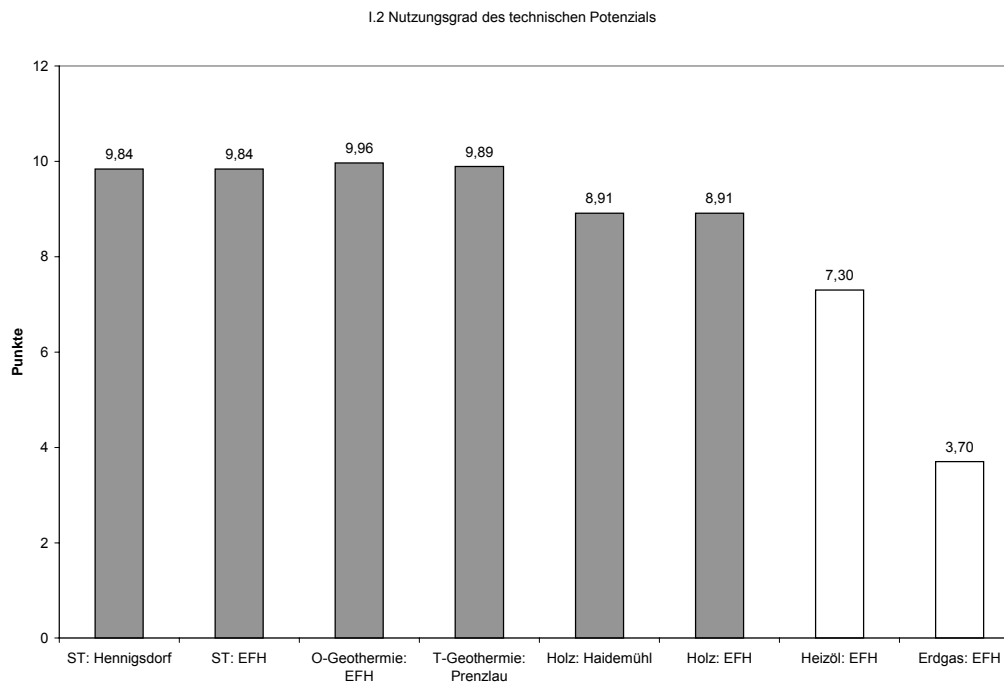


Abbildung 9.2: Nutzungsgrad des technischen Potenzials - WE

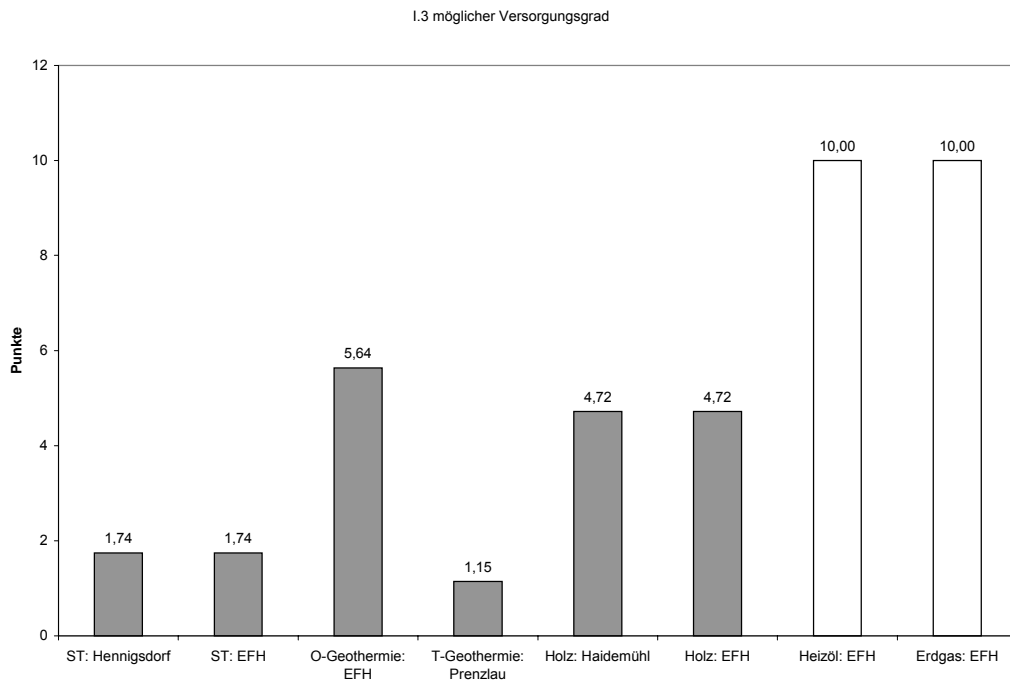


Abbildung 9.3: möglicher Versorgungsgrad - WE

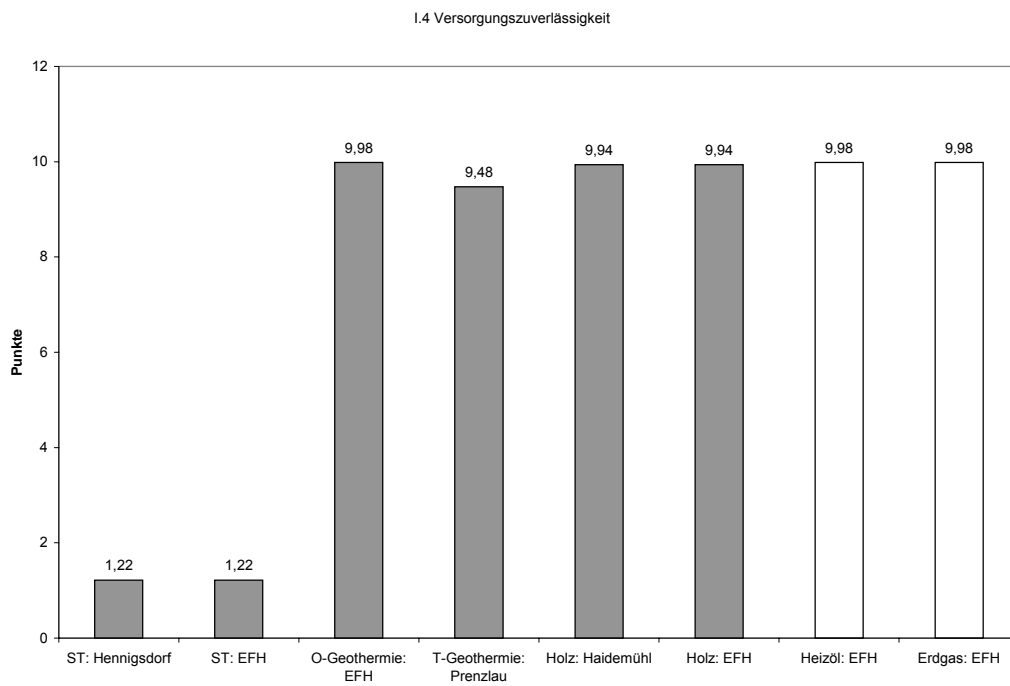


Abbildung 9.4: Versorgungszuverlässigkeit - WE

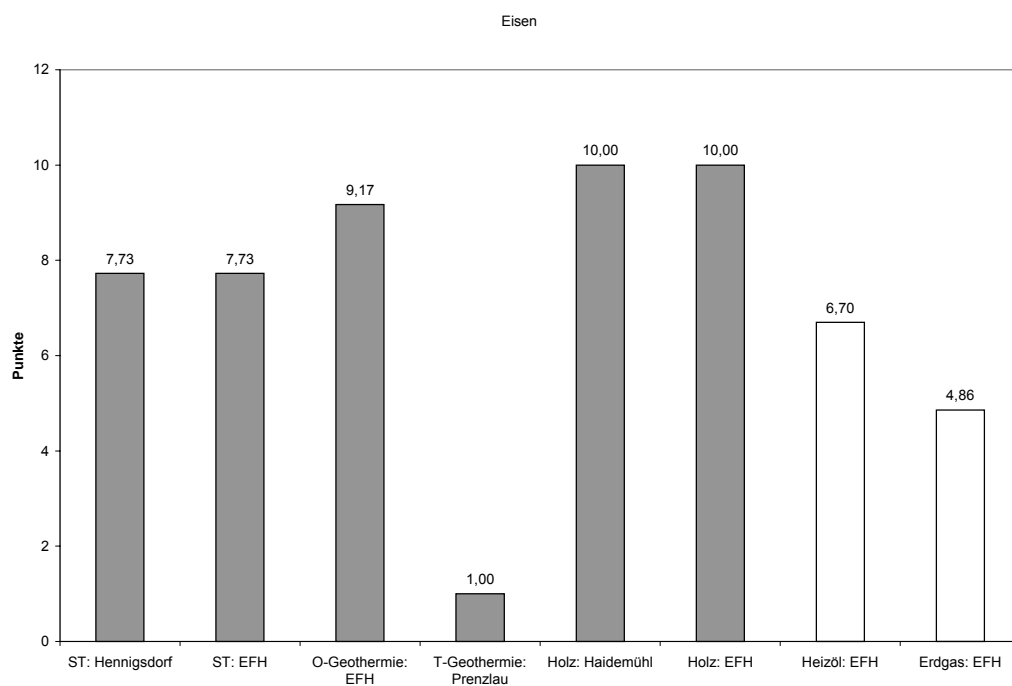


Abbildung 9.5: Eisen - WE

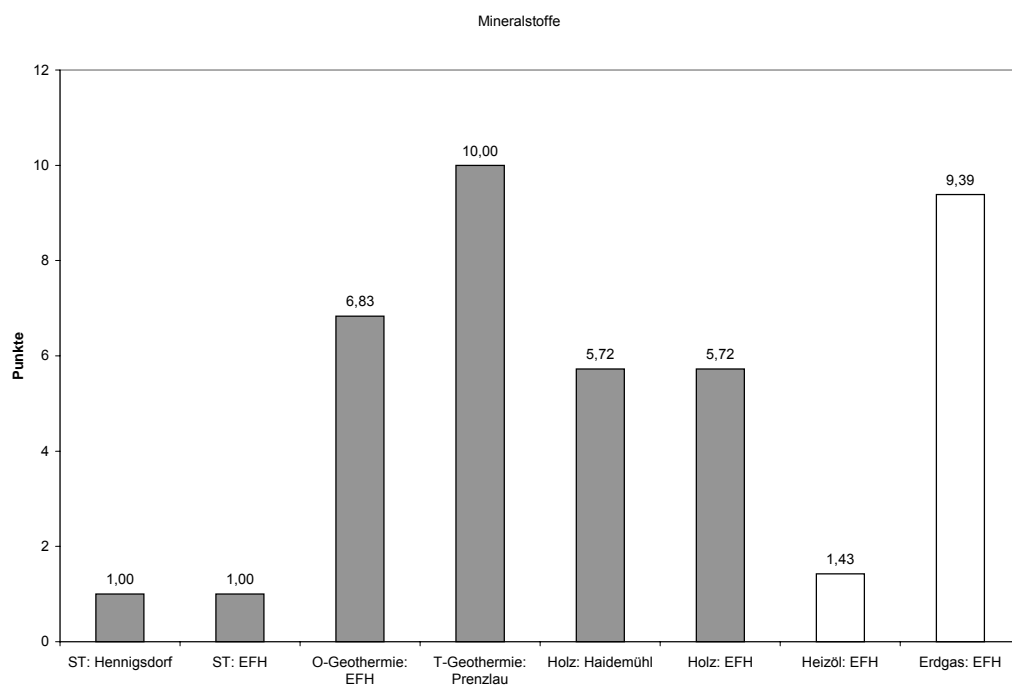


