

Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung

Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien

Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) im Fachbereich
Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel

Institut für Elektrische Energietechnik /
Rationelle Energiewandlung

vorgelegt von: Dipl.-Phys. Gregor Czisch

1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid
2. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dietmar Hein

Man muß das Unmögliche versuchen,
um das Mögliche zu erreichen.

Hermann Hesse (1877–1962)

Aufklärung ist der Ausgang des Menschen aus seiner selbstverschuldeten Unmündigkeit.

Unmündigkeit ist das Unvermögen, sich seines Verstandes ohne Leitung eines anderen zu bedienen.

Selbstverschuldet ist diese Unmündigkeit, wenn die Ursache derselben nicht am Mangel des Verstandes, sondern der Entschließung und des Mutes liegt, sich seiner ohne Leitung eines anderen zu bedienen.

Sapere aude ! (Wage es, weise zu sein !)

Habe den Mut, Dich Deines Verstandes zu bedienen !

Immanuel Kant (1724–1804)

Erklärung:

Hiermit versichere ich, daß ich die vorliegende Dissertation selbständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt und andere als die in der Dissertation angegebenen Hilfsmittel nicht benutzt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht. Kein Teil dieser Arbeit ist in einem anderen Promotions- oder Habilitationsverfahren verwendet worden.

Kassel, den 28.02.2005

Gregor Czisch

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	IX
Abbildungsverzeichnis	XIV
1 Einleitung	1
2 Zusammenfassung	5
3 Andere Arbeiten zur zukünftigen Energieversorgung	11
4 Nutzung der Solarenergie zur Stromerzeugung	15
4.1 Solares Strahlungsangebot	15
4.2 Photovoltaische Stromerzeugung	18
4.2.1 Kosten der photovoltaischen Stromproduktion	21
4.2.2 Photovoltaik in den Regionen des Szenariogebiets	24
4.2.3 Photovoltaik: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	28
4.3 Thermische Solarkraftwerke	28
4.3.1 Parabolrinnenkraftwerke	29
4.3.1.1 Stromerzeugung mit Solarrinnenkraftwerken	32
4.3.1.2 Kosten der Stromproduktion mit Solarrinnenkraftwerken	35
4.3.1.3 Solarrinnenkraftwerke in den Regionen des Szenariogebiets	39
4.3.1.4 Solarthermische Kraftwerke: Grundannahmen für die Szenarien	43
5 Windkraft	45
5.1 Standortwahl	46
5.2 Stromerzeugung aus Windenergie	53
5.2.1 Potentiale der Windstromerzeugung	56
5.2.2 Potentiale der Windstromerzeugung an Land	56
5.2.2.1 Zeitlich–räumliche Ausgleichseffekte bei der Windenergienutzung	59
5.2.3 Offshore–Potentiale für die Windstromerzeugung	61
5.3 Kosten	64

5.3.1	Kosten der Windenergienutzung an Landstandorten	64
5.3.2	Kosten der Windenergienutzung an Offshorestandorten	66
5.4	Windenergie in den Regionen des Szenariogebiets	69
5.4.1	Zeitliche Charakteristika der Windstromproduktion im Szenariogebiet . . .	72
5.4.2	Windenergie: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	75
6	Nutzung von Biomasse	79
6.1	Biomassepotentiale	79
6.2	Kosten von Biomasse	82
6.3	Biomassekraftwerke	83
6.4	Berücksichtigung der Biomassenutzung in den Szenarien	86
6.4.1	Biomassepotential zur Stromerzeugung im Szenariogebiet	87
6.4.2	Biomasseverstromung: Weitere Annahmen in den Szenarien	87
7	Wasserkraft	91
7.1	Energiedargebot der Wasserkraft	91
7.2	Kraftwerkstypen	96
7.2.1	Speicherkraftwerke im Kraftwerkspark	97
7.3	Wirtschaftliches Wasserkraftpotential	98
7.4	Kosten der Wasserkraft	99
7.5	Einbindung der Wasserkraft in die Szenarien	100
7.5.1	Abschätzung des Zulaufs zu den Wasserkraftwerken	100
7.5.2	Wasserkraft: Annahmen für Erstellung der Szenarien	107
7.6	Pumpspeicherkraftwerke	110
8	Nutzung der Geothermie	113
8.1	Techniken zur Stromerzeugung aus Geothermie	114
8.2	Regionale Verteilung der Wärmeflüsse:	116
8.3	Geothermie in den Regionen des Szenariogebiets	121
8.4	Geothermie: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	122
9	Fallwindkraftwerke	125
9.1	Das Fallwindkraftwerk – grob skizziert:	125
9.2	Potentiale der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken	126
9.3	Kosten der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken	131
9.4	Fallwindkraftwerke in den Regionen des Szenariogebiets	133
9.5	Fallwindkraftwerke: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	137

10 Sekundärenergieträger Wasserstoff zur Bereitstellung von Back-Up-Leistung	139
10.1 Wasserstoffproduktion	139
10.1.0.1 Elektrolytische Wasserstoffproduktion	140
10.2 Wasserstoffproduktion aus Biomasse	143
10.3 Wasserstofftransport	146
10.3.0.2 Wasserstofftransport in Pipelines	146
10.3.0.3 Schiffstransport von Wasserstoff	148
10.4 Stromerzeugung aus Wasserstoff	150
10.4.1 Wasserstoff: Grundannahmen für die Szenarien	156
11 Fusionskraftwerke	157
11.0.2 PFKW: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	160
12 Fossil gefeuerte Kraftwerke	163
12.1 Kosten und Charakteristika fossil gefeuerter Kraftwerke	163
12.2 GuD-Kraftwerke: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	165
13 Stromverbrauch und Stromtransport	167
13.1 Ausgleichseffekte beim Stromverbrauch	167
13.2 Systeme für den Stromtransport	169
13.2.1 Übertragungssystem des Europäischen UCTE-Verbundes	169
13.2.2 Stromtransporttechnik	172
13.2.2.1 Vergleich von Drehstrom- und Gleichstromübertragung	172
13.2.2.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) für die Szenarien	176
13.2.2.3 Verluste und Kosten beim Stromtransport	178
13.2.2.4 Kosten der HGÜ-Systeme	179
13.2.2.4.1 HGÜ-Leitungen: Grundannahmen für die Szenarien . .	181
13.2.2.4.2 HGÜ-Kabel: Grundannahmen für die Szenarien	184
13.2.2.4.3 HGÜ-Umrichter: Grundannahmen für die Szenarien .	186
13.3 Stromverbrauch in den Regionen des Szenariogebiets	186

14 Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung	193
14.1 Vorbemerkungen zur Kraftwerkseinsatzplanung	194
14.1.1 Räumliche Aggregation zur Vereinfachung des Optimierungsproblems . . .	195
14.1.1.0.4 Aggregation bei Stromverbrauch– und –transport . . .	195
14.1.1.1 Räumliche Aggregation bei der Stromerzeugung	196
14.1.2 Vereinfachung des Optimierungsproblems durch Zeitschrittreduktion . . .	201
14.1.2.1 Wahl der Zeitschrittweite	202
14.1.2.2 Wahl der berücksichtigten Zeitdauer für die Optimierung	203
14.2 Methoden der Kraftwerkseinsatzplanung und ihre Anwendung	203
14.2.1 Heuristiken	204
14.2.2 Mathematische Verfahren	205
14.2.2.1 Stochastische Optimierungsverfahren	205
14.2.2.2 Lineare Optimierung	206
14.2.2.3 Gemischt ganzzahlig lineare (GGL) Optimierung	209
14.2.2.4 Dekomposition	211
14.2.2.5 Lagrange–Relaxation	213
14.3 Optimierungsmethode für die Szenarien	214
15 Stromversorgungsszenarien	219
15.1 Grundsätzliche Ergebnisse der Szenarien	219
15.2 Ergebnisse einzelner Szenarien	220
15.2.1 Das Grundszenario	220
15.2.1.1 Details und Ergebnisse des Grundszenarios	221
15.2.1.2 Validierung des Grundszenarios	233
15.2.2 Szenarien mit verschiedenen Anteilen fossiler Stromerzeugung	241
15.2.3 Szenario ohne Lastmanagement	245
15.2.4 Szenarien mit Transport– und Erzeugungsrestriktionen	248
15.2.4.1 Szenarien ohne Stromtransport zwischen den Regionen	248
15.2.4.2 Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung	269
15.2.4.3 Szenario ohne HGÜ–Freileitungen	274
15.2.5 Szenarien mit Kostenvariationen für einzelne Stromerzeugungsoptionen . .	277
15.2.5.1 Szenarien mit reduzierten Photovoltaikkosten	277
15.2.5.2 Szenarien mit reduzierten Kosten bei der Solarthermie	282

15.2.5.3	Szenarien mit reduzierten Kosten bei der Geothermie:	289
15.2.5.4	Szenario mit reduzierten Kosten für offshore Windenergie	295
15.2.5.5	Szenarien mit reduzierten Kosten für Fusionskraftwerke:	299
15.2.6	Szenario mit Fallwindkraftwerken	303
15.2.7	Szenarien mit Ausbau und Neubau von Wasserkraftwerken	307
15.2.8	Szenario mit Nutzung aller Stromerzeugungsoptionen	320
15.2.9	Szenario mit erhöhten Verbräuchen in einigen Regionen	324
15.3	Zusammenfassung der Szenarien	329
16	Schlußbetrachtungen	339
16.1	Folgerungen	339
16.2	Ausblick	340
17	Danksagung	343
18	Verschiedene verwendete Berechnungsmethoden	357
18.1	Berechnungsmethoden für die Solarenergienutzung	357
18.1.1	Berechnung: Direkte und diffuse Strahlungsanteile	358
18.1.2	Spezifische Berechnungsmethoden für photovoltaische Stromerzeugung . .	361
18.1.3	Berechnung der Stromerzeugung aus Parabolrinnenkraftwerken	363
18.2	Berechnungsmethoden für die Windenergie	364
18.3	Berechnungsmethoden: Zeitreihen des Wärmebedarfs bei Biomassekraftwerken . .	367
18.4	Berechnungsmethoden für Fallwindkraftwerke	370
18.4.1	Theoretischer Energiesaldo des FWKW-Prozesses	370
18.4.2	Verlustmechanismen und Leistungsoptimum des FWKW-Prozesses	374
18.4.3	Berechnung der Leistung von FWKW für die Szenarien	375
18.5	Berechnungsmethoden für die Nutzung der Geothermie	379
18.6	Erstellung der Zeitreihen des Stromverbrauchs	387
19	Entwicklungsumgebung für MPS-Dateien	391
19.1	Beschreibung der Entwicklungsumgebung	391

20 Mathematische Formulierung des Optimierungsproblems	397
20.1 Lineare Gleichungen und Ungleichungen des Optimierungsproblems	397
20.1.1 Die Zielfunktion	397
20.1.2 Die verallgemeinerten Investitionskosten	398
20.1.3 Die Lastdeckungsbedingung	398
20.1.4 Gleichungen für dargebotsabhängige Erzeugungstechniken ohne Speicher .	399
20.1.5 Gleichungen zur Festlegung von Erzeugungsober- und untergrenzen	399
20.1.6 Gleichungen zur Bestimmung von Betriebskosten	400
20.1.7 Gleichungen für Pumpspeicherkraftwerke	401
20.1.8 Gleichungen für Wasserkraftwerke	402
20.1.9 Gleichungen für geothermische Kraftwerke	403
20.1.10 Gleichungen für Biomasseverstromung und Wärmeerzeugung	404
20.1.11 Gleichungen für solarthermische Kraftwerke	405
20.1.12 Gleichungen für dargebotsunabhängige Kraftwerke	406
20.1.13 Gleichungen für das HGÜ-Transportsystem	407
20.1.14 Gleichungen für das Lastmanagement	408
21 Regionen	409
22 Formelzeichen und Indizes	415
Glossar	421
Literaturverzeichnis	427

Tabellenverzeichnis

4.1	Kostenentwicklung von PV-Anlagen in Deutschland	22
4.2	PV Auswahl	25
4.3	Statistische Charakteristika der photovoltaischen Stromerzeugung	27
4.4	SEGS Auswahl	40
4.5	Statistische Charakteristika solarthermischer Erzeugung	42
5.1	Offshore-Windenergie-Potentiale im Szenariogebiet	64
5.2	Kostendaten und andere Spezifika von Offshorewindparks	67
5.3	Einzelkosten großer Offshorewindparks	68
5.4	Potentielle regionale Nennleistungen, Jahreserzeugung und Auslastung von WKA .	70
5.5	Statistische Charakteristika der Windstromerzeugung	76
5.6	Statistische Charakteristika der Windstromerzeugung	77
6.1	Kosten und Wirkungsgrade von Biomassekraftwerken	85
6.2	Biomassepotentiale	88
7.1	Wasserkraftwerke in den 19 Regionen des Stromversorgungsgebiets	102
7.2	Speicherwasserkraftwerke in den Teilregionen	108
7.3	Laufwasserkraftwerke in den Teilregionen	109
8.1	Abschätzung von Stromgestehungskosten aus HDR-Kraftwerken	118
8.2	Potentiell nutzbare HDR-Geothermie in den Regionen	123
9.1	FWKW Auswahl	134
9.2	Statistische Charakteristika der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken	136
10.1	Wasserstoffproduktion in Deutschland und Weltweit	140
10.2	Kosten von Brennstoffen aus Biomasse	144
13.1	Kosten von Freileitungen	180
13.2	Kabelkosten	183
13.3	Kosten von HGÜ-Stationen	185
13.4	Stromverbrauch in den Regionen des Szenariogebiets	189
13.5	Statistische Charakteristika des Stromverbrauchs	191