Abbildung 9.6: Mineralstoffe - WE

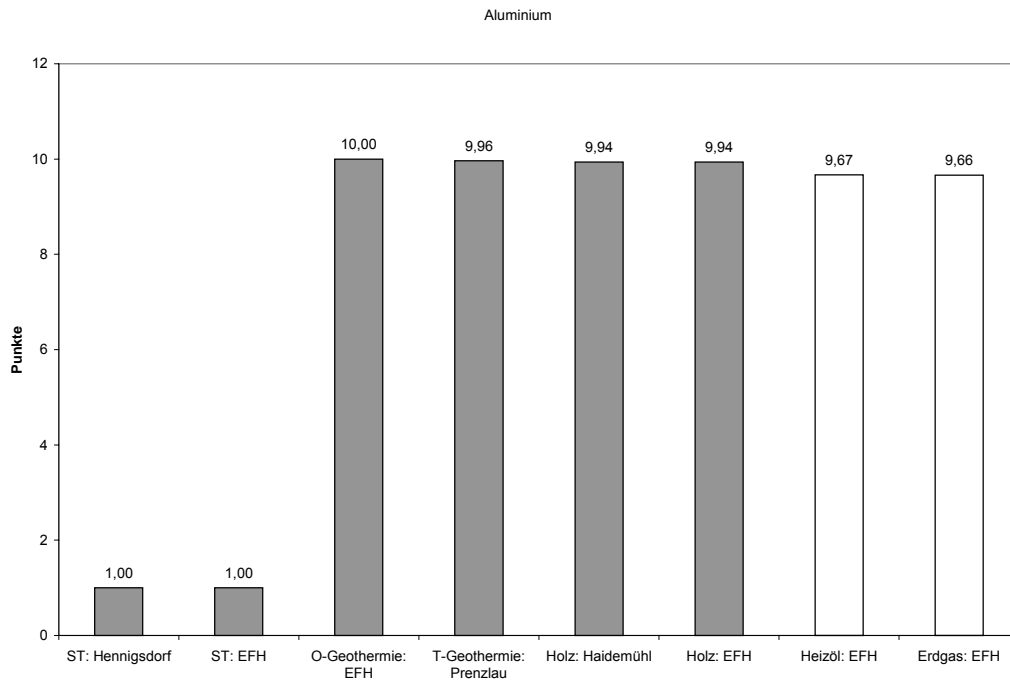


Abbildung 9.7: Aluminium - WE

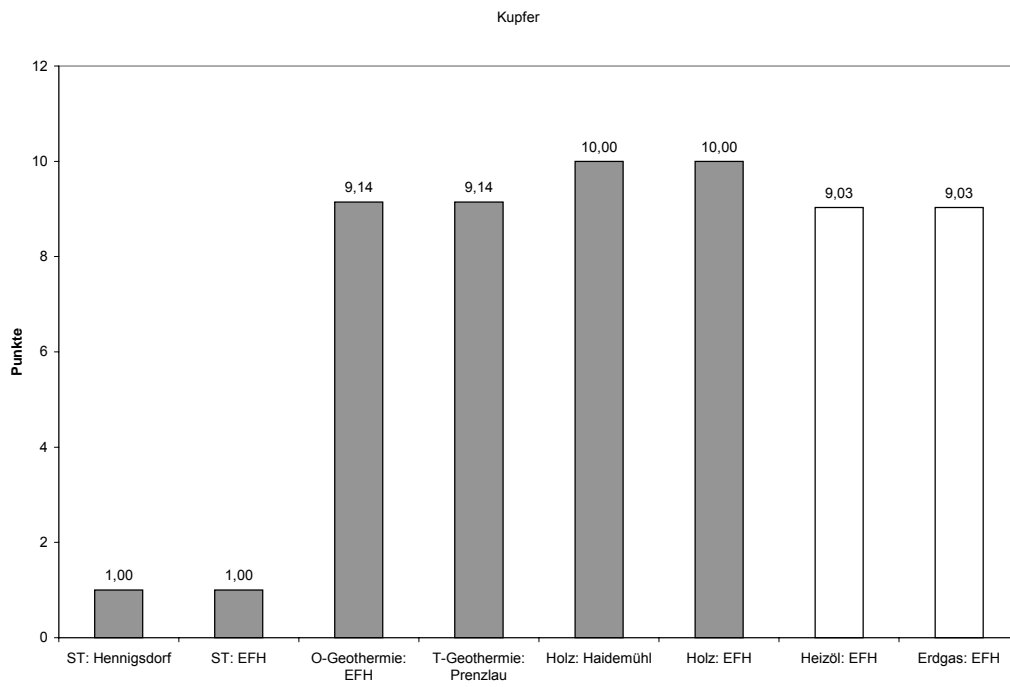


Abbildung 9.8: Kupfer - WE

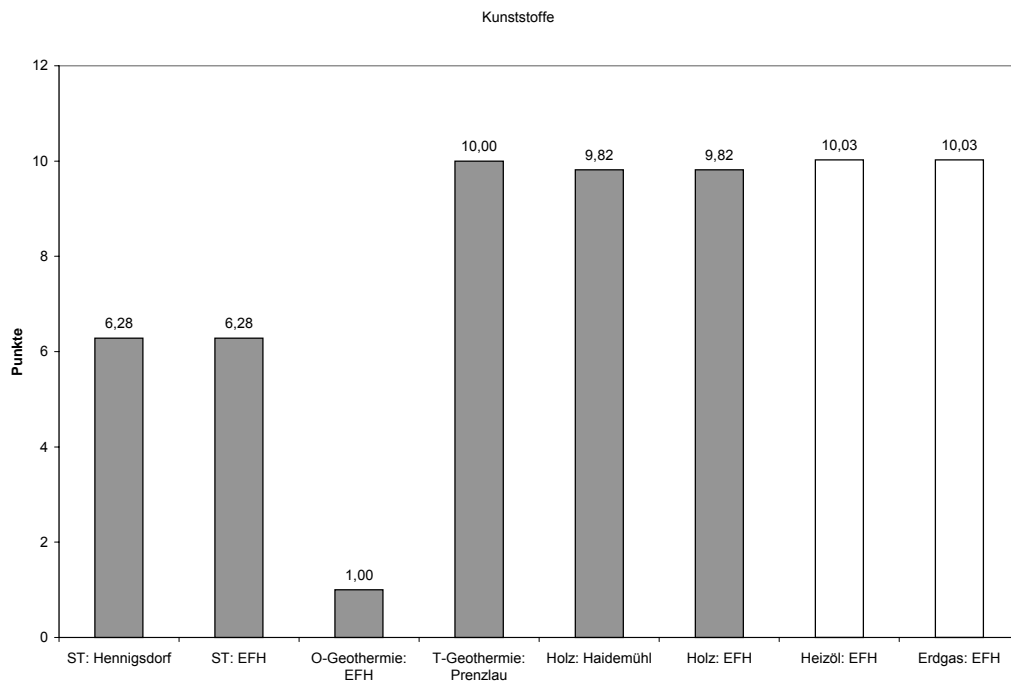


Abbildung 9.9: Kunststoffe - WE

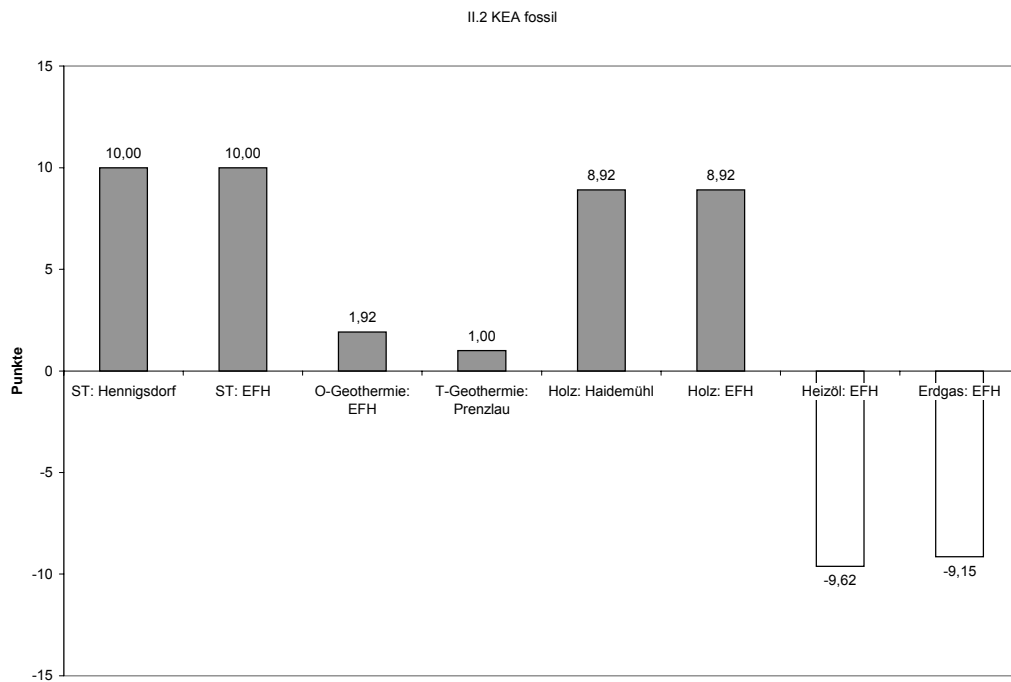


Abbildung 9.10: KEA fossil - WE

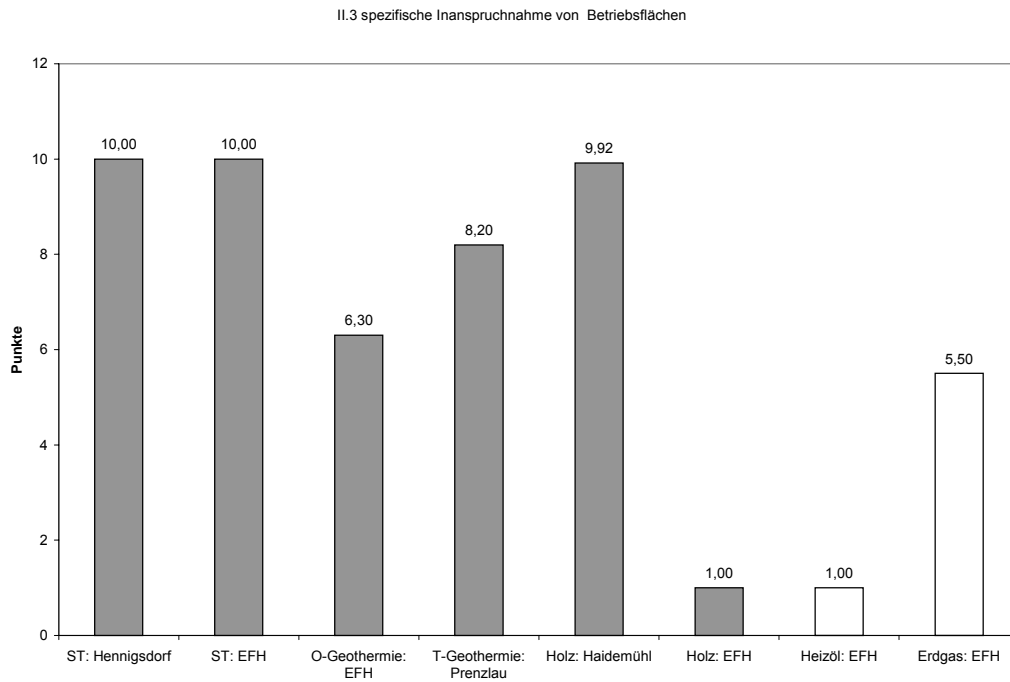
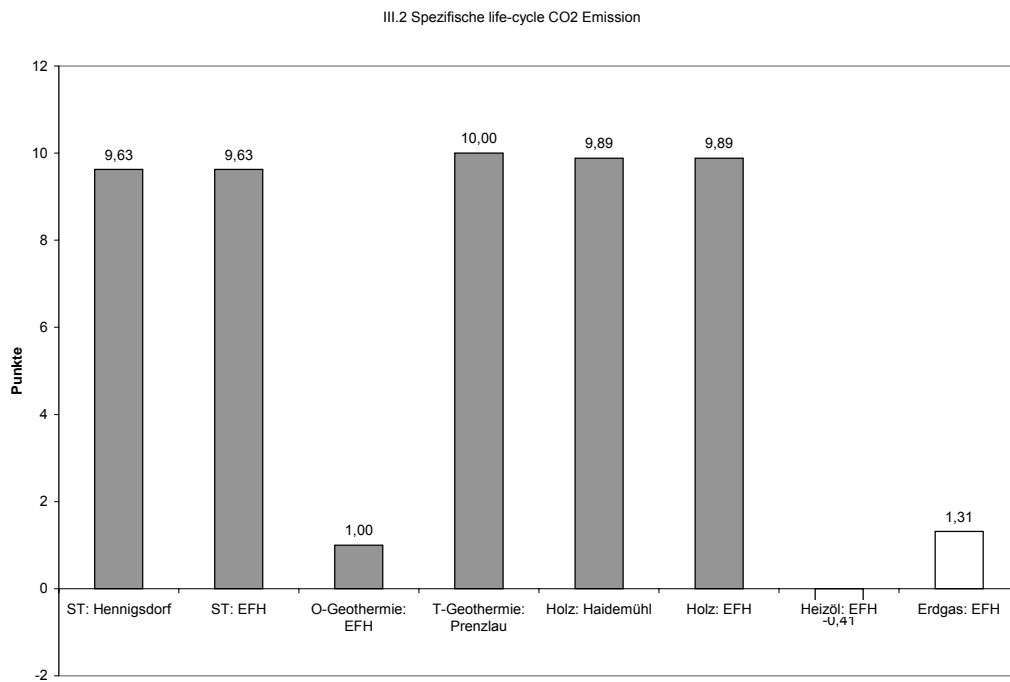