15.1 Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Grundszenario	223
15.2 Windkraftwerke an Standorten 1. Wahl im Grundszenario	224
15.3 Windkraftwerke an Standorten 2. Wahl im Grundszenario	225
15.4 Biomassenutzung im Grundszenario	226
15.5 Solarthermische Kraftwerke im Grundszenario	227
15.6 Laufwasserkraftwerke im Grundszenario	227
15.7 Speicherwasserkraftwerke im Grundszenario	228
15.8 Reine Pumpspeicherkraftwerke im Grundszenario	229
15.9 HGÜ-Umrichterstationen, Stromexport und –import im Grundszenario	232
15.10GuD–Kraftwerke im Szenario 182dNLGrSz+GuD-BU	238
15.11GuD–Kraftwerke im Szenario 15%fossil	243
15.12Solarthermische Kraftwerke im Szenario 0LM	247
15.13Brennstoffzellen im Szenario 0Tr	250
15.14Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Szenario 0Tr	251
15.15Windkraftwerke an Standorten 1. Wahl im Szenario 0Tr	252
15.16Windkraftwerke an Standorten 2. Wahl im Szenario 0Tr	252
15.17Windkraftwerke an offshore Standorten im Szenario 0Tr	253
15.18Biomassenutzung im Szenario 0Tr	253
15.19Solarthermische Kraftwerke im Szenario 0Tr	254
15.20GuD–Kraftwerke im Szenario 0Tr15%GuD	255
15.21HDR–Geothermie an Standorten 1. und 2. Wahl: Szenario 0Tr+GTh	260
15.22HDR–Geothermie an Standorten 1. und 2. Wahl: Szenario 0Tr+GTh10*ME	262
15.23Fusionskraftwerke in Szenario 0TrFU	265
15.24Windkraftwerke an Standorten 1. Wahl in Szenario 0TrFU	265
15.25Windkraftwerke an Standorten 2. Wahl in Szenario 0TrFU	266
15.26GuD–Kraftwerke im Szenario 100%rSV10%GuD	272
15.27Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario HGÜ–Kabel	275
15.28Photovoltaik in Szenario 1/8PVKt	278
15.29Photovoltaik in Szenario 1/16PVKt	280
15.30Solarthermische Kraftwerke in Szenario 1/2SFKt	284
15.31Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario 1/2SFKt	285
15.32Hot–Dry–Rock–Geothermie an in Szenario 1/2KtGTh	291

15.33 Hot–Dry–Rock–Geothermie an in Szenario 1/2KtGTh10*ME	293
15.34 Windkraftwerke an offshore Standorten in Szenario 2/3OWKt	297
15.35 Windkraftwerke an Standorten 1. Wahl in Szenario 2/3OWKt	297
15.36 Windkraftwerke an Standorten 2. Wahl in Szenario 2/3OWKt	298
15.37 Fusionskraftwerke in Szenario 1/3KtFU	301
15.38 Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario 1/3KtFU	302
15.39 Fallwindkraftwerke in Szenario GrSz+FWKW	305
15.40 Bestehende Speicherwasserkraftwerke in Szenario WKWneuSWKW+LE	312
15.41 Neue Speicherwasserkraftwerke in Szenario WKWneuSWKW+LE	313
15.42 Neue Laufwasserkraftwerke in Szenario WKWneuSWKW+LE	314
15.43 Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Szenario VE	325
15.44 Windkraftwerke an Standorten 1. Wahl in Szenario VE	326
15.45 Windkraftwerke an Standorten 2. Wahl in Szenario VE	327
18.1 Vergleich verschiedener Ansätze der Direktnormalstrahlungsberechnung	360
18.2 Gewichtungsmatrix für Lastzeitreihen einzelner Länder	389
18.3 Gewichtungsmatrix für Lastzeitreihen in den Regionen des Szenariogebiets	390
21.1 Länderzuordnung zu den verschiedenen Regionen	409
22.1 Liste lateinischer Formelzeichen	415
22.1 Liste lateinischer Formelzeichen	416
22.1 Liste lateinischer Formelzeichen	417
22.2 Liste griechischer und sonstiger Formelzeichen	417
22.2 Liste griechischer und sonstiger Formelzeichen	418
22.3 Liste der Indizes	418
22.3 Liste der Indizes	419
22.3 Liste der Indizes	420

Abbildungsverzeichnis

3.1	Interkontinentaler Stromverbund: Strom aus solarthermischen Kraftwerken	12
4.1	Weltkarte der Global-Horizontal-Strahlung	15
4.2	Vergleich von Daten der Global-Horizontal-Strahlung von WRDC und ECMWF	16
4.3	Weltkarte der Diffus-Horizontal-Strahlung	17
4.4	Weltkarte der Direkt-Horizontal-Strahlung	18
4.5	Weltkarte der Direkt-Normal-Strahlung	18
4.6	Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung aus Photovoltaik	19
4.7	Saisonaler Vergleich der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik	20
4.8	Saisonaler Vergleich der Stromproduktion aus Photovoltaik im Gebiet der EU	20
4.9	Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik	21
4.10	30-Tage-Mittelwerte der Stromerzeugung aus Photovoltaik	26
4.11	Dauerlinien von Tagesmittelwerten der Stromerzeugung aus Photovoltaik	26
4.12	Weltkarte der potentiellen Wärmeerzeugung für solarthermische Stromerzeugung	32
4.13	Saisonale Vergleich der Wärmeproduktion aus Parabolrinnenfeldern	33
4.14	Zehnjahresmittelwert des Wirkungsgrads der Wärmeproduktion aus Solarrinnen	34
4.15	Jahresvergleich der potentiellen Wärmeproduktion aus Parabolrinnenfeldern	35
4.16	30-Tage-Mittelwerte der Wärmeerzeugung in Parabolrinnen	41
4.17	Dauerlinien von Tagesmittelwerten der Parabolrinnen	41
5.1	Einfluß von Oberflächenrauigkeiten auf den Gradienten der Windgeschwindigkeit	46
5.2	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit weltweit nach Stodhart	48
5.3	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte in den USA	49
5.4	Weltkarte der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit	50
5.5	Russischer Windatlas	51
5.6	Leistungsmerkmale der WKA in den Szenarien	54
5.7	Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten und Windstromerzeugung	56
5.8	Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung aus Windenergie an Land	57
5.9	Weltkarte: Saisonaler Vergleich der Stromproduktion aus Windenergie	60
5.10	Weltkarte: Jahresvergleich der Stromproduktion aus Windenergie	60
5.11	Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung aus Windenergie offshore	61

5.12	Wind-Ressourcen über der offenen See	62
5.13	Topografische Karte des Seebodenprofils der südlichen Nordsee	63
5.14	Nordsee: 30-Tage-Mittelwerte der Stromerzeugung aus Windenergie	73
5.15	30-Tage-Mittelwerte der Windstromerzeugung außerhalb Europas	73
5.16	Dauerlinien der Stromerzeugung aus Windenergie	73
5.17	Zeitreihe der Stromerzeugung aus Windenergie für eine ausgewählte Region	74
6.1	Weltkarte der potentiellen Biomasseproduktion nach FAO	80
6.2	30-Tage-Mittelwerte des Wärmebedarfs	89
7.1	Weltweite Abflußbildung	92
7.2	Weltweites Bruttopotential der Wasserkraft	93
7.3	Standorte von Wasserkraftwerken - weltweite	94
7.4	Jahresvergleich der potentiellen Stromerzeugung aus Wasserkraft	94
7.5	Abschätzung der zukünftigen Veränderung des weltweiten Wasserhaushalts	95
7.6	Lastverlauf und Kraftwerkseinsatz in der französischen Stromversorgung	96
7.7	Bruttopotential der Wasserkraft in Europa	101
7.8	Zulauf zu Speicherwasserkraftwerken in ausgewählten Regionen	103
7.9	Gegenüberstellung verschiedener Daten des Zulaufs zu Speicherwasserkraftwerken	104
7.10	Monatsstromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in ausgewählten Regionen . .	106
7.11	Verschiedene Daten: Stromerzeugung mit Laufwasserkraftwerken	107
8.1	Weltweiten Verteilung geothermischer Wärme flüsse	116
8.2	Wärme flu ß dichte an der Erdoberfläche in den USA	117
8.3	Approximierte geothermische Temperaturverläufe weltweit	119
8.4	Approximierte geothermisch Temperaturverläufe in Europa	119
8.5	Geschätzte Wärme flüsse in Mitteleuropa nach [Hue99].	119
9.1	Prinzip skizze der Arbeitsweise von Fallwindkraftwerken	125
9.2	Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW im Offshorebereich	127
9.3	Weltkarte der Entfernung zum nächstgelegenen großen Wasservorkommen	128
9.4	Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW an Land	129
9.5	Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus FWKW an Landstandorten	130
9.6	Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion FWKW an Landstandorten . . .	131
9.7	30-Tage-Mittelwerte der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken	135

9.8	Dauerlinien der Stromerzeugung in Fallwindkraftwerken	135
10.1	Temperaturabhängigkeit der Wirkungsgrade von Wasserstoff-Brennstoffzellen . . .	152
10.2	Leistungsabhängigkeit der Wirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungssysteme	155
11.1	Einsatzplan eines Fusionskraftwerks	158
13.1	Summe der Stundenwerte der Lastganglinien aller UCPTe-Mitglieder	168
13.2	Stundenwerte der Lastganglinien in der BRD	168
13.3	Stundenwerte der Lastganglinien in Spanien	168
13.4	Übertragungskapazitäten zwischen Ländern der UCTE	171
13.5	Europa 20XX: Ein Höchstspannungs-Gleichstromnetz?	171
13.6	Leistungsverluste in Abhängigkeit von der Entnahmelistung	179
13.7	Leistungsverluste in Abhängigkeit vom Leitungswiderstand	179
13.8	19 Regionen im Versorgungsgebiet	187
13.9	30-Tage-Mittelwerte des Stromverbrauchs	190
13.10	Dauerlinien des Stromverbrauchs	190
13.11	Zeitverlauf des Stromverbrauchs	190
14.1	Restriktionsmatrix für einen Tag	216
15.1	Netzausbau und -auslastung im Grundszenario	231
15.2	Stromerzeugung und Kraftwerkseinsatz im Grundszenario	233
15.3	Erzeugung und Kosten der Stromversorgung im Grundszenario	330
15.4	Erzeugung und Kosten: Szenarien zur Validierung des Grundszenarios	331
15.5	Erzeugung und Kosten: Szenarien mit Transportrestriktionen	332
15.6	Erzeugung und Kosten: Szenarien mit unterschiedlichen Kostenannahmen	335
15.7	Erzeugung und Kosten der Stromversorgung sonstiger Szenarien	336
19.1	Übersetzungsschema für Steuer- und Vorlagendateien	393
19.2	Compiler für GLG-Dateien	395
21.1	Länderzuordnung und Netze in den 19 Regionen	409
21.2	Bevölkerungs- und Erzeugungsschwerpunkte von PV-Strom in den Regionen . . .	412
21.3	Einspeisung in HGÜ-Systeme: Standorte in den Regionen	412
21.4	Schwerpunkte der Windstromerzeugung an Landstandorten	412

21.5	Schwerpunkte der Windstromerzeugung an Offshore-Standorten	412
21.6	Standorte der Parabolrinnenkraftwerke	413
21.7	Schwerpunkte der Erzeugung aus Fallwindkraftwerken	413