Abbildung 9.11: Spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen - WE

Abbildung 9.12: Spezifische life cycle CO₂-Emission - WE

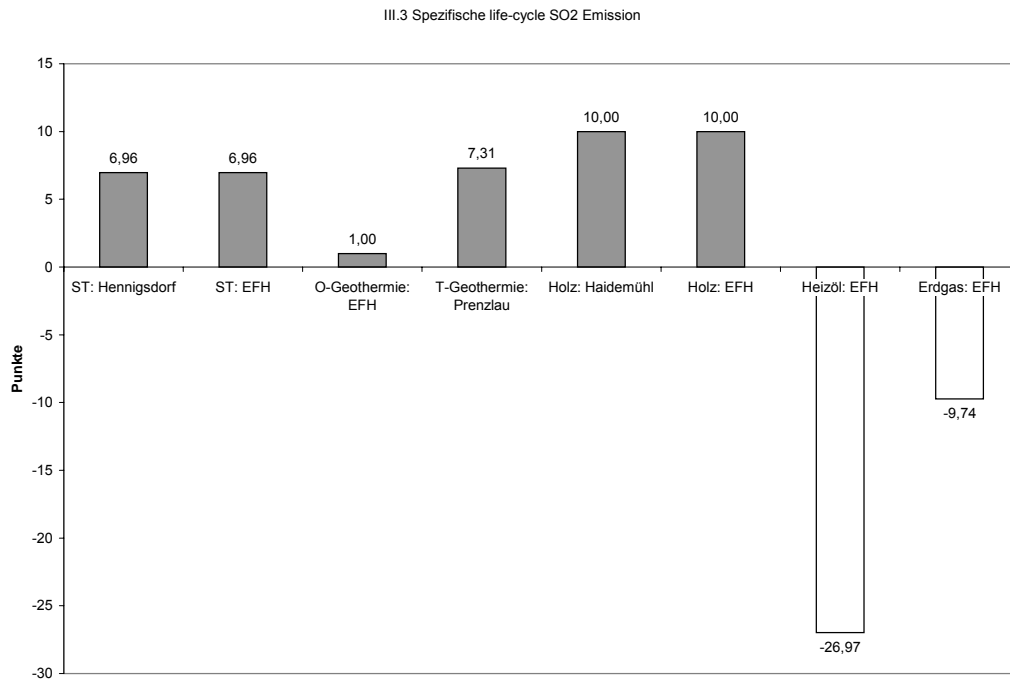


Abbildung 9.13: Spezifische life cycle SO₂-Emission - WE

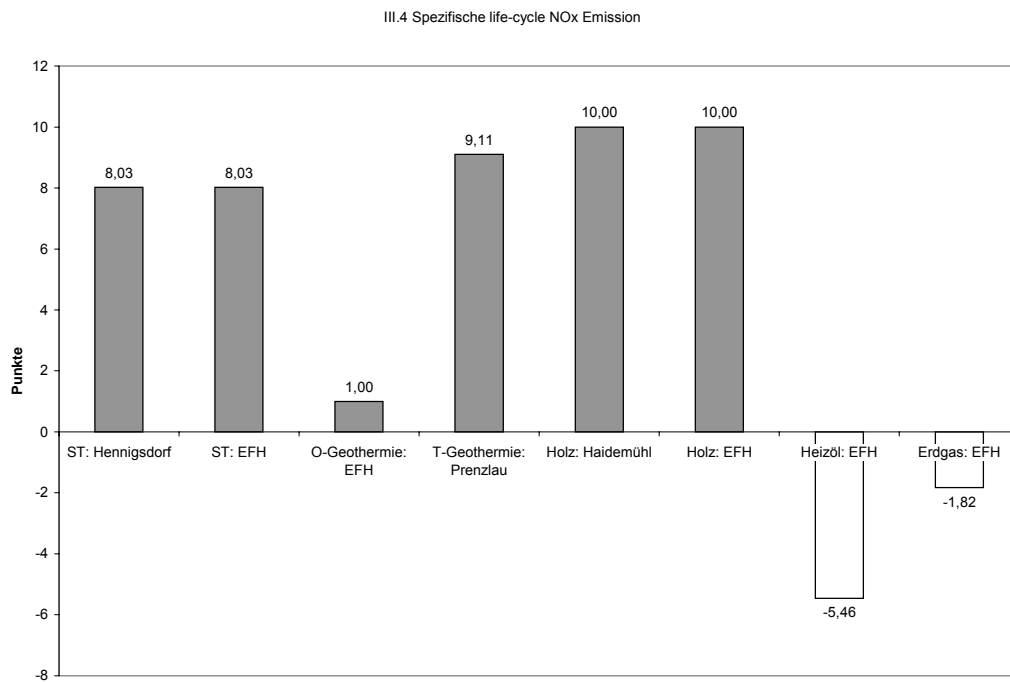


Abbildung 9.14: Spezifische life cycle NO_x-Emission - WE

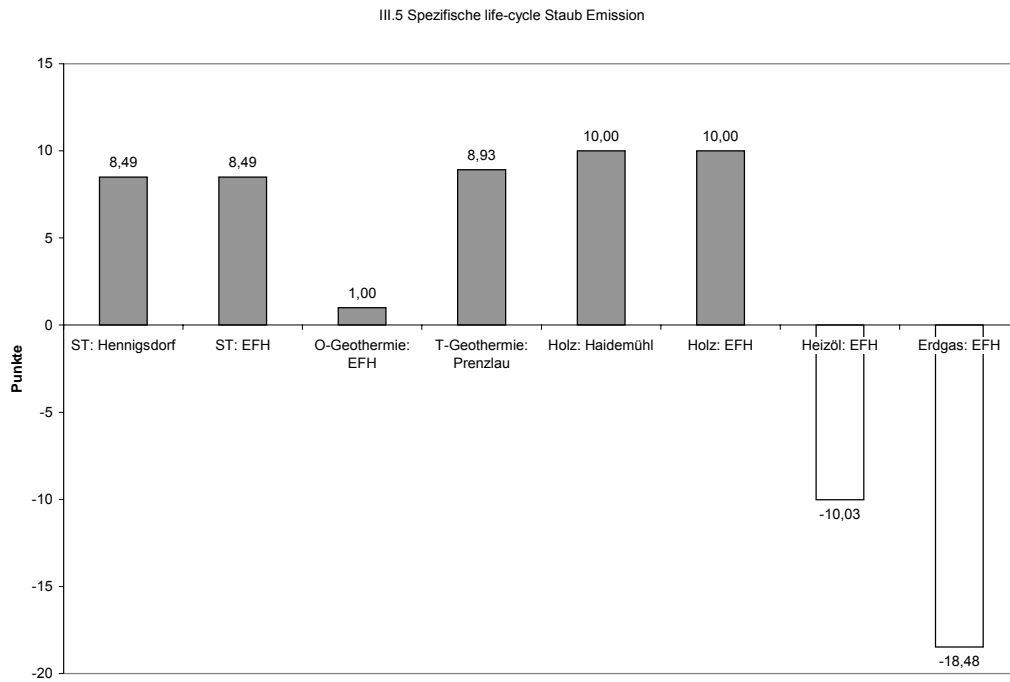


Abbildung 9.15: Spezifische life cycle Staub Emission - WE

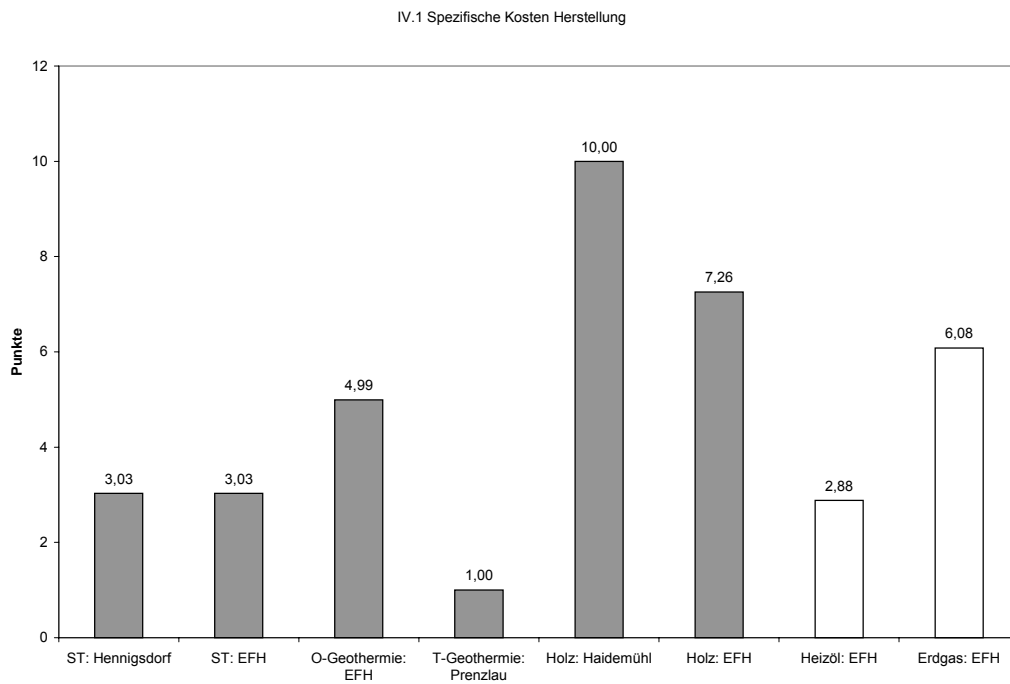


Abbildung 9.16: Spezifische Kosten Herstellung - WE

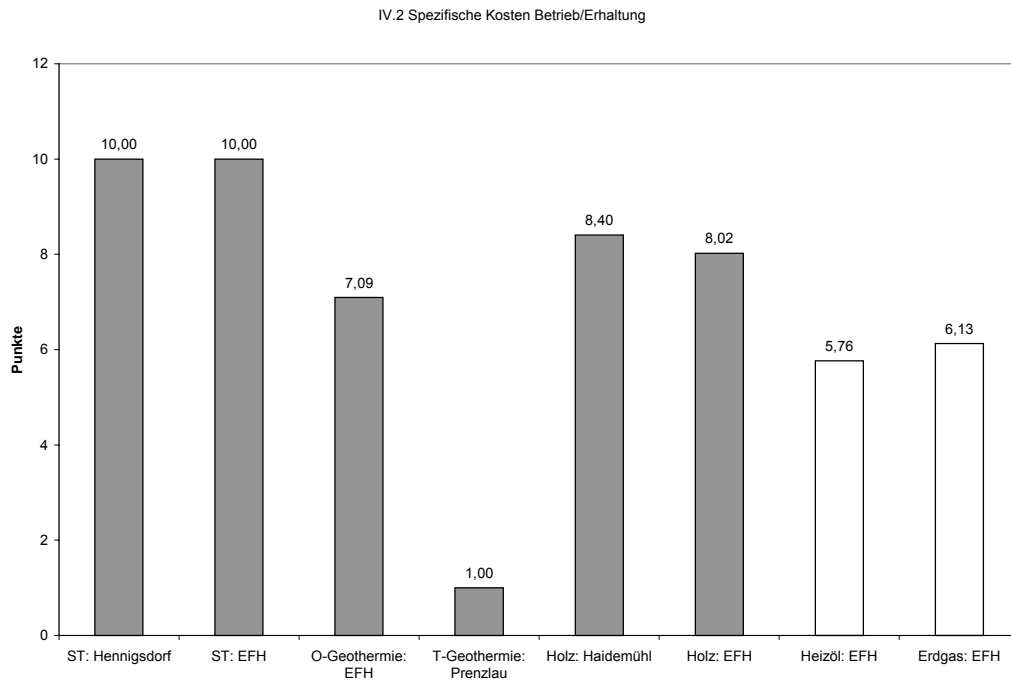


Abbildung 9.17: Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung - WE

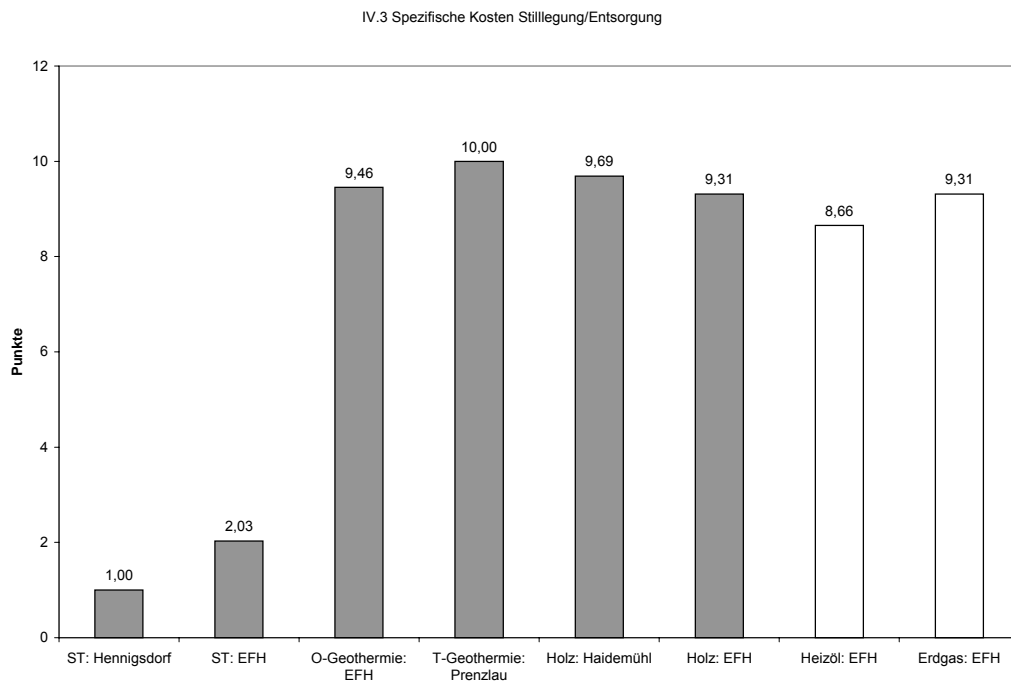


Abbildung 9.18: Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung - WE

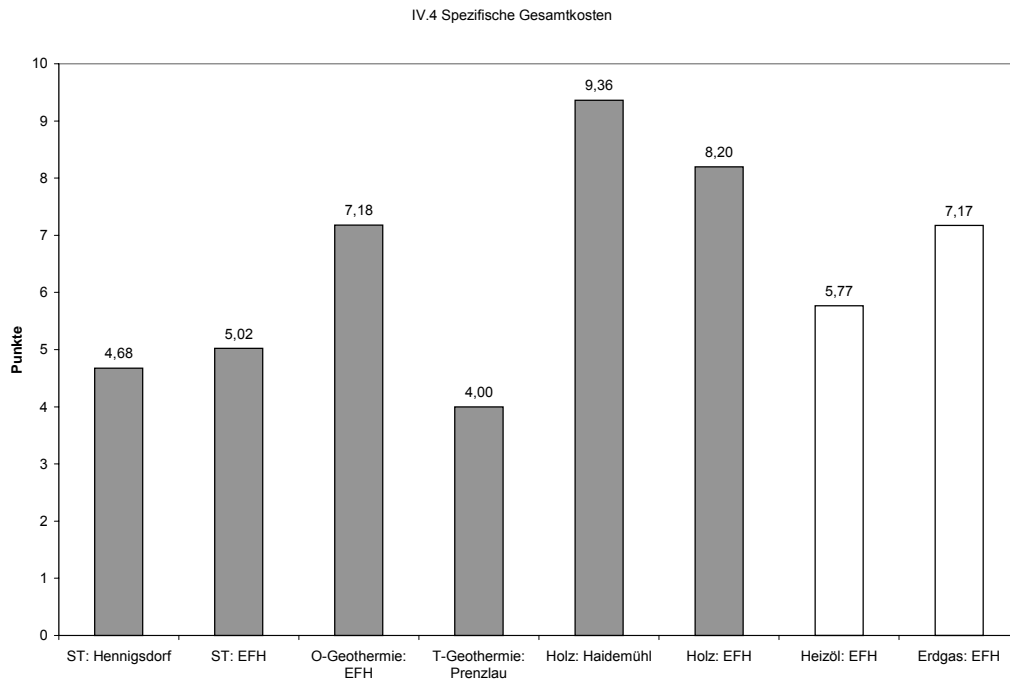


Abbildung 9.19: Spezifische Gesamtkosten - WE

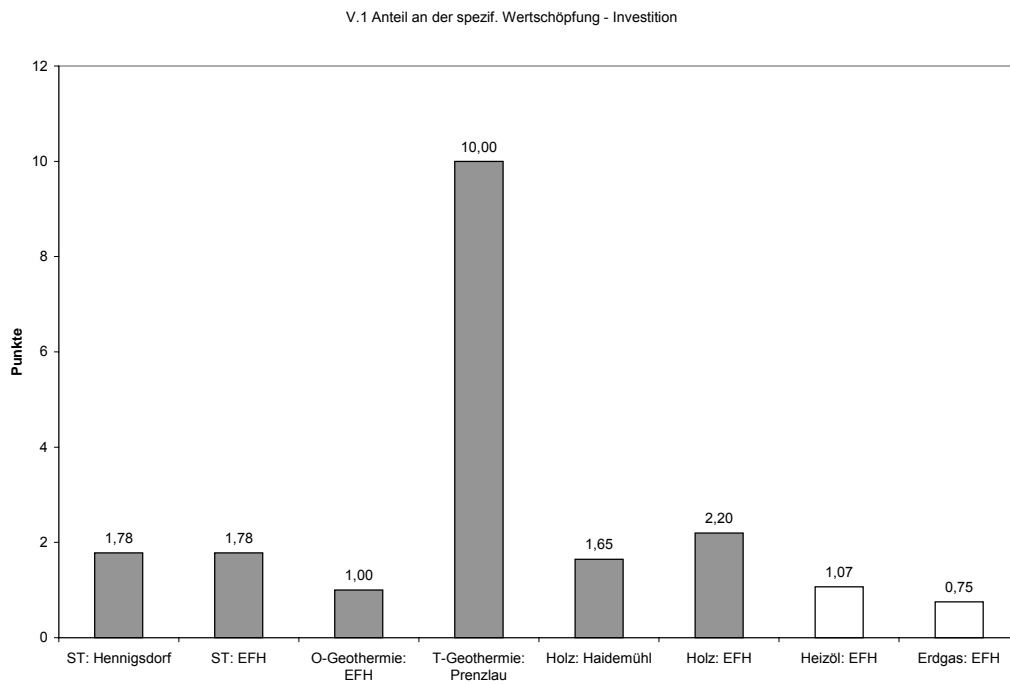


Abbildung 9.20: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Investition - WE

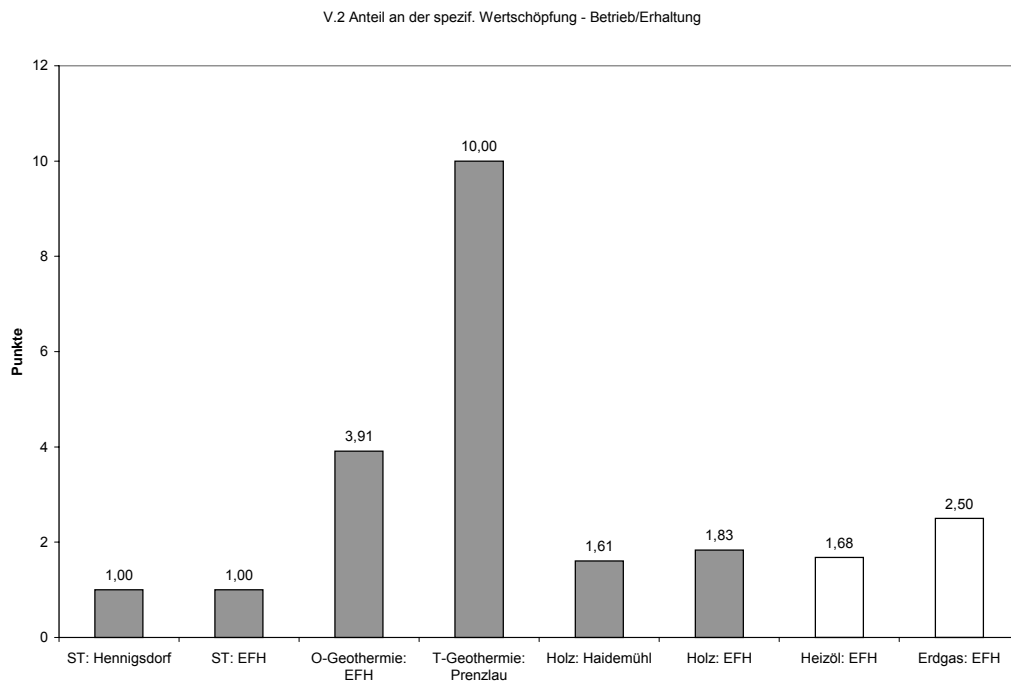


Abbildung 9.21: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Betrieb/Erhaltung - WE

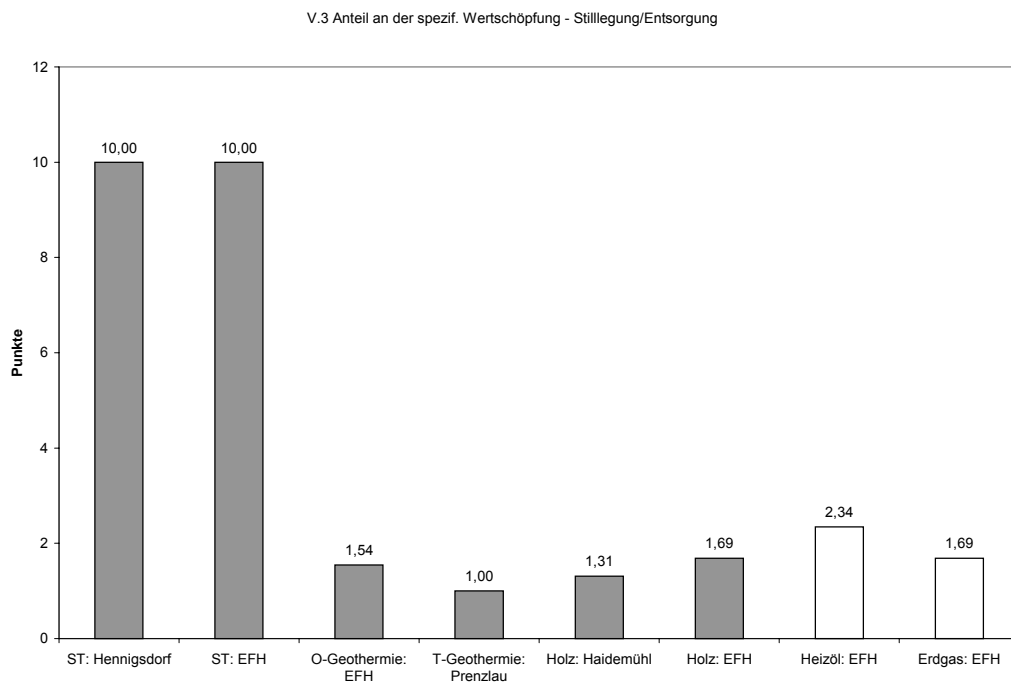


Abbildung 9.22: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Stilllegung/Entsorgung - WE