1 Einleitung

Die Energieversorgung der Menschheit basiert heute auf der Nutzung fossiler Energieträger. Mit jeweils gut 39, 24 und 23% bei Erdöl, Kohle und Erdgas gehen im Jahre 2001 zusammen mehr als sechs Siebtel des Energieverbrauchs im Weltmarkt auf den Einsatz fossiler Energieträger zurück [EIA00]. Erneuerbare Energien und Kernenergie tragen 8, 1 und 6,6% bei¹. Die ständig steigende Bevölkerungszahl und wachsende Wirtschaftskraft führt zu einem stetigen Mehrbedarf. Der Weltprimärenergieverbrauch ist innerhalb eines Jahrhunderts zwischen 1875 und 1975 etwa auf das 18-fache des Anfangswertes gestiegen [RS92]. Dies entspricht einem jährlichen Zuwachs von über 2,9%. In den 1970er Jahren betrug das durchschnittliche Wachstum ca. 3,6%/a [EIA00]. In den 1980er Jahren fiel der Anstieg mit 2,2%/a infolge der Energiekrise deutlich niedriger aus und sank in den 1990er Jahren nochmals auf 1,2%/a ab. Durch die wirtschaftlichen Schwierigkeiten in vielen früheren Staaten der UdSSR und Osteuropas war es hier in den 1990er Jahren zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs gekommen, der sich auf durchschnittlich gut 4%/a belief. In den beiden vorangegangenen Jahrzehnten hatte sich der Verbrauch dieser Staaten dagegen überdurchschnittlich entwickelt. Rechnet man den Rückgang des Energieverbrauchs heraus, der sich durch den wirtschaftlichen Zusammenbruch der Ostblockstaaten ergeben hat, dann liegt das Verbrauchswachstum in den Industrie- und Entwicklungsländern der 1990er Jahre mit über 2,3%/a wieder deutlich höher als im vorangegangenen Jahrzehnt. Diese Entwicklung ist wesentlich vom Anstieg des Energieverbrauchs in den Industrienationen geprägt. Seit Ende der 1990er zeichnet sich auch in den ehemaligen Ostblockstaaten wieder ein deutlicher Anstieg des Verbrauchs ab. Sollte sich ein weltweiter Verbrauchsanstieg von 1 bis 2,5%/a fortsetzen, würde das in den nächsten 100 Jahren eine Erhöhung des Weltenergiebedarfs um das 3 bis 11-fache nach sich ziehen. Aber auch ohne jeden Anstieg des Energieverbrauchs scheint – in historischen Dimensionen bemessen – das Ende der Reserven fossilen Energieträger schon sehr nahe zu sein. So betrug zwar 1997 die statische Reichweite der Reserven bei Kohle ca. 170 Jahre, was oftmals als große "Sicherheitsreserve" interpretiert wurde – und noch immer wird. Wenn man aber alle damaligen Reserven addiert und durch den Primärenergieverbrauch teilt, dann schrumpft die gemeinsame statische Reichweite schon auf nurmehr gute 90 Jahre [Hah99]². Dabei könnte der statische Primärenergieverbrauch rechnerisch 52 Jahre aus Kohle, sowie 21, 17 und 3 Jahre aus den Reserven von Öl, Gas, und Uran bestritten werden [Hah99]. Gerade beim heute wichtigsten Primärenergieträger Öl mehrten sich die Anzeichen einer baldigen Verknappung. Die jährlichen Funde neuer Ölvorkommen liegen trotz zeitweise hoher Zahl von Explorationen seit zwei Jahrzehnten unter dem Verbrauch und eine immer größere Zahl der Förderstätten überschreitet ihr Produktionsmaximum [Rec03] (s.a. [ODA] u. [Bak04]). Auch wenn es neben den wirtschaftlich gewinnbaren Reserven meist noch beachtliche Ressourcen gibt, die sich mit größerem Aufwand erschließen lassen und so das Ende der fossilen Energiewirtschaft hinauszögern können, so kann dies aus wirtschaftlicher Hinsicht nicht als Entwarnung verstanden werden, da mit der Verknappung der Reserven eine deutliche Erhöhung der Energiepreise einhergehen wird. Insbesondere in schwachen Volkswirtschaften kann davon eine starke Belastung ausgehen, die den "Wohlstand" erheblich gefährdet (vgl. z.B. [Ben98] u. [Por04]).

¹ Ende der 1980er Jahre wurden 6% des Primärenergieverbrauchs aus Wasserkraft gewonnen und 11% aus Brennholz, das wohl vornehmlich zur nichtkommerziellen Energieversorgung beigetragen hat [Hei90].

² Von der dynamischen Reichweite unter Einbezug des Verbrauchsanstiegs ist hier noch nicht einmal die Rede.

Neben der Endlichkeit der fossilen Ressourcen muß aber auch die Klimawirksamkeit ihrer CO_2 -emittierenden Nutzung als ein ernstzunehmendes Problem angesehen werden. Vom "Intergovernmental Panel on Climate Change" (IPCC) wird für die nächsten 100 Jahre im weltweiten Jahresmittel eine Klimaerwärmung um 1,4 bis 5,8°C erwartet [IPC01]. Neuere Berechnungen stellen insbesondere die untere Grenze in Frage und lassen sie bei 2,4°C erwarten, also wesentlich höher [BCJ⁺04]. Mit der Klimaänderung wird sich voraussichtlich eine Vielzahl von gravierenden Veränderungen einstellen (s.a. [IPC04] u. [EEA04]). So wird sich wahrscheinlich der Niederschlagsrückgang, der beispielsweise in großen Teilen des Mittelmeergebiets während der letzten Jahrzehnte stattgefunden hat [Sto], noch weiter fortsetzen und in vielen Gebieten erwartet (vgl. a. Abb. 7.5 auf Seite 95). Da es sich bei diesen Gebieten oftmals ohnehin um niederschlagsarme Regionen handelt, ist von schwerwiegenden Folgen für die dortige Bevölkerung auszugehen. Auch auf die Wasserkraft kann sich die Änderung des weltweiten Niederschlagsregimes auswirken, wobei die Erträge je nach Gebiet sowohl steigen als auch fallen können [CLV01]. Mit der bereits zu verzeichnenden Klimaerwärmung haben sich nach Angaben großer Rückversicherungsunternehmen die volkswirtschaftlichen Schäden – aufgrund der Zunahme extremer Wetterereignisse – schon in den letzten Jahrzehnten drastisch erhöht und auch in Zukunft wird ein steiler Anstieg der klima- bzw. wetterbedingten Schadenssumme erwartet [ADE⁺03] [Mün04]. Neben den schwerwiegenden wirtschaftlichen Schäden werden in einer Studie für das US–Amerikanische "Department of Defense" selbst geopolitische Verwerfungen bis hin zu klimabedingten kriegerischen Auseinandersetzungen in Betracht gezogen [RS03].

Sowohl die Ressourcenproblematik als auch die drohenden Ausmaße der Klimaänderung lassen also einen langfristigen Umstieg auf andere Energiequellen unausweichlich erscheinen und mittelfristig als dringend geboten. Dabei kann auch die Energieeinsparung einen Beitrag leisten und zumindest kompensierend auf den zu erwartenden Mehrbedarf in Ländern mit wirtschaftlichem Nachholbedarf wirken. Unabhängig von der Frage, auf welchem Niveau sich der Energiebedarf stabilisieren läßt, bleibt aber zu klären, wie dieser in Zukunft gedeckt werden kann.

Eine Option, den Bedarf zu decken, besteht in der Nutzung regenerativer Energien in ihrer ganzen Vielfalt. Die direkte oder indirekte Nutzung der Sonnenenergie stellt dabei das größte Potential dar. Der weltweite Primärenergieverbrauch liegt derzeit etwa beim 7000sten Teil der eingestrahnten Sonnenenergie. Damit ist die Sonnenenergie theoretisch geeignet, weit mehr als den Bedarf zu decken und auch ihre indirekte Nutzung über Windenergie sowie andere regenerative Energien bieten ein außerordentlich großes Potential für die künftige Energieversorgung.

Die hier vorliegende Arbeit konzentriert sich mit der Stromversorgung auf einen Teilaspekt der Energieversorgung, der zunehmend an Wichtigkeit gewinnt und als ein Schlüssel zur nachhaltigen Energieversorgung interpretiert werden kann. In dieser Arbeit wurden Möglichkeiten einer weitgehend CO_2 -neutralen Stromversorgung für Europa und seine nähere Umgebung untersucht. Dabei wurde der Frage nachgegangen, wie die Stromversorgung aufgebaut sein sollte, damit sie – basierend auf heute marktverfügbaren Techniken – kostengünstig verwirklicht werden kann. Auch die Frage, welchen Einfluß die Nutzung einiger neuer Technologien, die bisher noch in Entwicklung sind, auf die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung haben könnte, wurde anhand einiger Beispiele untersucht. Die Konzeption der zukünftigen Stromversorgung sollte dabei aber nach Möglichkeit objektiven Kriterien gehorchen, die auch die Vergleichbarkeit verschiedener Versorgungsansätze gewährleisten. Dafür wurde ein Optimierungsansatz gewählt, mit dessen

Hilfe weitgehend auf subjektive Entscheidungsprozesse verzichtet werden kann. Die Optimierung wählt aus einem optionalen Kraftwerks- und Leitungspark, hier im weiteren als **Pool** bezeichnet, die kostengünstigste Versorgungsstruktur und entscheidet gleichzeitig über den zeitlichen Einsatz aller Komponenten. Diese gekoppelte Optimierung von Systemkonfiguration und Einsatz aller Komponenten wird im Folgenden als Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung bezeichnet. Als Erzeugungsoptionen kommen dabei beispielsweise die Nutzung Regenerativer Energien durch Wasserkraftwerke, Windenergiekonverter, Fallwindkraftwerke sowie solar- und geothermische Kraftwerke in Betracht, die an den jeweils günstigsten Orten betrieben werden. Dabei ergeben sich aus der Hinzunahme von oder den Verzicht auf verschiedene Optionen – z.B. Hinzunahme von einzelnen noch nicht marktverfügbaren Erzeugungstechniken – verschiedene Szenarien der zukünftigen Stromversorgung. Als nukleare Option der Stromerzeugung werden z.B. in einzelnen Szenarien Plasmafusionskraftwerke (PFKW) berücksichtigt³. Nach der Erstellung des Pools aus Transportnetzen und Erzeugungseinheiten sind eine maximal zur Auswahl stehende Leistung der verschiedenen Komponenten sowie deren Erzeugungscharakteristika und spezifischen Kosten gegeben. Die Kraftwerks-Auswahl-Planung trifft auf dieser Basis die Entscheidung, welche der gegebenen Optionen zur Stromversorgung zu wählen sind. Für jede Technik werden dabei Kosten angenommen, die sich in den meisten Szenarien möglichst nah an den heutigen Kosten orientieren, oder – bei nicht marktverfügbaren Techniken – auf möglichst realistischen Annahmen beruhen.

Auch die Versorgungsaufgabe wurde möglichst realistisch gewählt und bezieht das gesamte Erzeugungsgebiet, in dem der Pool definiert wurde, mit ein. Die Optimierung hatte also zur Aufgabe, für die definierte Versorgungsaufgabe den idealen Kraftwerks- und Leitungspark zu bestimmen, der eine kostenoptimale Stromversorgung gewährleistet. Durch eine verstärkte großräumige Vernetzung von Verbrauch und Erzeugung waren günstige Effekte für den Einsatz dargebotsabhängiger regenerativer Erzeugungseinheiten zu erwarten. So liegen die günstigsten Standorte für Kraftwerke, die von regenerativen Energien gespeist werden, oft weit von den potentiellen Stromabnehmern entfernt. Zudem stellt sich bei großen räumlichen Distanzen ein deutlicher Ausgleich der lokalen Dargebotsschwankungen ein und gleichzeitig können Leistungs- und Arbeitsvermögen der integrierten Speicherkraftwerke flexibler eingesetzt werden. Deshalb wurde das Versorgungsgebiet und auch der Pool – im Hinblick auf hinreichende Ausgleichseffekte – für Europa und seine Nachbarn in einer Größe gewählt, die eine vorteilhafte Nutzung der genannten Effekte erwarten ließ. So wurde auch das Zusammenspiel einer Vielzahl von Kraftwerken in einem weiträumigen Netzverbund mit verschiedenen verfügbaren Speichersystemen mit Hilfe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung untersucht.

Das Ziel war, mit Hilfe unterschiedlicher Szenarien eine breite Basis als Entscheidungsgrundlage für zukünftige politische Weichenstellungen zu schaffen. Für Szenarien mit unterschiedlichen Grundannahmen ergeben sich verschiedene Stromversorgungsstrukturen und Stromkosten. Die Szenarien zeigen damit Optionen für eine zukünftige Gestaltung der Stromversorgung auf und machen Auswirkungen verschiedener – auch politischer – Rahmenbedingungen deutlich, womit sie die geforderte Entscheidungsgrundlage bereitstellen.

³ Die Bearbeitung des Themas wurde zu einem guten Teil durch das IPP finanziert [IPP]. Dabei war die Berücksichtigung von Plasmafusionskraftwerken vom IPP erwünscht.

2 Zusammenfassung

Das wichtigste Ergebnis der Szenarien ist, daß eine Stromversorgung allein aus regenerativen Energien möglich ist und wirtschaftlich eine gut zu bewältigende Aufgabe darstellt. Die Stromkosten inklusive Erzeugung und aller Aufwendungen für den Stromtransport bis zum Hochspannungsnetz der jeweiligen Verbrauchsregion fallen im Grundszenario, in dem nur bereits entwickelte Technologien zu heutigen Kosten eingesetzt werden, mit 4,65 €/kWh relativ niedrig aus. Bei einem Gaspreis von 2,4 €/kWh_{th}, der in [EC04] als Durchschnittswert für Industriekunden in Deutschland im Jahr 2002 angegeben wurde, und bei einem Wirkungsgrad von 55% eines neuen Gas- und Dampfkraftwerks (GuD) lägen allein die Gaskosten mit 4,4 €/kWh_{el} ähnlich hoch¹. Mit den übrigen Betriebs- und Kapitalkosten wären die Kosten des Stroms aus neuen GuD-Kraftwerken mit 5 bis 6 €/kWh_{el} – selbst bei hoher Kraftwerksauslastung – deutlich teurer als die Kosten, die sich beim Grundszenario ergeben.

Aber auch gegenüber den heutigen Stromkosten mit Strom aus oftmals abgeschriebenen Kraftwerken sind die Kosten im Grundszenario gut vergleichbar. Beispielsweise lag der Umsatz der Stromwirtschaft (VDEW) aus dem gesamten Stromabsatz an Endverbraucher und Stromversorger in Deutschland in 2003 bei 67 Mrd. €, wobei 500 TWh für die allgemeine Versorgung bereitgestellt wurden [VDE04]. Der Umsatz lag also bei 13,4 €/kWh_{el} oder anders ausgedrückt bei knapp 3,2% des Bruttosozialprodukts (vgl. [DeS04]). Die Stromkosten des Grundszenarios inklusive Kosten für den Ferntransport würden sich dagegen – bei gleichem Verbrauch – auf knapp 1,1% des Bruttosozialprodukts summieren. Damit können die Kosten des Stroms aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark verglichen werden. Die Differenz könnte als zusätzlicher Aufwand gegenüber dem heutigen System interpretiert werden. Setzt man für die heutigen Kosten die Preise für Strom an, der an der Energiebörse Deutschlands am Strom-Terminmarkt gehandelt wird – er lag im 1. Halbjahr 2004 im Mittel der niedrigen "Cal-05 base" bei gut 3,2 €/kWh_{el} [EEX04], dann liegt die Differenz bei etwas mehr als 1,4 €/kWh_{el}. Bezogen auf das Bruttosozialprodukt machen diese Mehrkosten nur etwa 3,4‰ aus, wobei die Strompreise an der Energiebörse Deutschlands im Steigen begriffen sind², was die Mehrkosten ständig verkleinert. Da die Veränderungen der Strompreise in wenigen Jahren schon etwa gleich groß ausfallen wie die Mehrkosten, die sich aus den heutigen Kosten gegenüber dem Grundszenario ergeben, können volkswirtschaftliche Argumente gegen eine rein regenerative Stromversorgung, wie sie sich gemäß des Grundszenarios ergibt oder wie sie in Anlehnung daran entwickelt werden könnte, nicht als stichhaltig bewertet werden. Dies zeigt sich auch bei folgender Überlegung. Würde der Kraftwerks und Leitungspark allmählich – z.B. gleichmäßig verteilt über die kalkulatorische Lebensdauer der verschiedenen Komponenten – aufgebaut, beliefen sich die jährlichen Investitionskosten für die Neuanlagen beim Grundszenario im gesamten Szenariogebiet mit 52,1 Mrd. € für die Windkraftwerke, 16,2 Mrd. € für die Biomassekraftwerke, 6,4 Mrd. € für das HGÜ-Transport-System und 2,7 Mrd. € für die solarthermischen Kraftwerke auf insgesamt 77,5 Mrd. €. Das entspricht grob 6‰ des Bruttoinlandsprodukts

¹ Zu GuD-Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch Kapitel 12 S. 163 ff.

² Im September 2004 hat der Monatsmittelwert des "Cal-05 base" schon bei 3,5 €/kWh_{el} gelegen und ist damit innerhalb zweier Jahre um mehr als 1 €/kWh_{el} gestiegen [EEX04]. Die Stromkosten für Privathaushalte sind in Deutschland zwischen 1991 und 2002 von 10,6 €/kWh_{el} auf 15,1 €/kWh_{el} gestiegen [ECD03b]. Dabei waren in einzelnen Jahren Anstiege von bis zu 1,3 €/kWh_{el} zu verzeichnen.

(BIP) des Jahres 2002 im Szenariogebiet (vgl. z.B. [DOE04]), nimmt sich also gegenüber dem BIP relativ klein aus. Die Bruttoanlageinvestitionen der EU-15-Länder sowie der USA und Japans liegen mit Werten zwischen gut 16 und gut 25% des jeweiligen BIP grob um das 25 bis gut 40-Fache darüber [Pro04]. Damit liegen schon die Unterschiede der Bruttoanlageinvestitionen zwischen einzelnen Ländern um mehr als eine Größenordnung über dem nötigen Finanzierungsbedarf für die Neuanlagen des Grundschemas und selbst die Schwankungen zwischen verschiedenen Quartalen innerhalb eines Jahres sind teilweise um ein Vielfaches größer. Unter diesen Gesichtspunkten kann die Höhe der notwendigen Investitionen nicht als besonders große volkswirtschaftliche Herausforderung eingestuft werden.

Auch in Anbetracht der Klima- und Ressourcenproblematik erscheinen die Mehrkosten und der Investitionsbedarf eher unbedeutend. Durch die zu erwartenden Kostenreduktionen – insbesondere bei der Nutzung erneuerbarer Energien – ist eine regenerative Vollversorgung vorstellbar, die sogar wirtschaftlich günstiger ist als die heutige Stromversorgung. Aus den Szenarien läßt sich also der Schluß ziehen, daß sowohl die technischen als auch die volkswirtschaftlichen Voraussetzungen für eine Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energien schon heute gegeben sind. Die Aufgabe, eine ökologisch verträgliche und gleichzeitig kostengünstige Stromversorgung auf den Weg zu bringen, kann somit in den Bereich der Politik verwiesen werden. Hier liegt die Verantwortung für das Gelingen oder Scheitern dieses wichtigen Zukunftsprojekts.

Um zu belastbaren Grundlagen für die obigen Aussagen und weiteren aussagekräftigen Ergebnissen zu gelangen, wurden die Szenarien erstellt und auf ihre Belastbarkeit hin überprüft. Die Herangehensweise ist in dieser Arbeit zusammen mit den Ergebnissen verschiedener Szenarien mit unterschiedlichen politischen und ökonomischen Grundannahmen beschrieben.

Ein erster, wesentlicher Schritt war die Schaffung einer belastbaren Datengrundlage, die allen Anforderungen in hinreichender Weise gerecht wird. Für die erneuerbaren Energien mußten beispielsweise deren Potentiale sowie deren Dargebotsverhalten ermittelt werden. Für die Ermittlung der Potentiale kurzfristig bis mittelfristig dargebotsabhängiger regenerativer Energien mußten – anhand der dafür genutzten Daten – ausreichend lange Zeiträume überschaubar sein. Gleichzeitig mußte das kurzfristige Dargebotsverhalten mit den Daten auch in angemessener zeitlicher Auflösung erfaßt werden. Eine weitere Anforderung war, daß alle räumlich/zeitlichen Interdependenzen, Korrelationen sowie Antikorrelationen und stochastischen Effekte möglichst realitätsnah abgebildet sein mußten. Diese Forderung bedeutet, daß die Daten, mit denen das Dargebotsverhalten regenerativer Energien erfaßt werden sollte, an allen Orten für den gleichen Zeitraum verfügbar sein mußten³. Diese Anforderungen erfüllen die globalen Analysemodelle verschiedener Wetterdienste⁴. Mit ihnen ist es möglich, nicht nur die räumlich/zeitlichen Verhältnisse einer regenerativen Ressource hinreichend genau zu erfassen, sondern auch die Beziehungen zwischen verschiedenen regenerativen Ressourcen, also beispielsweise der Windenergie und der Solarenergie. Für die weniger kurzfristig dargebotsabhängigen regenerativen Energien, wie die Wasserkraft und die Biomasse war die Anforderung an die Abbildungstreue ihres zeitlichen Verhaltens nicht so hoch, dafür mußte insbesondere bei der Wasserkraft auf eine realitätsnahe räumliche Verteilung bestehender Kraft-

³ Insbesondere eine Verwendung von statistischen Daten ohne realen Zeit- und Ortsbezug ist aufgrund dieser Anforderung ausgeschlossen.

⁴ In dieser Arbeit wurden für die Erstellung der Datengrundlage kurzfristig dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien meteorologische Daten der ECMWF-Reanalyse ERA-15 verwendet und teilweise auch von NCAR/NCEP.

werke geachtet werden, um das Dargebotsverhalten hinreichend genau zu erfassen.

Bei der Geothermie hingegen spielten zeitliche Effekte im Gegensatz zur räumlichen Verteilung der Ressourcen keine Rolle, weshalb sich hier die Erstellung der Datengrundlage auf die Lokalisierung der Ressourcen und die Abschätzung ihrer Qualität für die Stromerzeugung konzentrieren konnte. Die weltweiten Potentiale der berücksichtigten regenerativen Energien sind dementsprechend jeweils für jede Ressource in den Kapiteln 4, 5, 6, 7, 8 und 9 mit ihrem räumlichen und ggf. zeitlichen Dargebotsverhalten dargestellt. Um eine bessere Lesbarkeit zu gewährleisten, sind die zugrundeliegenden Berechnungsmethoden gesondert in Kapitel 18 erläutert.

Als Grundlage der Szenarien mußten aber ebenso belastbare Kostendaten gefunden werden, die allen Besonderheiten der jeweiligen Technologien gerecht werden. Deshalb werden die Kosten für jede berücksichtigte Erzeugungsoption ausführlich diskutiert, was dem Leser auch die Möglichkeit geben soll, sich ein eigenständiges Bild zu machen.

Um zu einem möglichst objektiven Bild der Möglichkeiten einer zukünftigen, regenerativen Stromversorgung zu gelangen, wurde ein mathematischer Optimierungsansatz gewählt, der weitgehend unabhängig von subjektiven Entscheidungskriterien die kostenoptimale Stromversorgung konzipiert. Die Auswahlkriterien, denen der Optimierungsansatz gehorchen mußte, sowie verschiedene Optimierungsmethoden und die Kompromisse, die der gewählte Optimierungsansatz (Lineare Optimierung bzw. Lineare Programmierung) nach sich zieht, sind im Kapitel 14 diskutiert. Die mathematische Implementierung der verschiedenen Systemkomponenten in die Optimierung ist in Kapitel 20 dargestellt. Die resultierenden Optimierungsprobleme haben einen großen Umfang. Das wirkte sich nicht nur auf die Rechenzeiten aus, sondern erzwang auch die Nutzung von leistungsstarken Rechnern mit großen Haupt-Speichern (RAM) und erforderte insbesondere aufgrund der Größe des Optimierungsproblems⁵ eine effiziente Entwicklungsumgebung zu dessen Formulierung, die dafür eigens entwickelt wurde. Die Beschreibung der Entwicklungsumgebung findet sich in Kapitel 19.

Auch eine Auseinandersetzung mit den verfügbaren Transporttechniken war nötig, um die Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energien im großräumigen Stromverbund adäquat erfassen zu können. Dieser Thematik ist das Kapitel 13 gewidmet, in dem neben dem Vergleich von Drehstrom- und Gleichstromtechnik auch eine detaillierte Diskussion der Kosten und Wirkungsgrade für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu finden ist. Ebenso sind in diesem Kapitel die Stromverbrauchsdaten beschrieben, die aus einer Vielzahl der Länder im Versorgungsgebiet, das in den Szenarien berücksichtigt ist, verfügbar gemacht werden konnten. Darüber hinaus sind hier die Verfahren beschrieben, mit denen aus den verfügbaren Lastdaten auf die Lastverläufe in Ländern geschlossen wurde, für die keine Stromverbrauchsdaten vorlagen.

Für Szenarien, in denen aufgrund von Transportrestriktionen in einigen Regionen entweder kein Zugang zu ausreichend großen regenerativen Potentialen möglich ist oder das zeitliche Dargebotsverhalten nicht zur Bewältigung der Stromversorgungsaufgabe geeignet ist, mußte ein alternativer

⁵ Die Dateien im Standardformat für die lineare Optimierung, in denen die Optimierungsprobleme für die Szenarien formuliert sind, bestehen jeweils aus etwa 20 Millionen Zeilen (Das entspricht etwa einer halben Millionen Seiten.) und haben im Ascii-Format eine Größe von knapp 900 MB. Solche Dateien von Hand zu editieren, ist praktisch ausgeschlossen, zumal für die verschiedensten Szenarien und während der Entwicklung der Methodik dutzende davon erstellt werden mußten. Auch die bestehenden Entwicklungsumgebungen waren aufgrund der Problemgröße nur wenig geeignet.

CO_2 -neutraler Energieträger für die Versorgung berücksichtigt werden. Dazu wurde der Sekundärenergieträger Wasserstoff vorgesehen. In Kapitel 10 werden daher die Systemkomponenten verschiedener Wasserstoffketten mit ihren Wirkungsgraden und Kosten diskutiert und bewertet.

In einigen Szenarien wurde auch die Nutzung von Nuklearenergie in Form von Plasmafusionskraftwerken vorgesehen. Ihre voraussichtlichen technischen Eigenschaften und geschätzten Erzeugungskosten sind in Kapitel 11 behandelt.