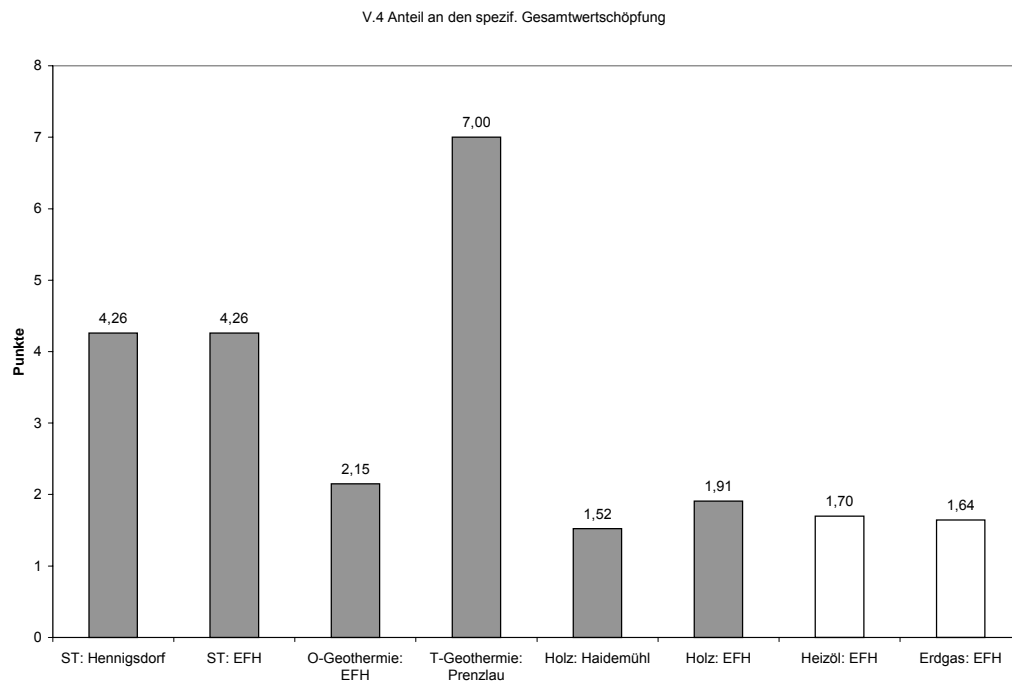


Abbildung 9.23: Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung - WE

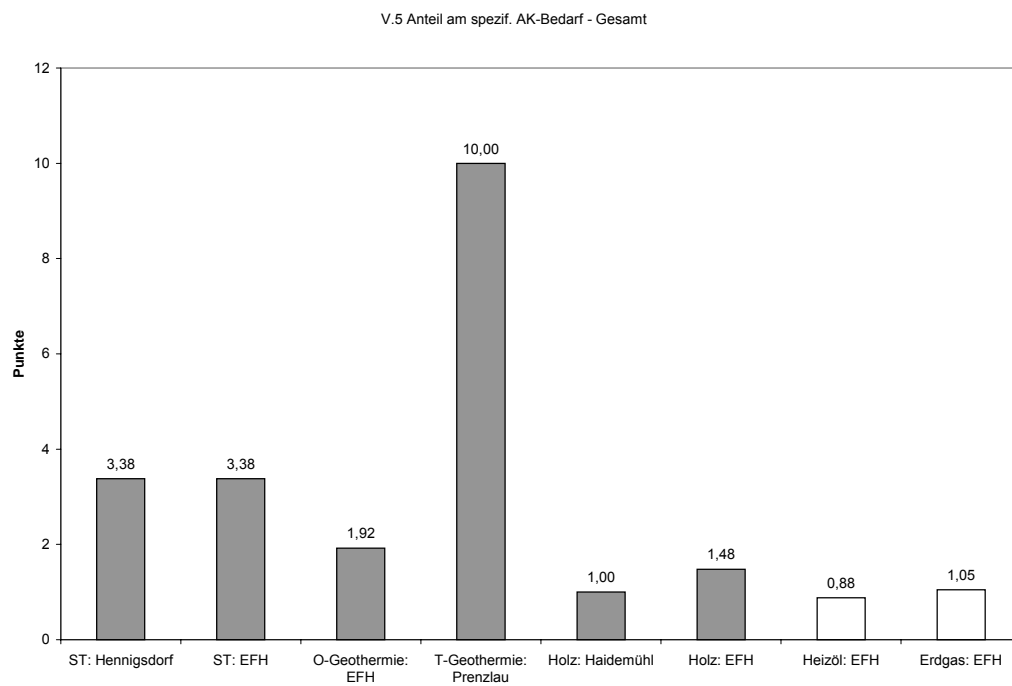


Abbildung 9.24: Anteil am spezif. AK – Bedarf – Gesamt - WE

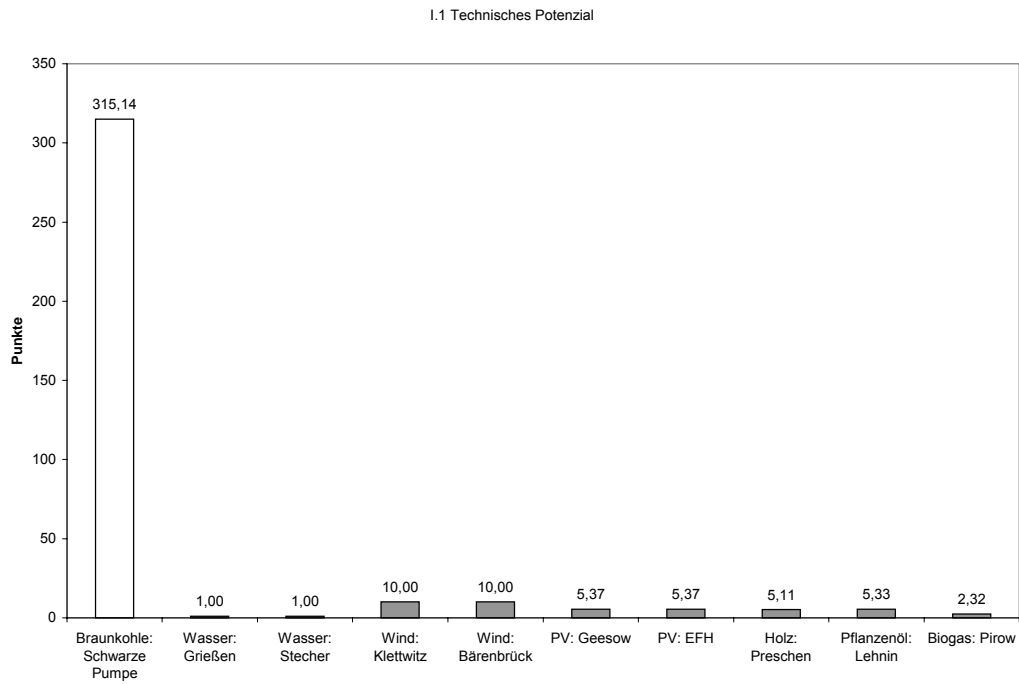


Abbildung 9.25: Technisches Potenzial - SE

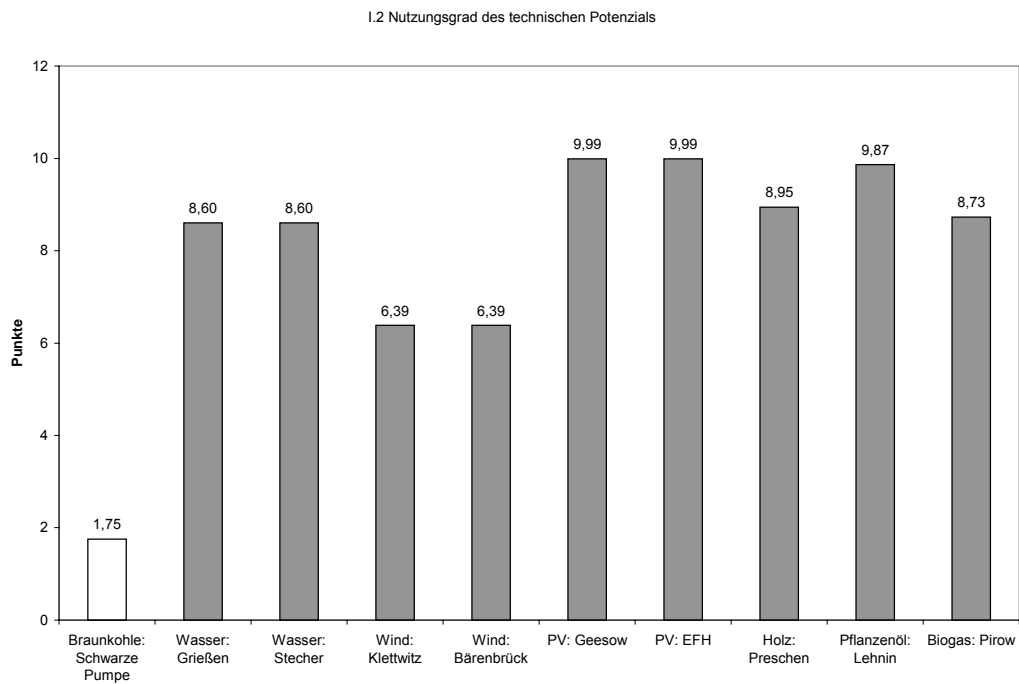


Abbildung 9.26: Nutzungsgrad des technischen Potenzials - SE

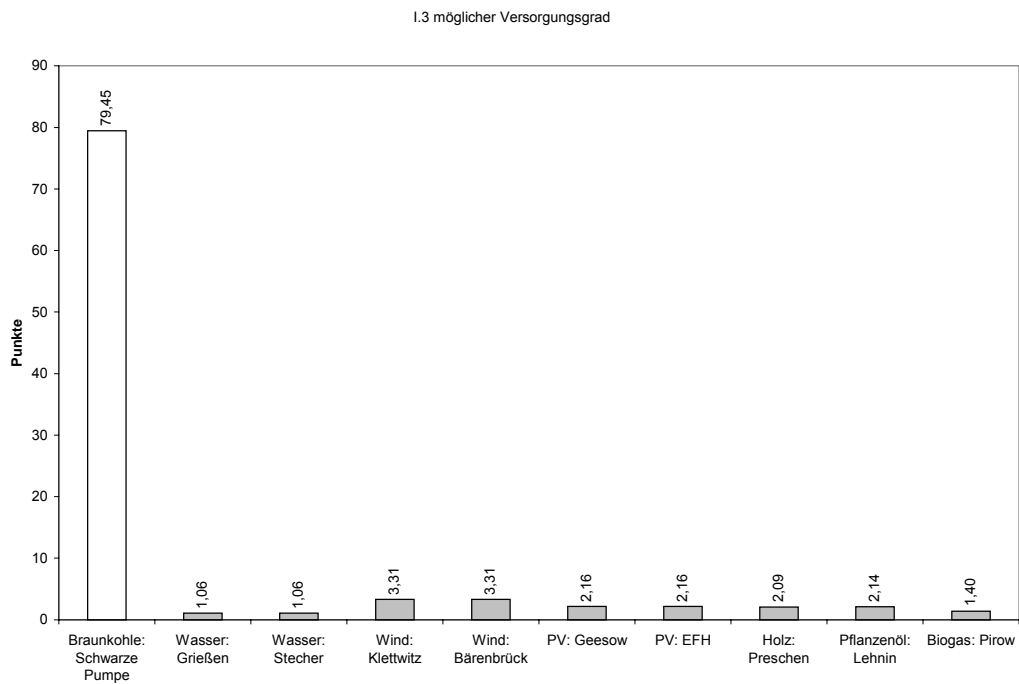


Abbildung 9.27: möglicher Versorgungsgrad - SE

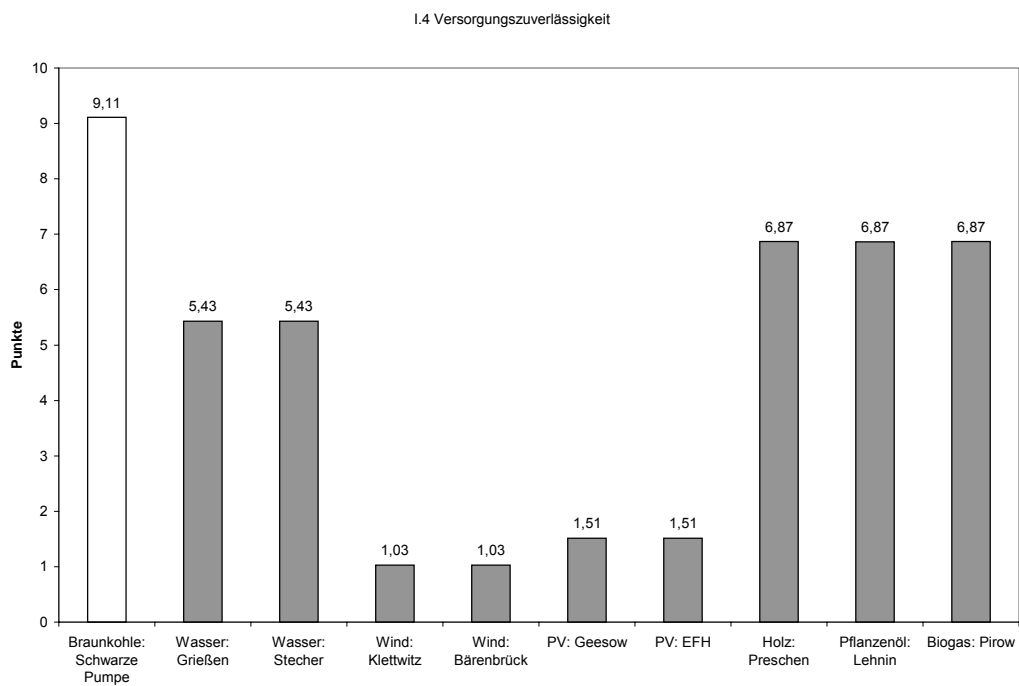


Abbildung 9.28: Versorgungszuverlässigkeit - SE

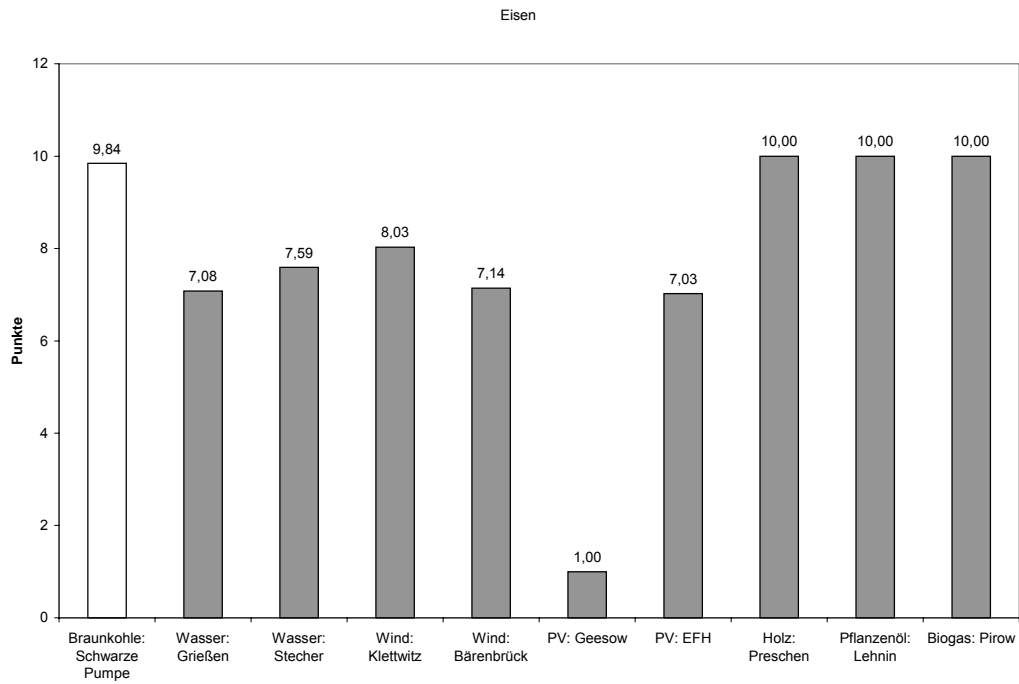