Für die Erstellung der Szenarien war es nötig, unter Einbezug der Grenzen und Anforderungen, die der Optimierungsansatz mit sich bringt, sowie der technisch/ökonomischen Eigenschaften aller Erzeugungsoptionen, ein geeignetes Stromversorgungsgebiet zu definieren⁶, das ausreichend Handlungsspielraum eröffnet, um zu aussagekräftigen Ergebnissen zu gelangen. Auch die Untergliederung dieses Gebiets folgt aus verschiedensten Überlegungen, die teilweise in Kapitel 14 diskutiert werden (Die Untergliederung in Regionen ist in Abbildung 21.1 auf Seite 409 dargestellt.). Für jede Erzeugungsoption mußten verschiedenste Grundannahmen getroffen werden, die die Potentiale, die Standortwahl sowie die Zeitreihenerstellung und die Kosten betreffen. Diese sind jeweils in den letzten Abschnitten der Kapitel zu den verschiedenen zur Nutzung vorgesehenen Energien zu finden. Ebenso wurde in Kapitel 13 bei Stromverbrauch und Stromtransport verfahren.

Aufgrund der verwendeten meteorologischen Daten und anderer Einflüsse haben die Annahmen, die für die Szenarien getroffen wurden, einen konservativen Charakter, der in der Diskussion der Ansätze für die jeweilige Technik aufgezeigt wird. Gleiches gilt für das gewählte Kostengerüst. Diese Annahmen und Eingangsdaten bilden die Grundlage der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung. Damit sind die Ergebnisse der Optimierung ebenfalls konservativ und können so als solide Grundlage für die Entscheidungsfindung angesehen werden.

Die Ergebnisse der verschiedensten Szenarien sind in Kapitel 15 dargestellt. Dabei wird am Anfang das **Grundszenario** dargestellt und im Anschluß daran in Kapitel 15.2.1.2 verschiedenen Ansätze zur Validierung des Grundszenarios im Sinne einer Überprüfung seiner grundsätzlichen Aussagekraft verfolgt. Die Validierung soll zeigen, wie stark die Ergebnisse der Optimierung von den gewählten Eingangsdaten abhängen und in wieweit die Ergebnisse auf andere Situationen übertragbar sind, also eine brauchbare Entscheidungsgrundlage bieten. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf den Systemveränderungen als Ergebnis der Optimierung, verursacht durch unterschiedliche Zeiträume, die von den Eingangsdaten abgedeckt werden. Dazu werden drei Ansätze verfolgt, die zeigen, daß die Lösung der Versorgungsaufgabe, die mit dem Grundszenario gefunden wurde, eine sehr verlässliche Entscheidungsgrundlage darstellt.

Einige Ergebnisse verschiedener Szenarien sollen im Folgenden kurz angerissen werden.

Beim Grundszenario – ein Szenario einer Stromversorgung ausschließlich aus erneuerbaren Energien, ausschließlich mit bereits entwickelten Technologien, bei heutigen Kosten für alle Komponenten – liegen die Stromgestehungskosten, wie oben bereits erwähnt, bei 4,65 €/kWh und damit sehr nahe am heute Üblichen. Das Ergebnis der Optimierung ist eine Stromversorgung bei der der größte Teil der Stromproduktion aus Windkraft erfolgt. Biomasse und schon heute bestehende Wasserkraft übernehmen den wesentlichen Part der Backup- Aufgaben innerhalb des – mit großen HGÜ-Leistungen verknüpften – Stromversorgungsgebiets.

⁶ Das gewählte Szenariogebiet erfaßt mit Europa und seinen südlichen und östlichen Nachbarn etwa 1,1 Mrd. Einwohner und einen Stromverbrauch von knapp 4000 TWh/a (vgl. Abb. 21.1 auf Seite 409).

Wenn – in einem restriktiv ”dezentralen” Ansatz – der Stromtransport zwischen den Regionen ausgeschlossen wird, steigt die Überschußproduktion stark an und zusätzliche Backup–Leistung sowie Backup–Energie aus anderen Quellen muß herangezogen werden. In einem Szenario, in dem kein Stromtransport zwischen den Regionen zugelassen ist und Brennstoffzellen – betrieben mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff – genutzt werden, um die aus diesem Ansatz resultierenden Engpässe aufzulösen, ergibt sich trotz sehr optimistischer Annahmen für die Wasserstoffkosten eine Erhöhung der mittleren Stromkosten auf über 8 €/ct/ kWh (s. Kap. 15.2.4.1). Für Region 6 (Deutschland und Dänemark; Regionenanzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409) würde dieser restriktiv ”dezentrale” Ansatz zu einer Erhöhung der Stromkosten auf 10 €/ct/ kWh führen und damit auf mehr als das Doppelte. Selbst diese Kosten müssen wegen der niedrig angesetzten Wasserstoffkosten mit großer Vorsicht interpretiert werden.

Auch die Auswirkung von Kostenentwicklungen einzelner Komponenten konnte in eigenen Szenarien untersucht werden (s. Kap. 15.2.5 ab S. 277). Durch eine deutliche Reduzierung der Kosten für Photovoltaik (PV), könnte auch sie einen ökonomisch sinnvollen Beitrag zur Stromversorgung leisten. Wenn alle anderen Kosten unverändert blieben, würde PV in diesen Szenarien ab etwa einem Achtel der heutigen Kosten⁷ eingesetzt und für knapp 4% der Stromerzeugung genutzt, allerdings ausschließlich in den südlichsten Regionen - vorwiegend in Region 12,16, 17 und 18 (Regionenanzuordnung s. Abb. 21.1). Würde es gelingen die Kosten für PV auf ein 16tel der heutigen Kosten zu reduzieren, würden – als Ergebnis der Optimierung – schon etwa 22% der Stromerzeugung von PV beigetragen. Dabei wurde wieder vorausgesetzt, daß bei den anderen Komponenten des Versorgungssystems keinerlei Kostenreduktion stattfindet. Unter diesen Annahmen würden sich die Stromkosten gegenüber dem Grundszenario um ca. 10% auf 4,3 €/ct/ kWh reduzieren. Auch jetzt würde die Photovoltaik in den nördlichen Regionen 1, 2, 3, 6, 9 und 19 noch nicht genutzt, da sie nicht zu einer Verringerung der Stromkosten im gesamten Versorgungsgebiet beitragen könnte. Die Auswirkungen von Kostenreduktionen bei der Solarthermie werden wiederum in anderen Szenarien untersucht. Wenn sich beispielsweise die Kosten für die Kollektorfelder von Parabolrinnenkraftwerken halbieren ließen – wie bei verstärkter Nutzung dieser Technologie schon für die nähere Zukunft erhofft, würden die solarthermischen Kraftwerke für ca. 13% der Stromerzeugung genutzt. Dadurch ließen sich die Stromkosten gegenüber dem Grundszenario um ca. 4% reduzieren. Bei einer Reduzierung der Kosten für die Kollektorfelder auf 40% und gleichzeitiger Reduzierung der Speicherkosten auf zwei Drittel der heutigen Kosten läge ihr Beitrag bei annähernd 28% der Stromerzeugung und die Stromgestehungskosten würden um ca. 10% auf 4,3 €/ct/ kWh sinken. Das zeigt, daß bei richtiger Weichenstellung in Zukunft auch Solarthermie ein wirtschaftlich interessantes Potential erschließen könnte, was in Anbetracht der relativ kleinen benötigten Kostendegression nicht allzu schwer zu erreichen scheint.

Auch der Vorschlag des Baus eines großen Wasserkraftwerks an einem besonders günstigen Standort am Kongo bei Inga in der Demokratischen Republik Kongo konnte in einem Szenario untersucht werden. Es wurde bei der Optimierung mit einer Leistung von 38 GW vorgesehen, womit es die Stromkosten um 6% senken könnte, was auf seinen günstigen Strom und auf weitere günstige Auswirkungen im System zurückgeht (vgl. Kap. 15.2.7 ab. S. 316).

⁷ Um die Kostenschwelle zu finden, ab der PV von der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung für die Stromversorgung im Szenariogebiet eingesetzt werden würde, sind die Kosten sukzessive mehrfach halbiert worden, bis die Optimierung bei einem Achtel der heutigen Kosten erstmals PV vorgesehen hat.

In weiteren, eher spekulativeren Szenarien konnten die Perspektiven untersucht werden, die sich aus der Nutzung bisher nur theoretisch untersuchter Stromerzeugungsoptionen – wie die Hot–Dry–Rock–Geothermie oder die Nutzung von Fallwindkraftwerken (**FWKW**) – ergeben können. In einem Szenario, in dem bei der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung auch die Nutzung von Fallwindkraftwerken zugelassen war, ist das Ergebnis der Optimierung ein Stromversorgungssystem, das weitgehend von der intensiven Nutzung der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken geprägt ist (vgl. Kap. 15.2.6 ab S. 303). Die Stromgestehungskosten liegen mit knapp 4,1 €/ct/ kWh um gut 12% niedriger als im Grundszenario. Auch wenn es sich hierbei – wie erwähnt – um ein Szenario handelt, das einen spekulativen Charakter hat, da bisher kein **FWKW** realisiert wurde, zeigt es doch auf, welche interessante Perspektive im Besonderen in dieser Stromerzeugungsoption gesehen werden kann.

In allen Szenarien – außer den relativ teuren restriktiv ”dezentralen” ohne interregionalen⁸ Stromtransport – spielt der Stromtransport eine wichtige Rolle. Die benötigte Umrichterleistung für die HGÜ-Leitungen erreicht teilweise Werte über 750 GW. Das entspricht je nach Szenario grob der Hälfte der im Szenariogebiet installierten Kraftwerksleistung. Die Leitungen werden genutzt, um Ausgleichseffekte bei der dargebotsabhängigen Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zu realisieren und um die Speicherwasserkraft sowie die dezentral genutzte Biomasse mit ihrer Speicherkapazität für großräumige Backup-Aufgaben zu erschließen. Im Grundszenario werden beispielsweise etwa zwei Fünftel der Erzeugung großräumig transportiert. Damit erweist sich der Stromtransport als einer der Schlüssel zu einer kostengünstigen Stromversorgung.

Aufgrund des sehr konservativen Charakters der grundlegenden Szenarien ist davon auszugehen, daß sich beispielsweise durch die Erschließung besserer Standorte⁹ für die Windstromerzeugung – wie sie heute schon teilweise bekannt sind und in Zukunft zweifelsfrei noch gefunden werden können – noch wesentlich günstigere Möglichkeiten für die großräumige Stromerzeugung aus regenerativen Energien finden lassen.

Dieses Wissen und die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien verweisen den Handlungsbedarf in den Bereich der Politik. Eine wesentliche Aufgabe der Politik läge darin, die internationale Kooperation zu organisieren und Instrumente für eine Umgestaltung der Stromversorgung zu entwickeln (s. a. [CGM03]). Dabei kann davon ausgegangen werden, daß nicht nur der Weg zu einer CO₂–neutralen Stromversorgung beschritten würde, sondern sich darüber hinaus ausgezeichnete Entwicklungsperspektiven für die ärmeren Nachbarstaaten der EU und Europas eröffnen¹⁰.

⁸ Unter interregionalem Stromtransport wird hier der Transport zwischen den Regionen des Szenariogebiets verstanden (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Da der Stromtransport innerhalb der einzelnen Regionen gestattet ist, können diese Szenarien nicht als dezentral im klassischen Sinne verstanden werden. So wäre z.B. vorwiegende Erzeugung an Offshorestandorten für die Windenergienutzung in diesen Szenarien möglich, auch wenn diese Standorte weit von den Verbrauchszentren entfernt liegen.

⁹ Gemeint sind hier produktivere Standorte, als die, die mit den Eingangsdaten für die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung erfaßt sind.

¹⁰ Siehe zum Thema Entwicklungszusammenarbeit durch die Umsetzung einer internationalen ”Energiepartnerschaft” z.B. auch [BBB⁺03], [Czi01a], [Czi01b] und Fußnote 36 auf Seite 267 sowie Fußnote 51 auf Seite 285.

3 Andere Arbeiten zur zukünftigen Energieversorgung

Es wurden schon viele Arbeiten angefertigt, in deren Mittelpunkt die Entwicklung von Energieversorgungsszenarien steht. Hier sollen deshalb einige Ansätze und Besonderheiten exemplarisch aufgezeigt werden.

Bei einem Typ von Szenarien geht es hauptsächlich darum, grob die Möglichkeiten verschiedener Entwicklungsrichtungen der zukünftigen Energieversorgung aufzuzeigen, ohne technischen Details größere Aufmerksamkeit zu widmen. In [GJM⁺95] werden beispielsweise anhand von Prognosen für die weltweite Bevölkerungsentwicklung und die gleichzeitige Entwicklung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung aller Energiesektoren verschiedene Szenarien erstellt, wobei grob in drei mögliche wirtschaftliche Entwicklungstendenzen mit unterschiedlich starkem Einfluß ökologisch begründeter Maßnahmen differenziert wird. Um die durch den CO_2 -Ausstoß unterstellte Temperaturerhöhung zu begrenzen, wird in allen Szenarien ein starker Anstieg der Nutzung regenerativer Energien, in einigen auch die forcierte Nutzung nuklearer Optionen veranschlagt. Ihre Anteile an der Energieversorgung werden im Jahre 2050 für erneuerbare Energien zwischen 16 und 36%, für nukleare Energien zwischen 6 und 12% des Primärenergieeinsatzes angesetzt. Für das Jahr 2100 werden je nach Szenario noch sehr viel größere Anteile dieser Energieoptionen in Aussicht gestellt. Diese Arbeit geht dabei – wie erwähnt – nicht detailliert auf die technischen Eigenschaften von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien oder auf die zeitlich/räumlichen Spezifika des Energiedargebots ein.

In verschiedenen Studien wurden Möglichkeiten der Stromerzeugung aus regenerativen Energien auf lokalem, regionalen und überregionalem Niveau mit unterschiedlicher Detailtreue untersucht. Eine sehr differenzierte Studie über die Möglichkeiten solarer Stromproduktion im Mittelmeerraum bietet [KS92]. Hier werden sowohl die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft als auch das solare Strahlungsangebot im gesamten Betrachtungsgebiet, die verfügbaren Flächen, verschiedene Techniken und die mit ihnen verbundenen Stromgestehungskosten analysiert.

Die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Primärenergiequellen in kleinräumigen Versorgungsstrukturen wird in [Rit89] erarbeitet.

Auf Basis von Differenzzeitreihen wird in [Fis95] das Zusammenspiel von erneuerbaren Energien und Blockheizkraftwerken in einem Kraftwerksverbund untersucht, der an die Gegebenheiten eines süddeutschen Stromversorgungsunternehmens angelehnt ist.

In [EK97] wird die Bedeutung der Sonnen- und Windenergie sowie zusätzlicher Wasserkraftnutzung für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten untersucht. Hier stehen die Fragen nach der substituierbaren Kraftwerksleistung, der Einsparung fossilen Primärenergiebedarfs und den Auswirkungen auf die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung der regenerativen Erzeugungssysteme und möglicher Einsparungen durch Rationalisierung im Vordergrund.

Als ein Kraftwerkspark mit großem Anteil an regenerativen Energieerzeugungssystemen wird in [Ora97] der volkswirtschaftlich optimale Einsatz der österreichischen Kraftwerke untersucht. Dabei liegt eine Hauptaufgabe in der Bewirtschaftung der dort verfügbaren Speichereinheiten, also

der Speicherwasserkraftwerke. Hierfür wurde ein Optimierungsansatz gewählt, der es erlaubt, die Auswirkungen verschiedener Rahmenbedingungen monetär zu bewerten.

Die Arbeit [Kli97] beschäftigt sich mit drei Szenarien zur zukünftigen "Europäischen" Stromversorgung. Szenario 1 sieht die Stromproduktion mittels solarthermischer Kraftwerke an einem nordafrikanischen Standort mit einer 2740 km-langen HGÜ-Übertragungsleitung nach Paris als Lastschwerpunkt vor. In Schwachlastzeiten soll am Ort der Stromerzeugung Wasserstoff produziert und gespeichert werden, aus dem im Bedarfsfall mit Hilfe von Brennstoffzellen wieder Strom erzeugt und nach Europa transportiert wird. Szenario 2 beinhaltet ein weltweites HGÜ-Übertragungsnetz, das den Strom von den günstigsten Standorten für solarthermische Kraftwerke zu den Verbrauchszentren transportiert (siehe Abbildung 3.1)¹. Im dritten Szenario wird die Möglichkeit der satellitengestützten photovoltaischen Stromerzeugung mit kabelloser elektromagnetischer Energieübertragung untersucht. Die Kosten der Stromerzeugung werden mit 21 $US\$/kWh_{el}$, 29 $US\$/kWh_{el}$ und bis zu 4400 $US\$/kWh_{el}$ in Szenario 1, 2 und 3 angegeben (geschätzte Kosten für 2020).

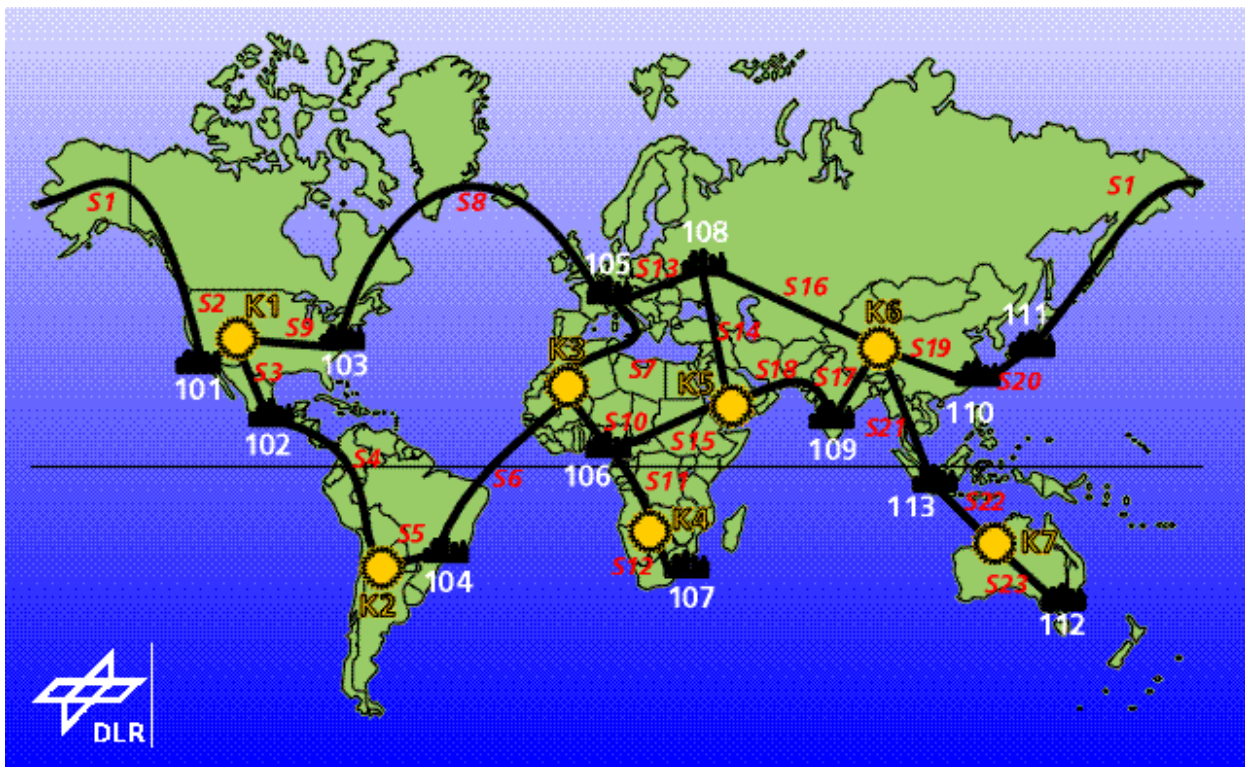


Abbildung 3.1: Interkontinentaler Energieverbund zur Stromversorgung durch solarthermische Kraftwerke. Die alphanumerischen Einträge in der Abbildung sind Bezeichnungen für Leitungen, Solarkraftwerksstandorte und Verbrauchszentren. Quelle: [Kli97]

Thermische Speicherkapazitäten für die solarthermische Stromerzeugung sind in keinem der Szenarios vorgesehen. Die Möglichkeit der Stromproduktion aus Solarenergie ist also zu Zeiten ohne Sonnenschein – z.B. Nachts – bei [Kli97] nicht berücksichtigt. Daher ist das globale Netz naheliegend, um jederzeit Strom zur Verfügung zu haben. Bei diesem Ansatz (Szenario 2) fallen die

¹ Mit diesem Szenario wurde die Idee des weltweiten Stromnetzes aufgegriffen, die auch schon von Buckminster Fuller als Antwort auf die Frage gegeben wurde, "How do we make the world work for 100% of humanity in the shortest possible time through spontaneous cooperation without ecological damage or disadvantage to anyone?" (s. [GEN04]).

Transportentfernungen, –leistungen, –verluste und –kosten zwangsläufig hoch aus. Zudem wird weder die alleinige Nutzung von Solarenergie, noch der Verzicht auf die bereits entwickelten Speicher den Möglichkeiten der regenerativen Energien gerecht.

In dem Arbeitspapier [LLNW97] wird ein Stromerzeugungssystem für die BRD im Jahre 2050 entworfen, bei dem insgesamt 32 GW Kraftwerkskapazität in Form von Windkraftanlagen, konzentriert auf den Küstenbereich und küstennahen Off-Shore-Bereich, sowie 93 GW Photovoltaikanlagen, die ihrerseits vorwiegend auf Gebäudedächern, Fassaden und Verkehrsflächen installiert sind, als heimische regenerative Energieerzeugungssysteme genutzt werden. Zudem ist ein Stromimport vorgesehen, womit in Afrika mit Hilfe von Solarrinnenkraftwerken mit Wärmespeicher² erzeugter Strom in die BRD gelangt. Die dort "installierte" Spitzenleistung ist 18 GW. Da die Speicher der solarthermischen Kraftwerke nach einem festen Einsatzplan genutzt werden und keine die Stromversorgung unterstützenden weiteren Speicher vorgesehen sind, wird eine Differenzzeitreihe der für das Jahr 2050 modellierten Last und der regenerativen Stromerzeugung gebildet. Dabei kommt es zeitweise zu einem sehr großen Überangebot der erzeugten Leistung, andererseits müssen aber teilweise noch relativ hohe Anteile der Stromerzeugung mit Hilfe konventioneller Kraftwerkseinheiten gedeckt werden.

In [Qua00] wird anhand eines Energiesparszenarios und eines Trendszenarios eine Stromversorgung für Deutschland bis zum Jahr 2050 entworfen, die sich weitgehend auf die Nutzung heimischer erneuerbarer Energien stützt. Dazu wird der Lastverlauf mittels gezielter Lastverlagerung der regenerativen Erzeugung angepaßt. Der Verlauf der dargebotsabhängigen Erzeugung wird anhand einiger gemessener Zeitreihen mathematisch approximiert. Beim Energiesparszenario belaufen sich die Überschüsse ebenso wie die Nachfrage, die nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, auf jeweils etwa ein Fünftel des Stromverbrauchs. Etwa 43% des Stromverbrauchsäquivalents werden mit gut 200 GW Photovoltaik generiert und ca. 37% mit 71 GW Windkraft. Dabei läßt die Größe der erforderlichen Potentiale keinen Spielraum für eine eventuelle Standortselektion zur Optimierung des Erzeugungsverhaltens im Hinblick auf eine gute Übereinstimmung mit dem Stromverbrauch. Die zugrundegelegten Potentiale werden vollständig ausgeschöpft. Auch bei diesen Szenarien wird mit Differenzzeitreihen gearbeitet, wobei Teile der Biomasseverstromung dem Reststrombedarf nachgeführt werden. Die Szenarien könne auch der Klasse der Entwicklungsszenarien zugeordnet werden, da sowohl Entwicklungspfade des Stromverbrauchs vorgegeben als auch Ausbaupfade der erneuerbaren Energien vorgesehen werden.

Ebenfalls als Entwicklungsszenarien sind die Szenarien zur möglichen "Entwicklung des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland bis 2050", die unter anderem für die "Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung des deutschen Bundestags" erstellt wurden (S. a. [EK03]). Hier wurde auf einen Ansatz mit linearer Optimierung zurückgegriffen [Mol01] [BFR02]. Allerdings war es aufgrund der Konzeption als Entwicklungsszenario aus rechentechnischen Gründen nicht möglich, für die einzelnen Entwicklungsstadien mit hochaufgelösten und langen Zeitreihen des regenerativen Dargebotsverhaltens zu rechnen, weshalb dieses nur in sehr vereinfachter Weise berücksichtigt werden konnte.

Da die meisten bisherigen Szenarien entweder nur pauschale Aussagen über mögliche Entwicklungspfade machen oder sich auf kleine Gebiete – wie einzelne Länder – konzentrieren oder tech-

² Mit Hilfe der Wärmespeicher, die eine Speicherkapazität für 18 Volllastbetriebsstunden des Kraftwerks haben, wird die Auslastung der Kraftwerkseinheit auf 5450 Volllaststunden mehr als verdoppelt.

nische Möglichkeiten der verschiedenen Erzeugungstechniken nur sehr vereinfacht einbeziehen oder Kostenkriterien nur sehr untergeordnet berücksichtigen und bei der Datengrundlage für die erneuerbaren Energien oft sehr vereinfachte Ansätze machen, können sie viele wesentliche Fragen nicht beantworten.