Abbildung 9.29: Eisen - SE

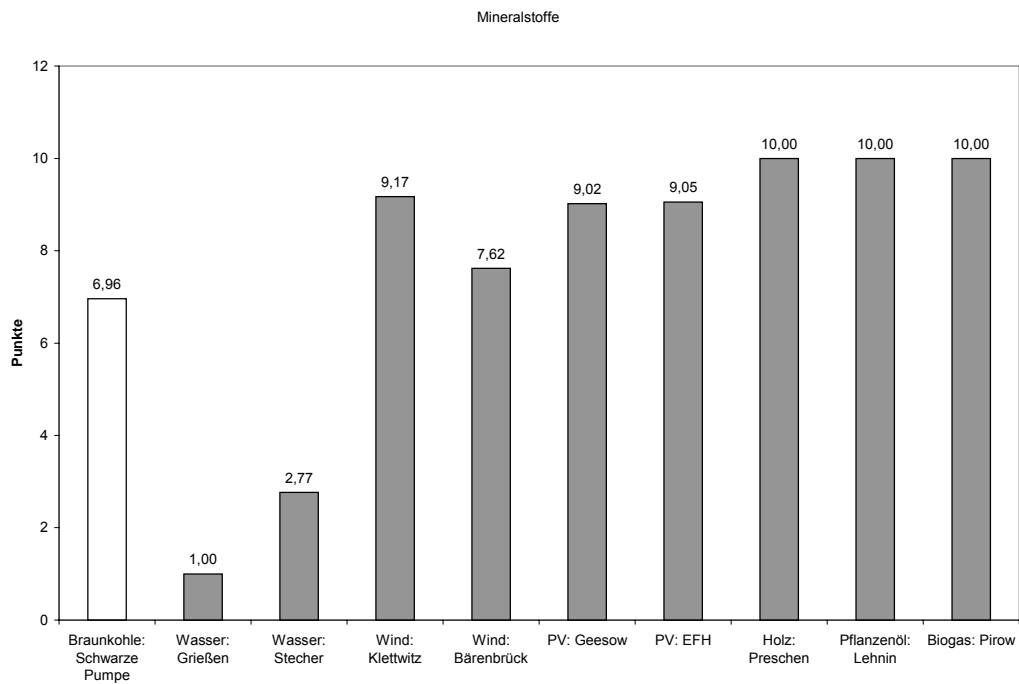


Abbildung 9.30: Mineralstoffe - SE

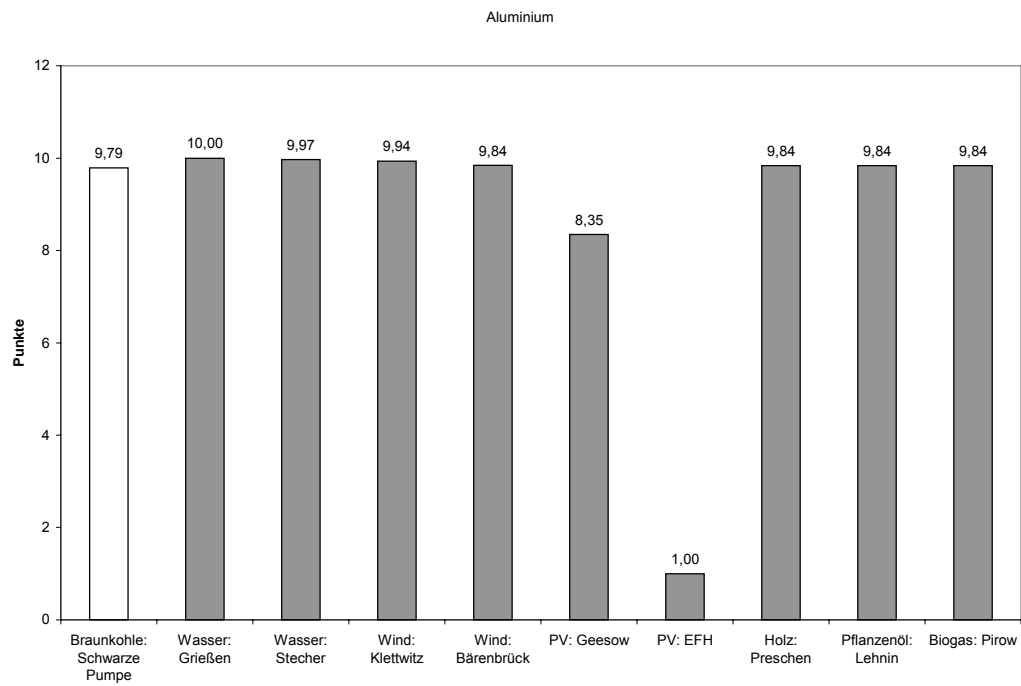


Abbildung 9.31: Aluminium - SE

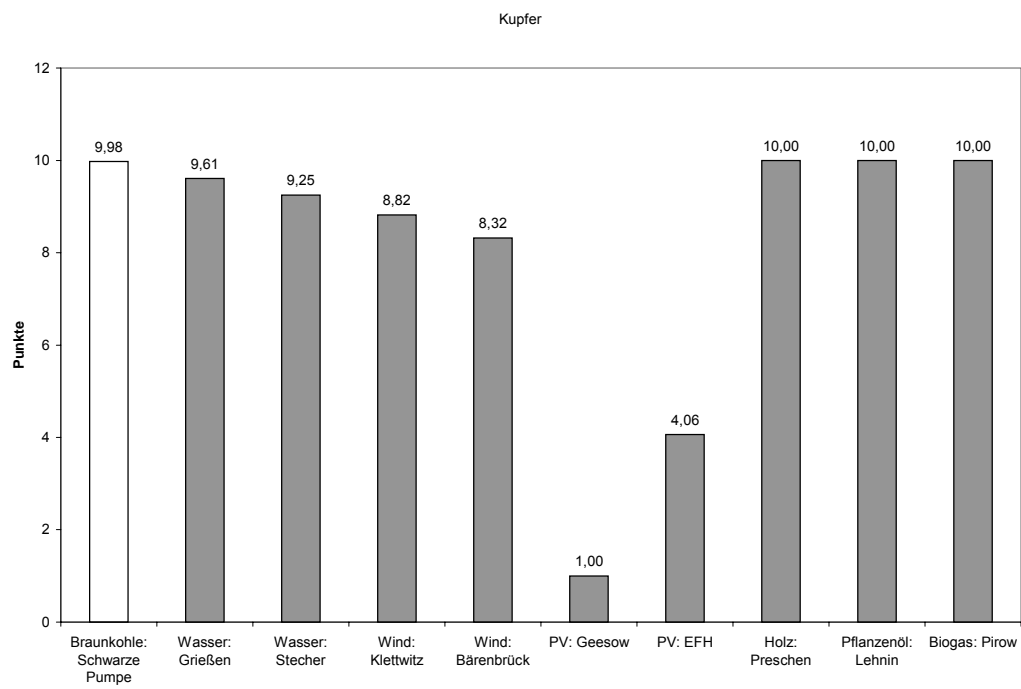


Abbildung 9.32: Kupfer - SE

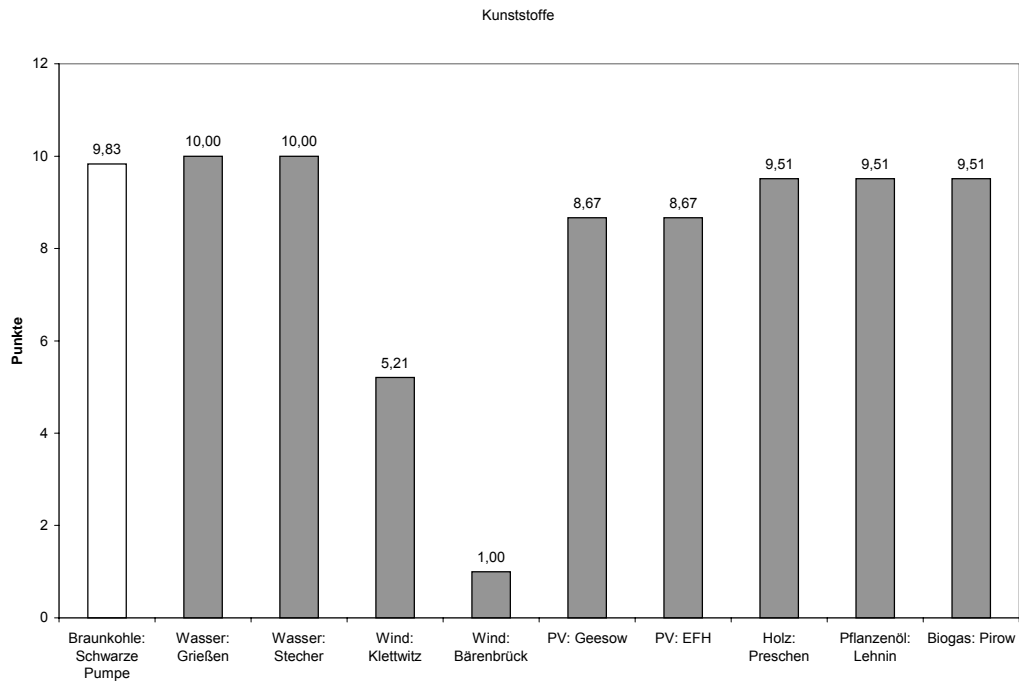


Abbildung 9.33: Kunststoffe - SE

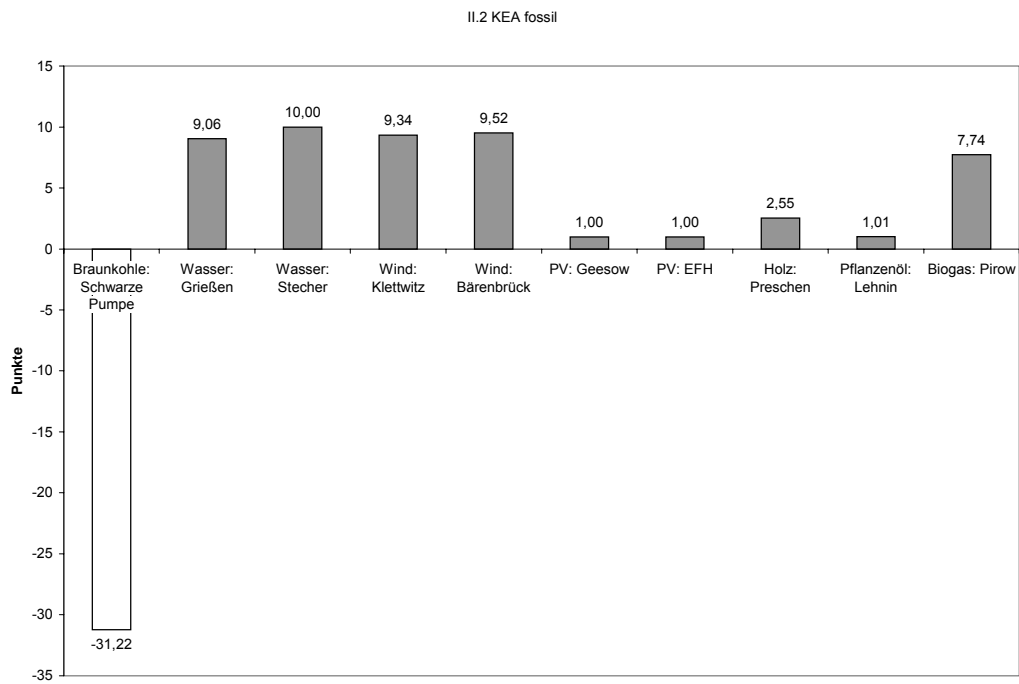


Abbildung 9.34: KEA fossil - SE

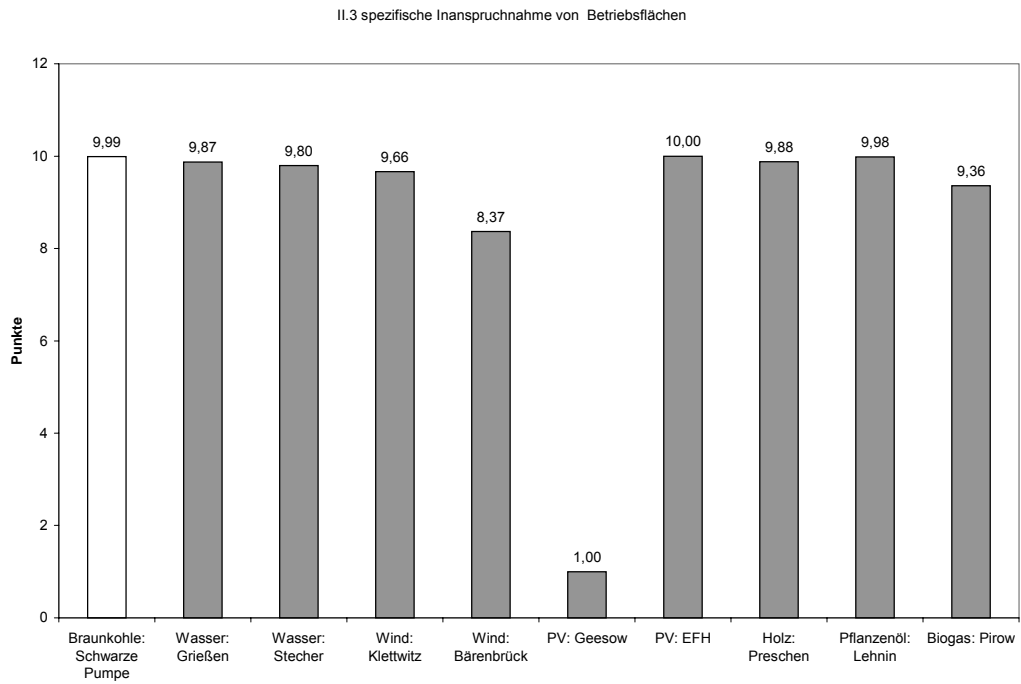


Abbildung 9.35: Spezifische Inanspruchnahme von Betriebsflächen - SE

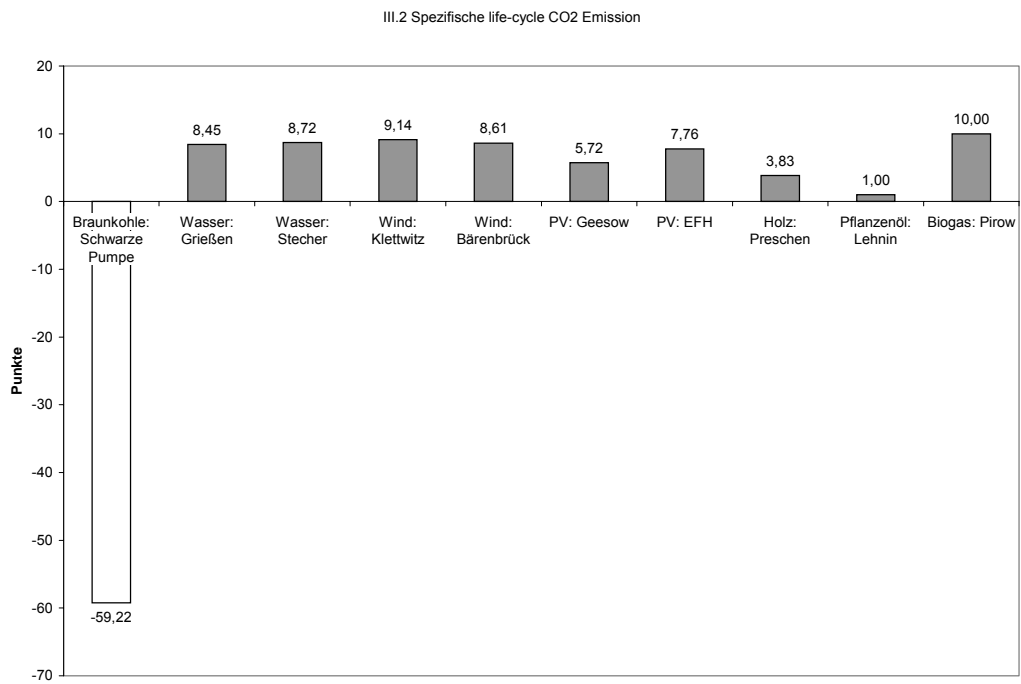


Abbildung 9.36: Spezifische life cycle CO₂-Emission - SE

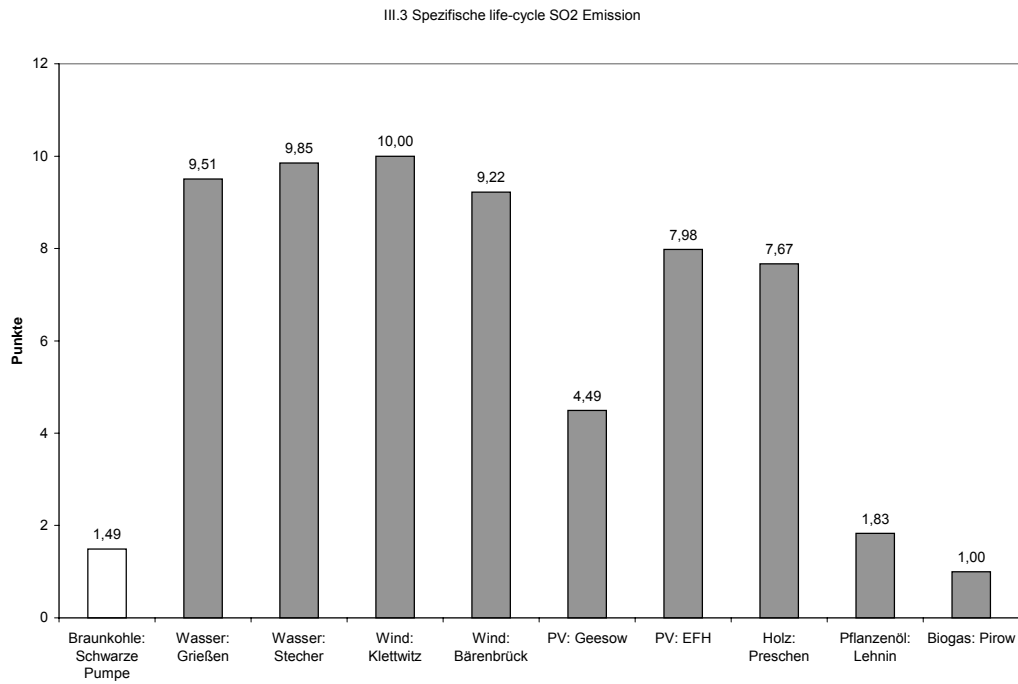