Diese Fragen stehen dagegen im Mittelpunkt der mit dieser Arbeit vorgestellten Szenarien. Bei ihrer Erstellung wurde versucht, dem zeitlich/räumlichen Dargebotsverhalten regenerativer Energien gerecht zu werden, und so den Möglichkeiten einer auf ihnen basierenden Stromversorgung gerecht zu werden. Dabei wurde darauf geachtet, daß die Datengrundlage insbesondere das Erzeugungsverhalten adäquat wiedergibt. Ein weiterer wesentlicher Gesichtspunkt war darauf aufbauend implizit die Untersuchung von großräumigen Ausgleichseffekten bei der Nutzung erneuerbarer Energien und deren Einfluß auf die kostenoptimale Gestaltung des zukünftigen Versorgungssystems.

Um diesen Einfluß studieren zu können wurde ein Optimierungsansatz gewählt, der die Minimierung der Stromkosten als Ziel hat. Die resultierenden Szenarien zeigen, wie der optimale Kraftwerks- und Leitungspark aufgebaut und betrieben werden muß, um die Stromversorgungsaufgabe bei minimalen Kosten zu bewältigen. Dabei ist die Stromversorgungsaufgabe sehr nahe am heutigen Stromverbrauch orientiert. In den grundlegenden Szenarien sind auch die Kosten aller Komponenten der Versorgungssystems mit heutigen Kosten erfaßt³. Diese konservative Herangehensweise schafft einen Überblick, welche hervorragenden Möglichkeiten sich schon bei konsequenter Nutzung der heutigen Technik und selbst bei heutigem Kostenniveau bieten. Daß die Optimierung als Ergebnis Stromversorgungssysteme entwirft, deren Stromkosten – trotz vollständigen Verzichts auf nicht erneuerbare Energien – nur relativ unwesentlich über denen der heutigen Stromversorgung liegen, rechtfertigt die konservative Herangehensweise. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, daß der mögliche Beitrag erneuerbarer Energien nur unter Einbezug der technischen, sowie der räumlichen und zeitlichen Besonderheiten der verschiedenen Erzeugungsoptionen und deren systemischen Zusammenspiels adäquat erfaßt werden kann.

³ Wenn die Kosten der verschiedenen Systemkomponenten in Szenarien anderer Autoren Erwähnung finden, dann werden diese meist unter Zuhilfenahme von Lernkurven – ausgehend von heutigen Kosten – reduziert und so oft sehr niedrig angesetzt. Diese Vorgehensweise kann je nach Höhe der unterstellten wirtschaftlich/technischen Lernerfolge zu sehr optimistischen Einschätzungen mancher Entwicklungspfade führen.

4 Nutzung der Solarenergie zur Stromerzeugung

Die direkte Nutzung der Solarenergie eröffnet wegen des globalen Strahlungsangebots, das etwa dem 7000-fachen des derzeitigen weltweiten Primärenergiebedarfs entspricht, das größte Potential aller regenerativen Energien (vgl. Fußnote 23 auf Seite 57). Das Angebot ist dabei sowohl in seiner Quantität als auch in seiner zeitlichen Struktur durch eine deutlich ausgeprägte Ortsabhängigkeit gekennzeichnet. So beträgt beispielsweise die jährliche Globalstrahlung in Mitteleuropa, Nordmarokko/Südspanien und an günstigen Standorten – im Bereich des 15ten nördlichen Breitengrades in Afrika – ca. 1000, 1800 und 2500 kWh/(m²a), wobei die mittlere Einstrahlung des jeweils strahlungsärmsten Monats ca. 17%, 27% und 77% der Einstrahlung des strahlungsreichsten Monats ausmacht (s.a. [PRSS91]). Auch die lokalen Anteile der direkten und der diffusen Einstrahlung sind sehr unterschiedlich. In den drei oben angegebenen Regionen kann das jahresmittlere Verhältnis von diffuser zu globaler Einstrahlung mit ca. 55%, 30% und 25% der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche angegeben werden.

4.1 Solares Strahlungsangebot

Im Datenarchiv der ECMWF-Reanalyse ERA-15 sind weltweite Globalstrahlungsdaten abgelegt [EZM]. Die räumliche Auflösung dieser Daten entspricht in etwa einem äquidistanten 1,125°-Gitter¹. Damit repräsentiert jeder der 52100 Datenpunkte eine Fläche von etwa 1,125° mal 1,125°, was am Äquator etwa 125x125km² entspricht. Die zeitliche Auflösung der Globalstrahlungsdaten liegt bei drei Stunden. Diese Daten wurden verwendet um die in Abbildung 4.1 wiedergegebenen mittlere jährliche Global-Horizontal-Strahlung zu berechnen.

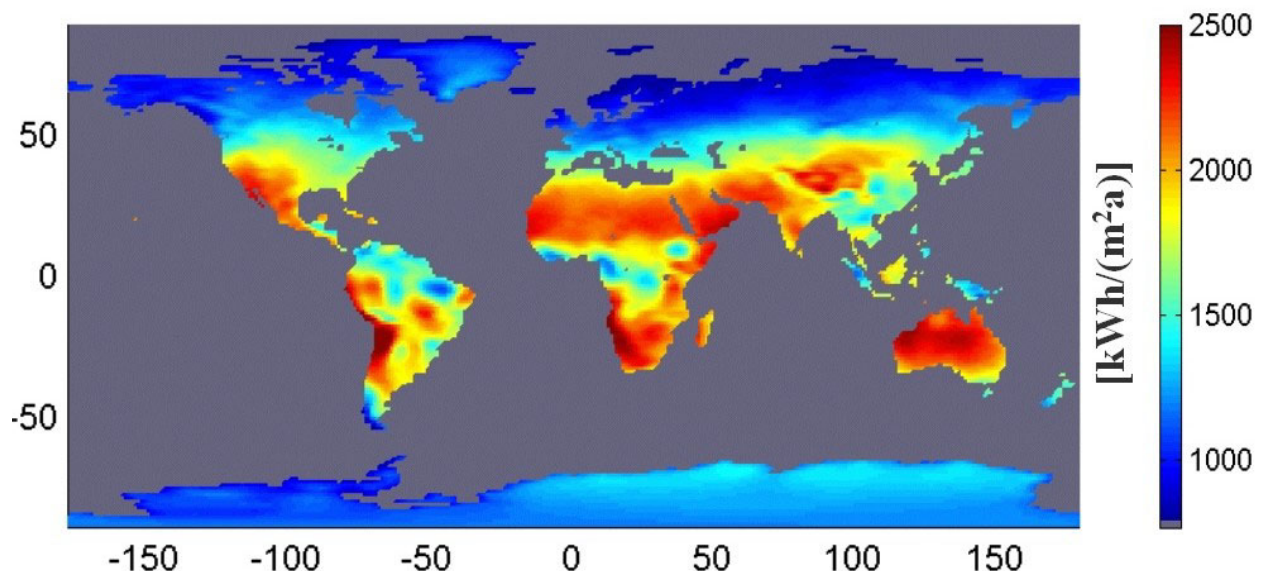


Abbildung 4.1: Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der Global-Horizontal-Strahlung für die Jahre 1983–1992. Quelle der Strahlungsdaten: [EZM]

¹ Die Entfernungen zwischen den Breitengraden ist nicht exakt äquidistant.

Das größte Strahlungsangebot liegt in einigen äquatornahen Gebirgsregionen, wie etwa den Anden im Bereich des 20. Breitengrades, oder im Süd–Westen Afrikas auf gleicher Höhe, ebenso wie im Mexikanischen Niederkalifornien oder in Teilen West–Australiens. Zu den Polen hin fallen die Strahlungswerte erwartungsgemäß deutlich ab, sodaß sie beispielsweise in der Mitte Deutschlands - mit gut $1000 \text{ kWh} / (\text{m}^2 \text{ a})$ – bei etwa 40% der höchsten Strahlungswerte liegen.

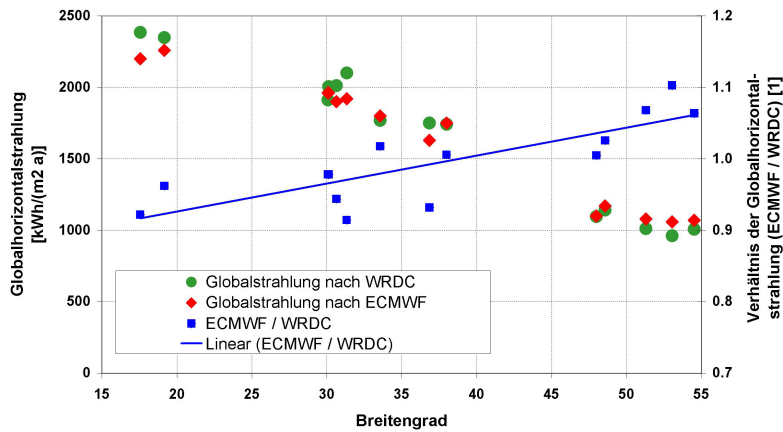


Abbildung 4.2: Vergleich von Daten der Global-Horizontal-Strahlung von WRDC und ECMWF. Quelle der Strahlungsdaten: [EZM] und [WRD00]

Ein Vergleich der Daten des ECMWF mit Daten des "World Radiation Data Centre" (WRDC) legt nahe, daß die Daten des ECMWF die Globalstrahlung in Zentraleuropa um knapp 10% überschätzen [WRD00][EZM]. Diese Überschätzung scheint sich – wie in Abbildung 4.2 anhand einiger Beispiele verdeutlicht – bei einer geographischen Breite von etwa 35° zu verlieren um schließlich in eine leichte Unterschätzung der Strahlungswerte von bis zu 10% überzugehen.

Ursachen dieses Verhaltens wurden inzwischen am ECMWF erkannt und in neueren Modellen teilweise verbessert. Für die regionale Überschätzung der Strahlungsintensität konnten die unterschiedlichen Feuchtigkeits- und Temperatur-Profile von Messung und Modell verantwortlich gemacht werden, dagegen scheint für die Unterschätzung der Einstrahlung in manchen Wüstengebieten die Charakterisierung der atmosphärischen Aerosolgehalte und deren Einfluß im Modell ausschlaggebend [Mor02b] [Mor02a] [GMOW98].

Für die Berechnung der Stromerzeugung aus Solarenergie ist außer der Kenntnis der Globalstrahlung auch die Kenntnis von Diffusstrahlungs- und Direktstrahlungsanteile erforderlich. Bei nicht konzentrierenden Systemen erreicht ein Teil der Diffusstrahlung die – zur Energiegewinnung genutzte – Fläche direkt, ein anderer Teil wird durch die Albedo der Umgebung dort hin reflektiert und somit für energetische Zwecke nutzbar (s. Kap. 18.1). Wie in Kapitel 18.1 beschrieben, wurden die Diffusstrahlung und Direktstrahlung aus Daten des ECMWF sowie von NCAR/NCEP unter Nutzung eines Strahlungsmodells von Richard Perez u. A. berechnet² (s.a. [IMP⁺91]).

Die Global-Horizontal-Strahlung (GHS) setzt sich aus den beiden Anteilen, der Diffus-Horizontal-Strahlung (HS_{Dif}) und der Direkt-Horizontal-Strahlung (HS_{Dir}) zusammen.

$$GHS = HS_{Dir} + HS_{Dif} \quad (4.1)$$

² Richard Perez hat für diese Arbeit freundlicher Weise die Fortran Funktion DIRMAX mit der Implementierung von Transferfunktionen zur Berechnung der Direktstrahlung aus Stundenwerten von Globalstrahlungsdaten zur Verfügung gestellt [BP99].

Dementsprechend ergibt sich die Diffusstrahlung aus der Differenz von Globalstrahlung und Direktstrahlung. Die weltweite jährliche Diffusstrahlung ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Der Diffusstrahlungsanteil ist stark von der lokalen Luftfeuchtigkeit abhängig und dementsprechend gering in Wüstengebieten, sowie in kalten Klimata, in denen sich temperaturbedingt nur wenig Feuchtigkeit in der Atmosphäre halten kann. Dies ist z.B. in der Antarktis gut zu erkennen.