Abbildung 9.37: Spezifische life cycle SO₂-Emission - SE

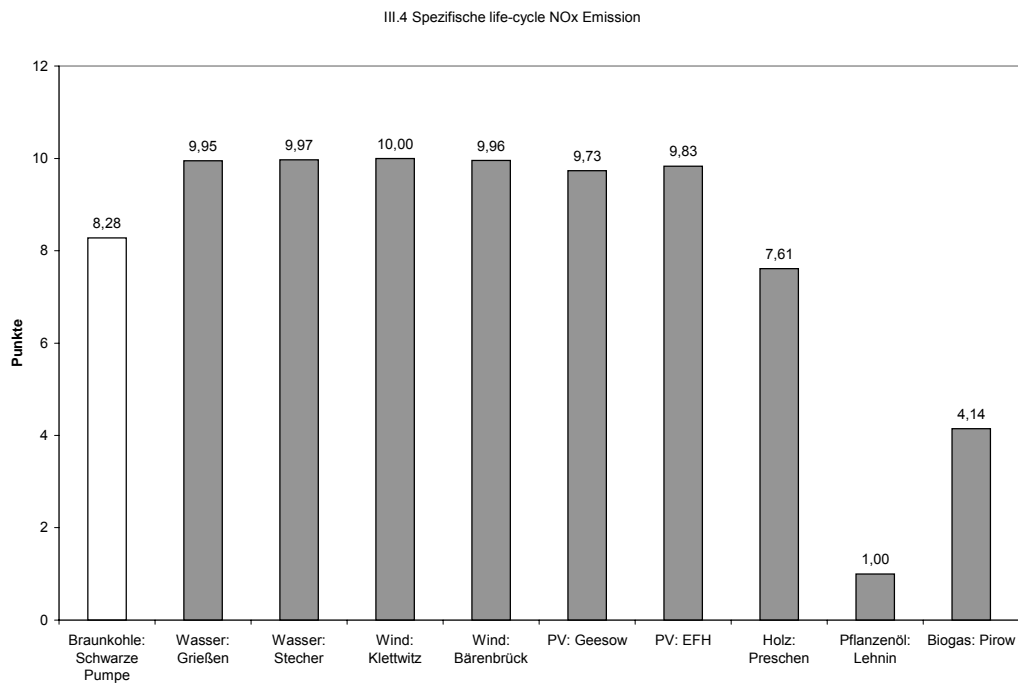


Abbildung 9.38: Spezifische life cycle NO_x-Emission - SE

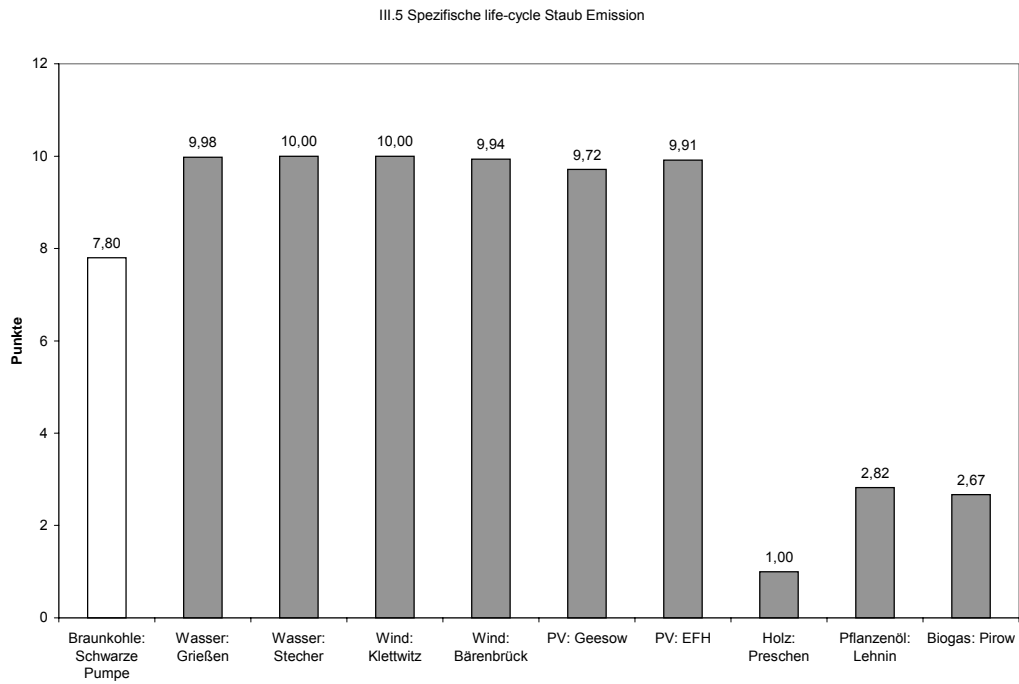


Abbildung 9.39: Spezifische life cycle Staub Emission - SE

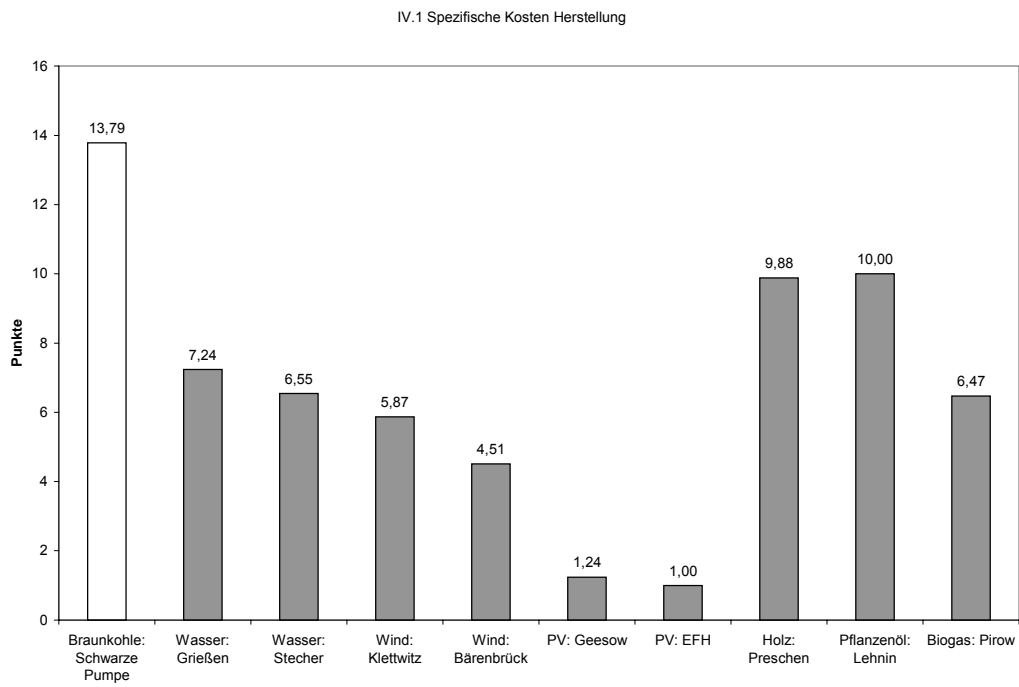


Abbildung 9.40: Spezifische Kosten Herstellung - SE

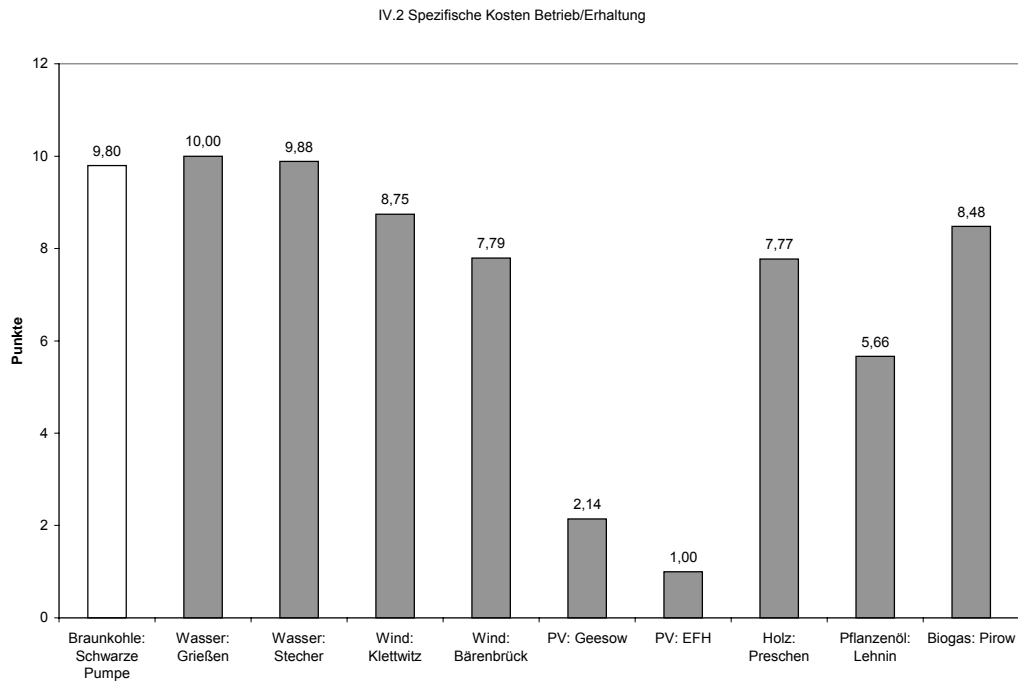


Abbildung 9.41: Spezifische Kosten Betrieb/Erhaltung - SE

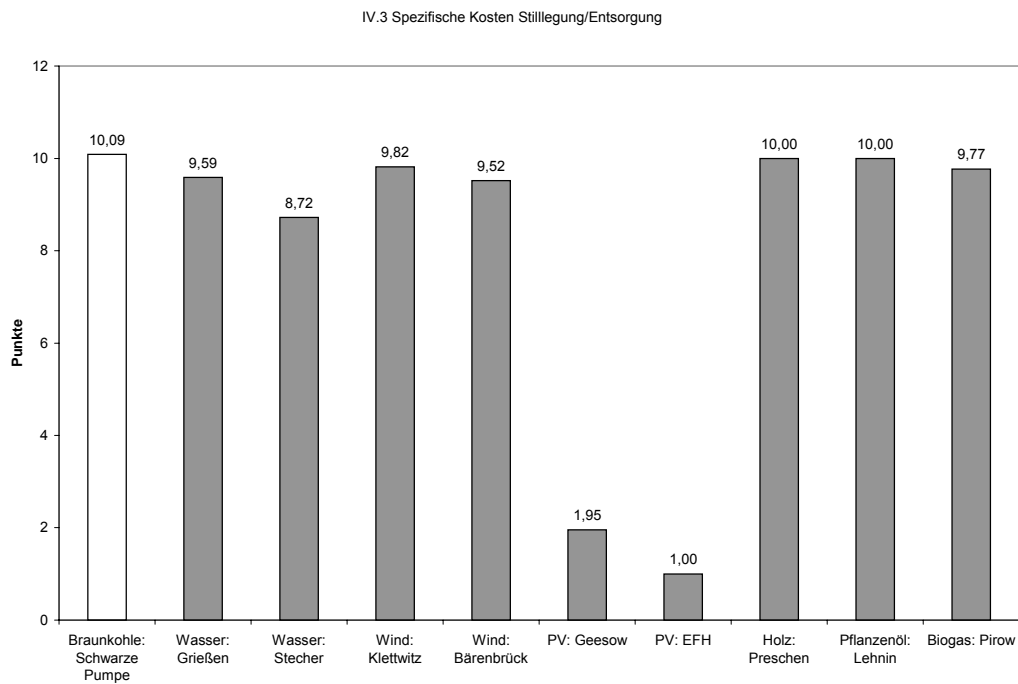


Abbildung 9.42: Spezifische Kosten Stilllegung/Entsorgung - SE

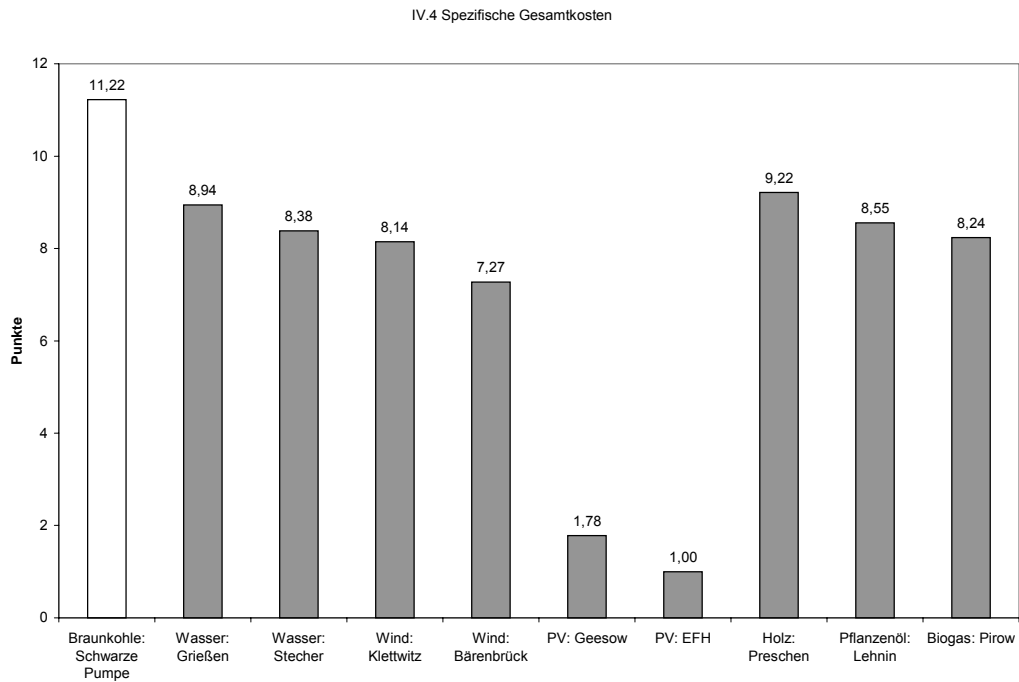


Abbildung 9.43: Spezifische Gesamtkosten - SE

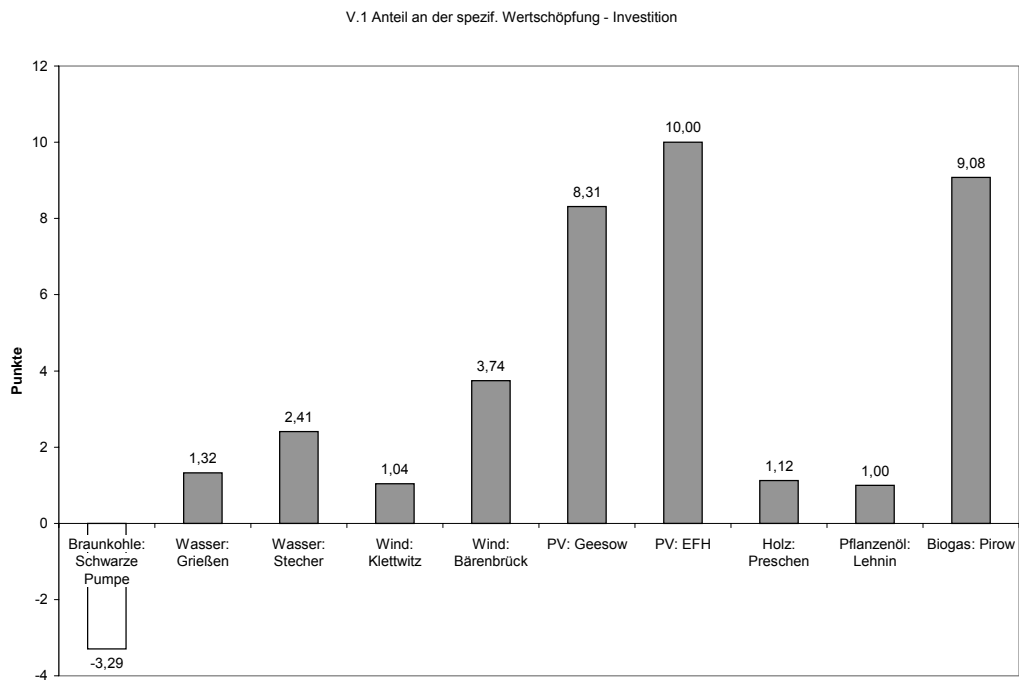


Abbildung 9.44: Anteil an der spezif. Wertschöpfung – Investition - SE

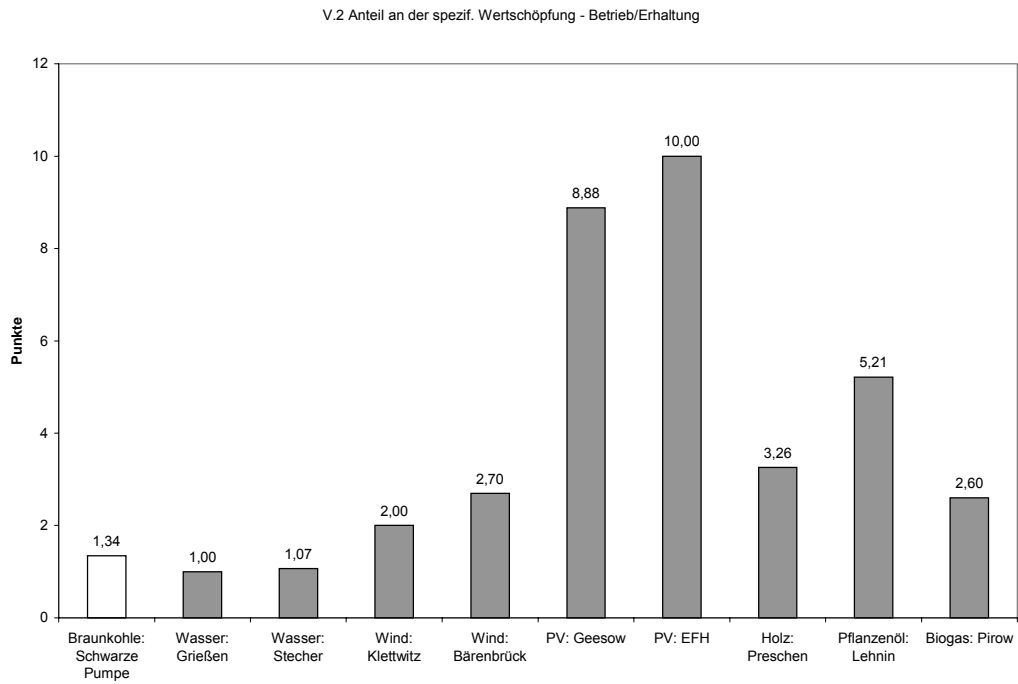


Abbildung 9.45: Anteil an der spezif. Wertschöpfung – Betrieb/Erhaltung - SE

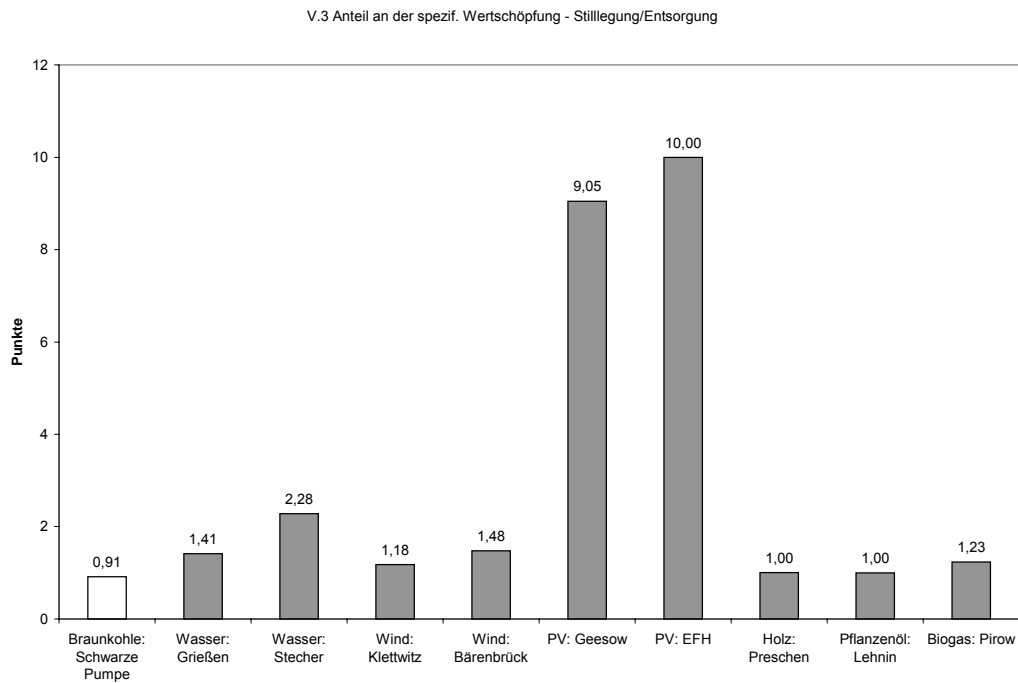


Abbildung 9.46: Anteil der spezif. Wertschöpfung – Stilllegung/Entsorgung - SE

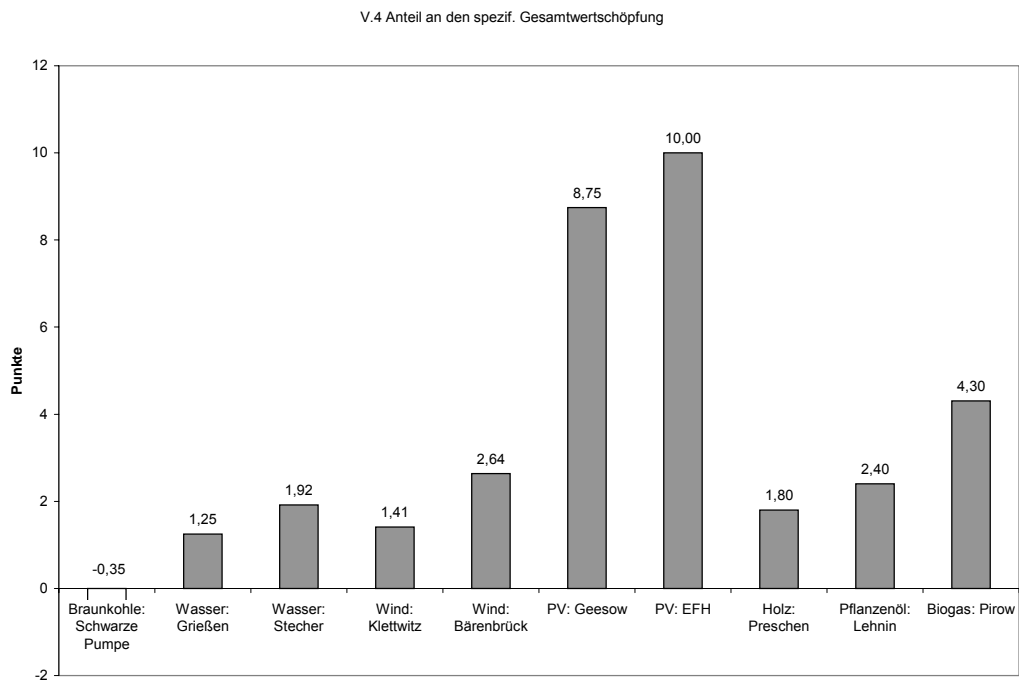


Abbildung 9.47: Anteil an den spezif. Gesamtwertschöpfung - SE

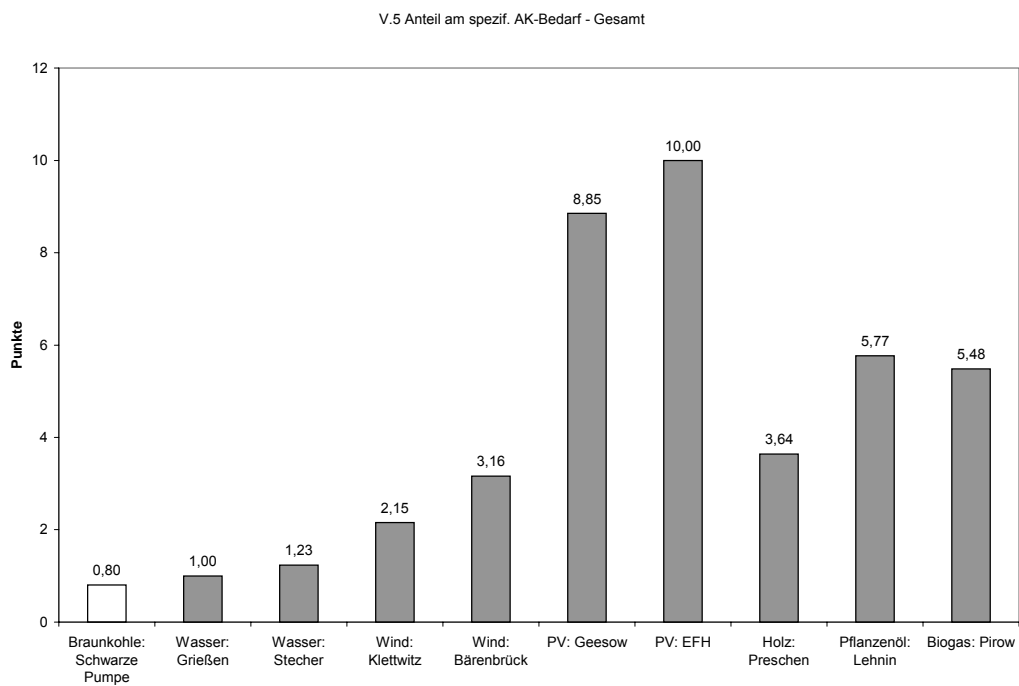


Abbildung 9.48: Anteil am spezif. AK – Bedarf – Gesamt - SE

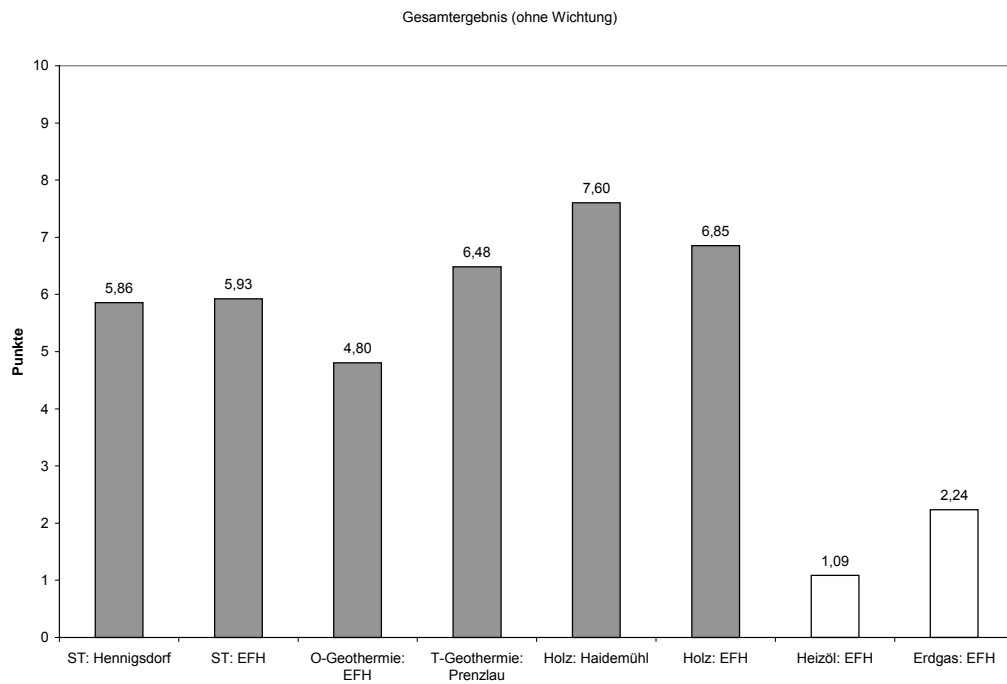


Abbildung 9.49: Gesamtergebnis (ohne Wichtung) - WE

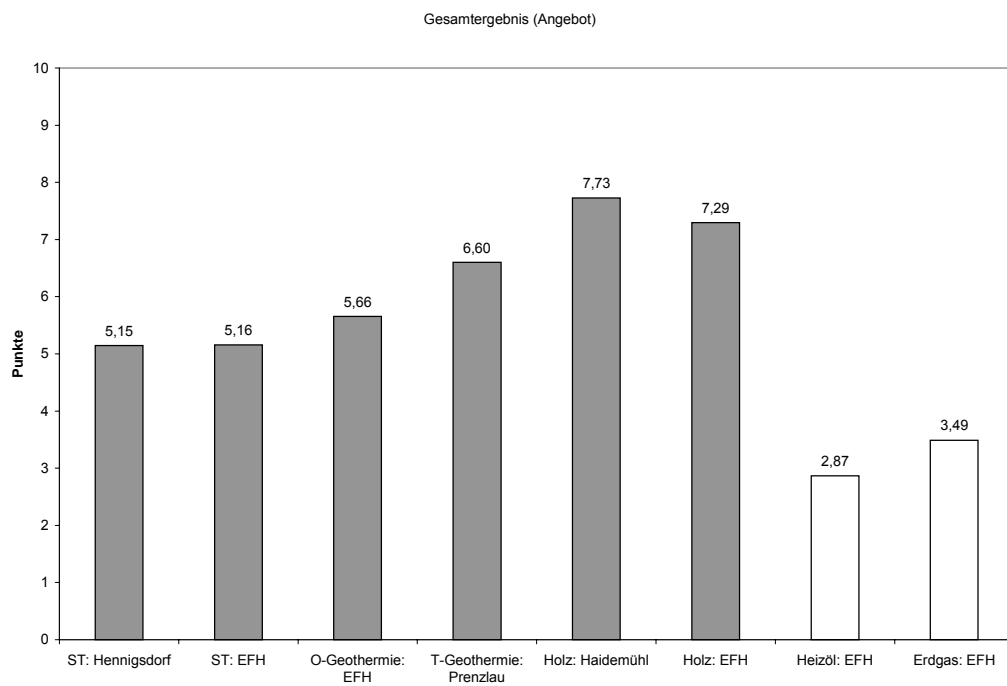


Abbildung 9.50: Gesamtergebnis (Angebot) - WE

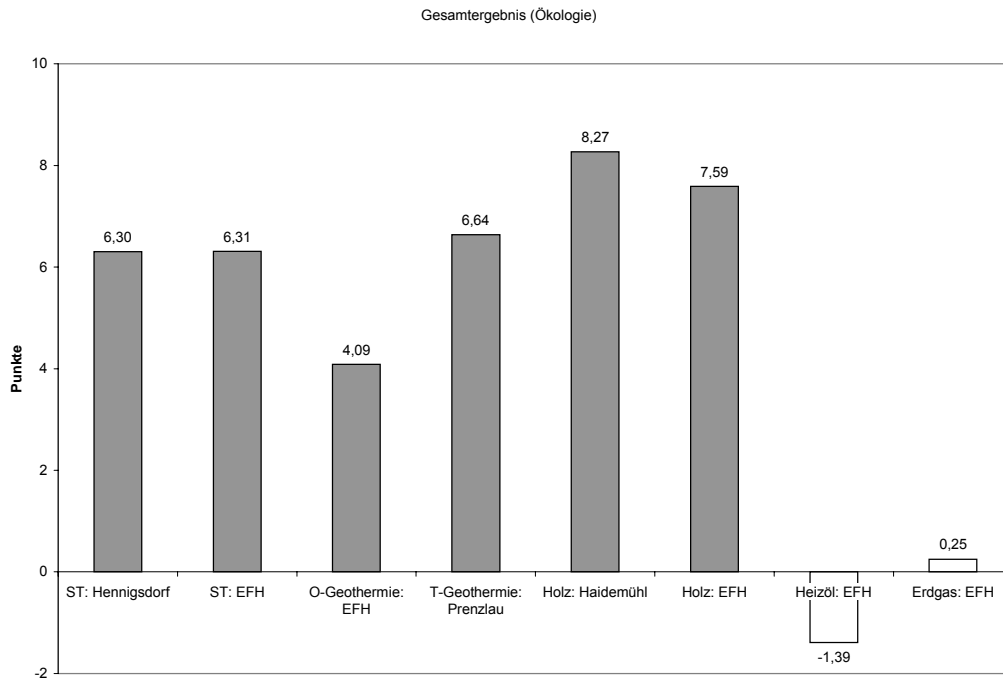


Abbildung 9.51: Gesamtergebnis (Ökologie) - WE

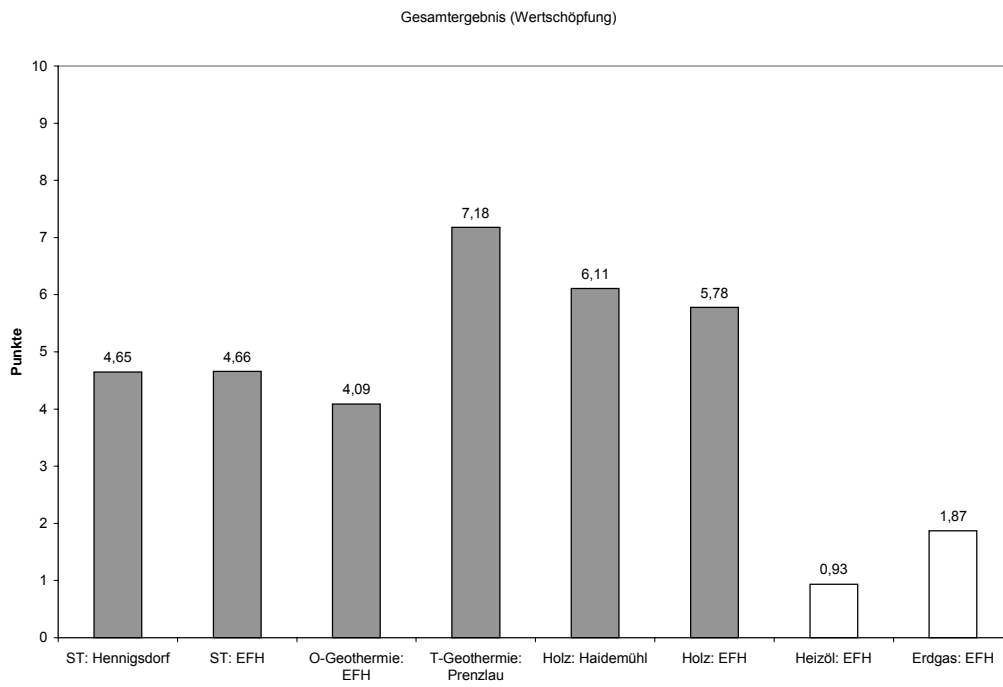


Abbildung 9.52: Gesamtergebnis (Wertschöpfung) - WE

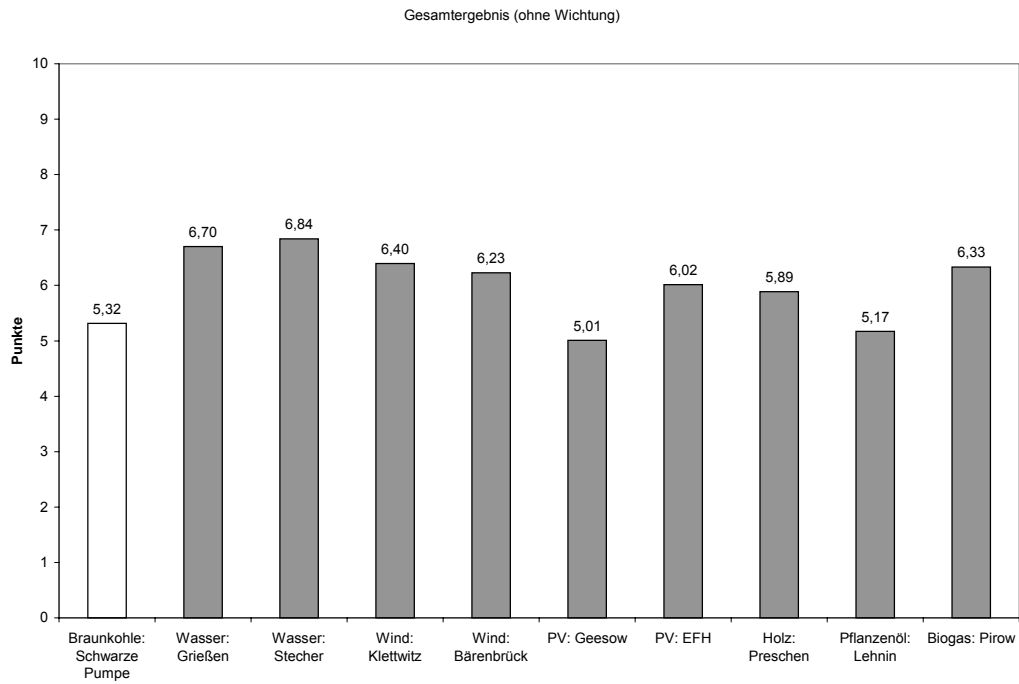


Abbildung 9.53: Gesamtergebnis (ohne Wichtung) - SE

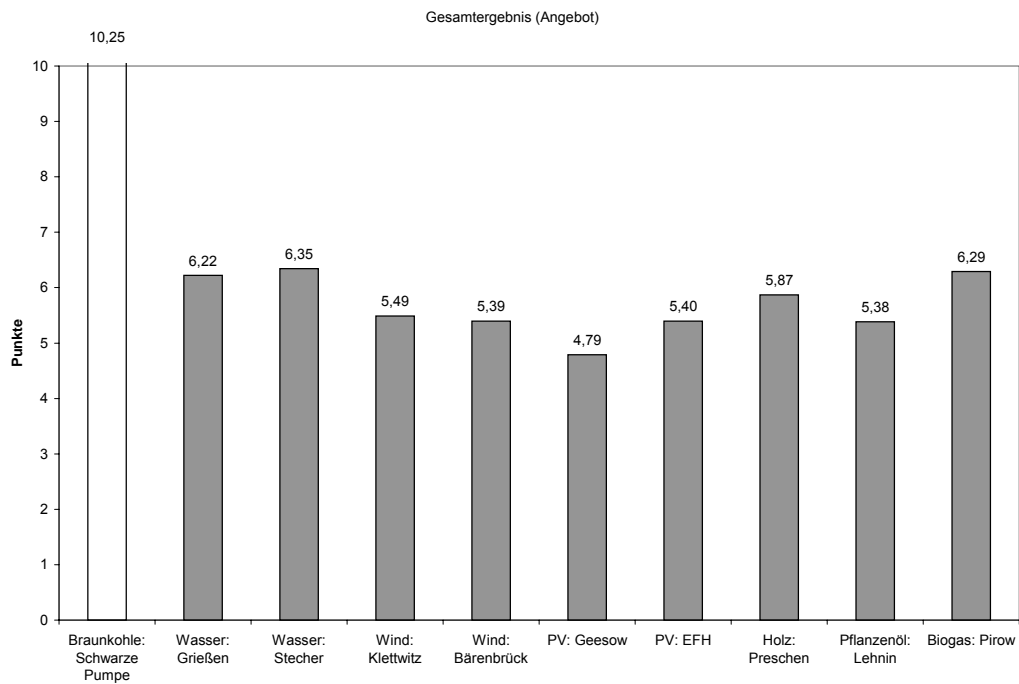


Abbildung 9.54: Gesamtergebnis (Angebot) - SE

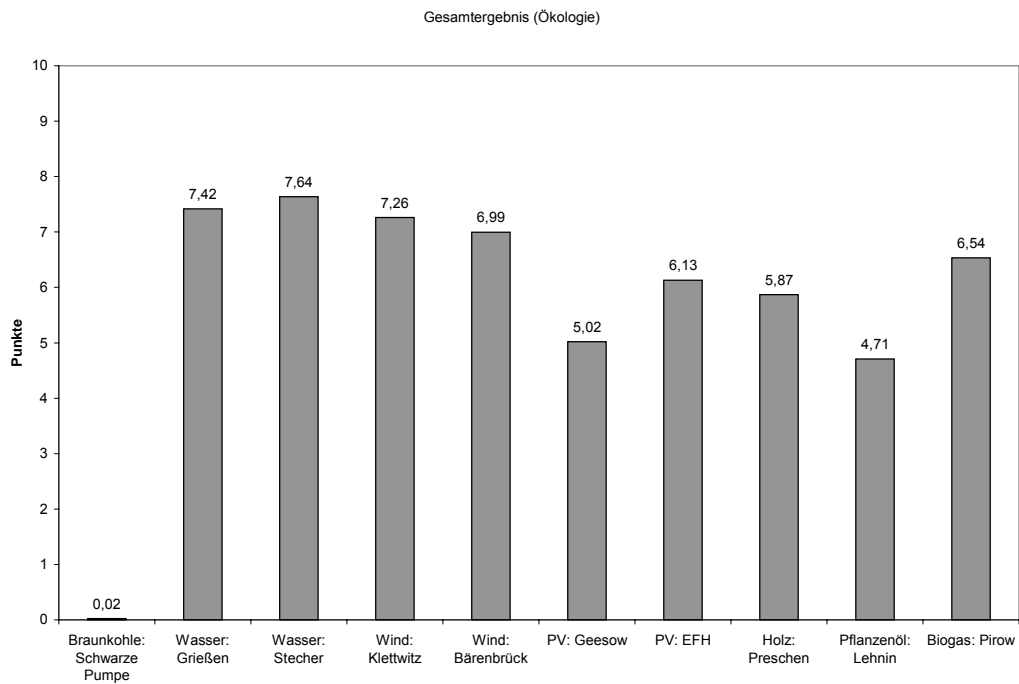


Abbildung 9.55: Gesamtergebnis (Ökologie) - SE

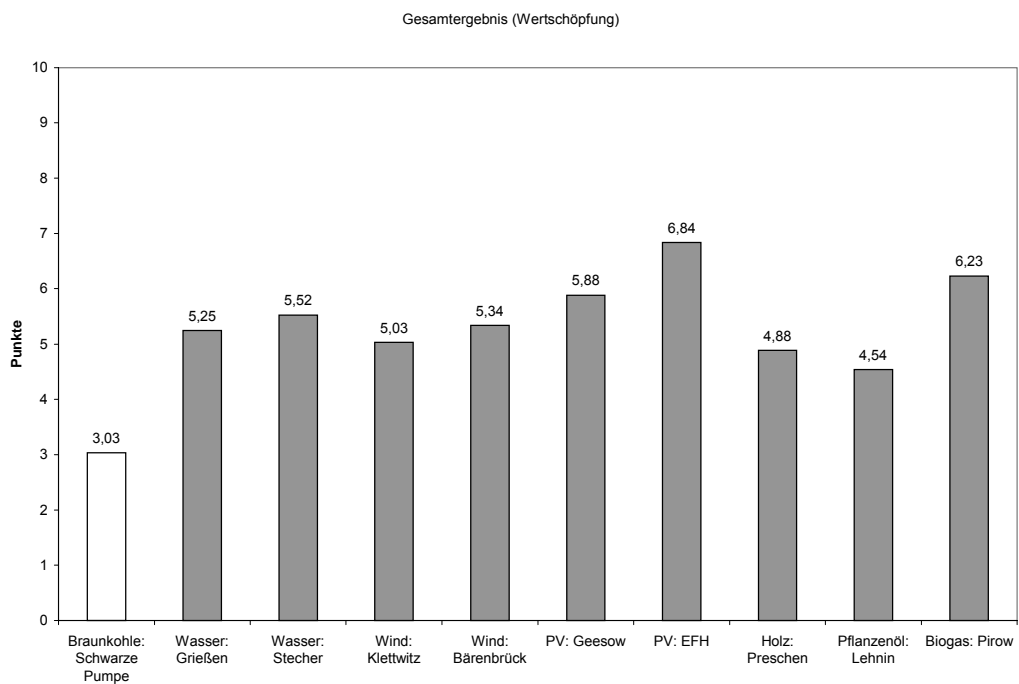


Abbildung 9.56: Gesamtergebnis (Wertschöpfung) - SE