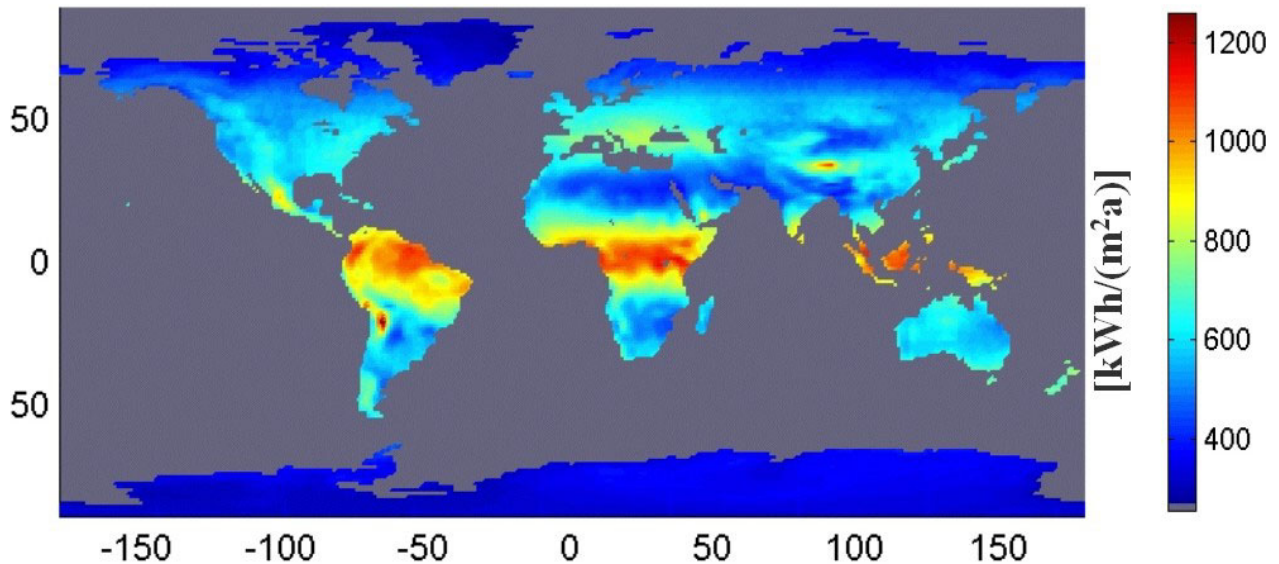


Abbildung 4.3: Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der Diffus-Horizontal-Strahlung für die Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

In Abbildung 4.4 ist die Direktstrahlung abgebildet, deren Kenntnis für die Berechnung des Energiedargebots bei allen konzentrierenden Systemen von entscheidender Bedeutung ist. An Standorten mit großer jährlicher Direktstrahlung sind folglich die besten Bedingungen für zweiachsig nachgeführte Systeme, wie Dish-Solar-Systeme oder Solar-Turm-Systeme³, ebenso, wie für die einachsig nachgeführten Systeme, mit linearer Konzentration auf eine Brennnlinie (z.B. Parabolrinnenkraftwerke).

Zweiachsig nachgeführte Systeme, wie die Dish-Solar-Systeme, können ihre Aperturfläche immer im günstigsten Winkel, d.h. senkrecht (normal) zur Sonneneinstrahlung, ausrichten und somit die Direkt-Normal-Strahlung (DNS) auf einen Brennpunkt fokussieren. Die zeitintegrale DNS übertrifft das Integral über die Direktstrahlung auf die Horizontale HS_{Dir} und kann auch beträchtlich über der Global-Horizontal-Strahlung liegen. Abbildung 4.5 zeigt eine Weltkarte des 10-jährigen Mittelwertes der Direkt-Normal-Strahlung, die wie Diffusstrahlung HS_{Dif} und die Direktstrahlung HS_{Dir} aus Daten des ECMWF sowie von NCAR/NCEP ermittelt wurden (s. Kapitel 18.1). Sehr gute Strahlungsbedingungen finden sich in den Wüstengürteln nördlich und südlich des Äquators, mit besonders hohen Werten in höhergelegenen Regionen.

³ Zu Dish-Solar-Systemen und Solar-Turm-Systemen siehe auch Kapitel 4.3 auf Seite 28 f.

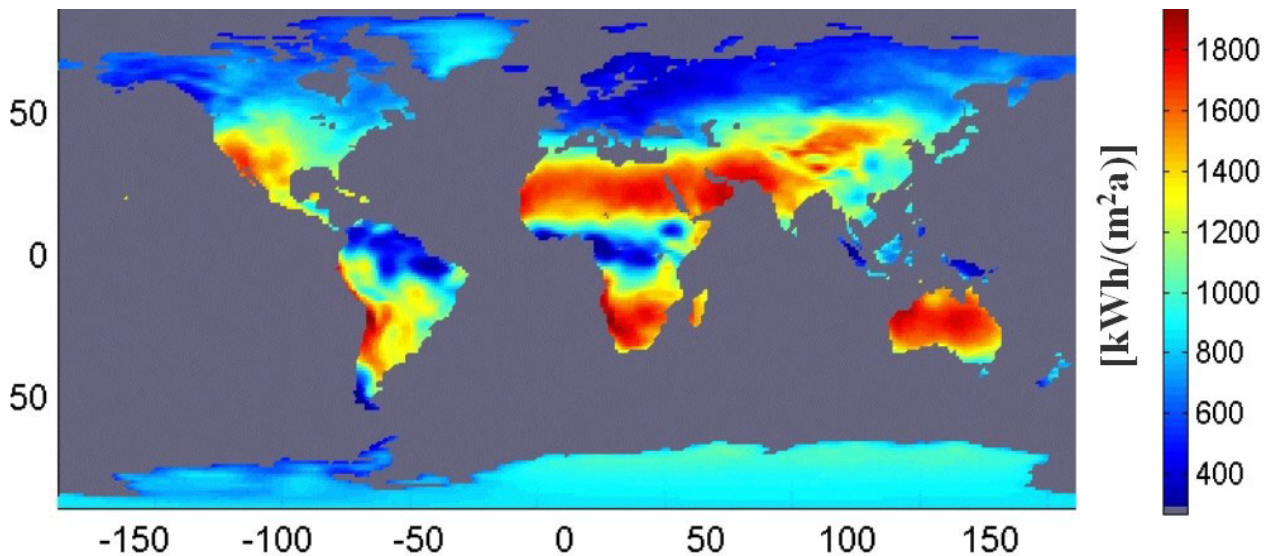


Abbildung 4.4: Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der Direkt-Horizontal-Strahlung für die Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

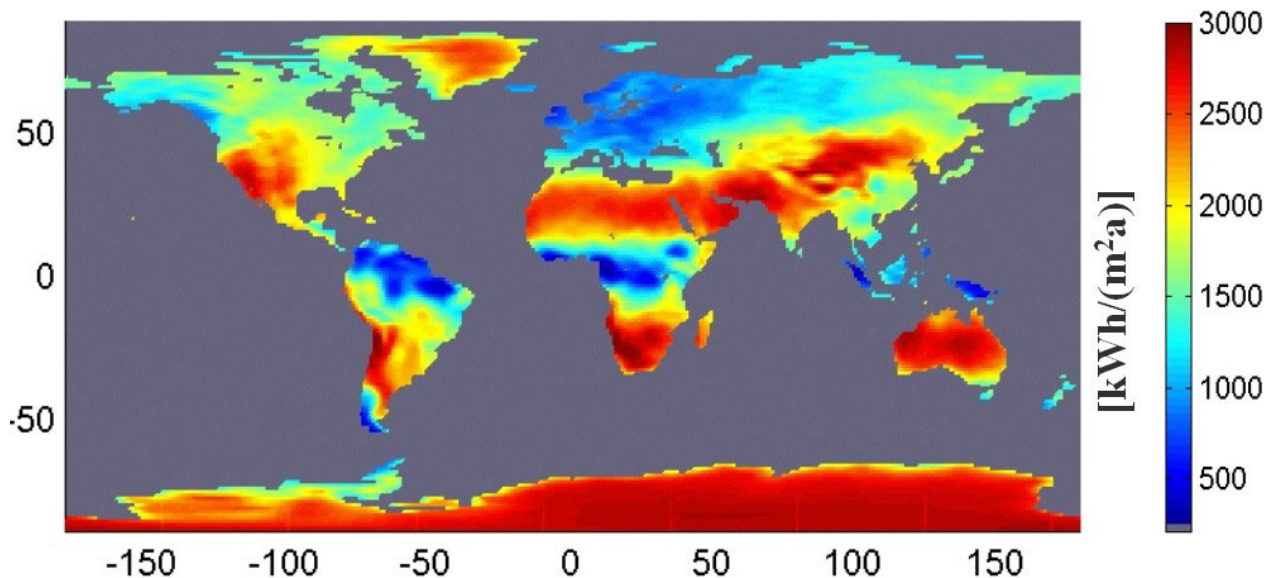


Abbildung 4.5: Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der Direkt-Normal-Strahlung für die Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

4.2 Photovoltaische Stromerzeugung

Bei der photovoltaischen (PV) Stromerzeugung wird die auf eine Solarzelle einfallende Strahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt. Dabei kann sowohl der direkte als auch der diffuse Anteil genutzt werden. Die Wirkungsgrade heutiger Photovoltaikmodule werden in der Regel mit bis zu $\eta \leq 15\%$ angegeben⁴. Nach einer Auswertung des 1000–Dächer–Programms liegen die Jahreserträge der meisten der 1238 in Deutschland vermessenen Photovoltaikanlagen im Bereich von $750 \text{ kWh} / \text{kW}_p$ und damit bei einer, auf die installierte Leistung (L_p) bezogenen, jährlichen Ausnutzung von 8,6% [DGKR97]. Nur ca. 8% der Anlagen kamen im Auswertungsjahr 1995 über 900

⁴ Neuere Angaben einzelner Hersteller reichen bis zu Modulwirkungsgraden über 16% [BE40].

Volllaststunden und der Mittelwert lag bei etwa 700.

Die rechnerisch ermittelte, potentielle weltweite Stromerzeugung mit Photovoltaik ist in Abbildung 4.6 dargestellt (Berechnung s. Kap. 18.1.2). Die höchsten Jahreswerte finden sich in relativ hochgelegenen strahlungsreichen Regionen, wie dem Himalaja, den Anden oder der Gebirgsregion im Süd-Westen Afrikas. Weitere ertragreiche Gebiete sind in den Wüstengürteln, die wegen des negativen Temperaturgradienten des Wirkungsgrads der Solarzellen – trotz ähnlich hoher Globalstrahlungswerte – schon relativ deutlich hinter die kühleren Gebirgsregionen abfallen. Dennoch sind Verhältnisse – wie beispielsweise in der Sahara – noch deutlich besser als in Mitteleuropa, wo die zu erwartenden Erträge etwa 40% niedriger liegen. Damit wäre in die EU transportierter Strom aus Photovoltaik – selbst unter Einbezug der Transportkosten – deutlich günstiger als solcher, der in Mitteleuropa produziert würde (s.a. [CKT01] und [Inv97]).

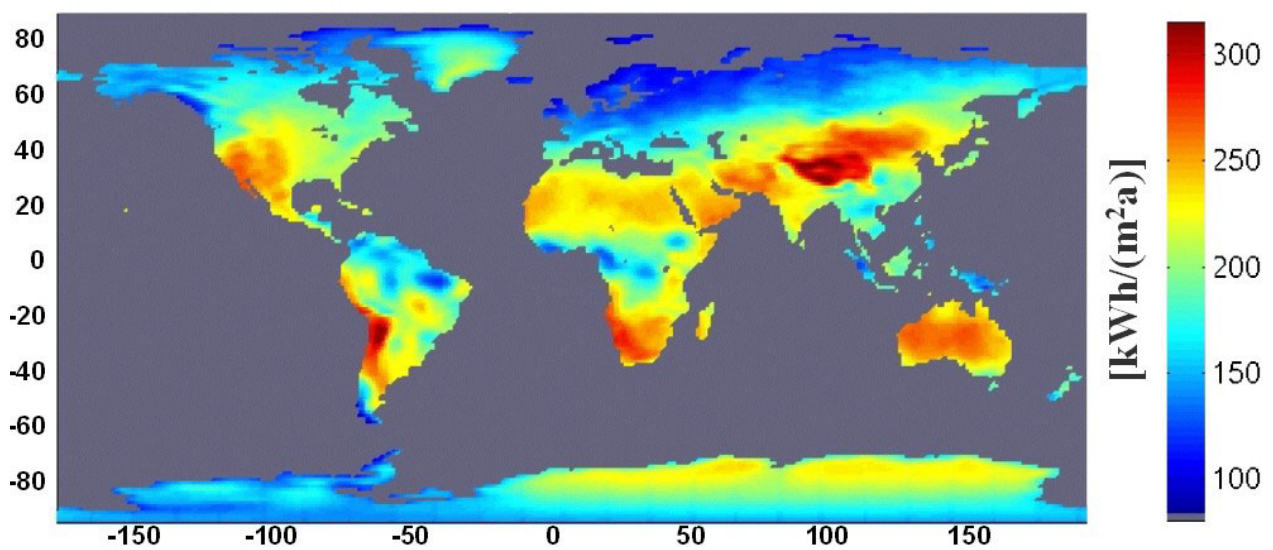


Abbildung 4.6: Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der potentiellen Jahreserzeugung aus Photovoltaik für die Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Ein weiterer Vorteil der photovoltaischen Stromproduktion in der Sahara gegenüber der Nutzung nördlicherer Produktionsstandorte ist die jahreszeitlich deutlich ausgeglichene Erzeugung. Ein Vergleich der potentiellen Stromproduktion im Dezember $EPV_{pot.Dez}$ – dem Monat, der in Mitteleuropa üblicherweise die niedrigste Produktion aufweist – und der potentiellen Produktion elektrischer Energie im Juli $EPV_{pot.Jul}$ als Quotient

$$Qu_{E_PV_{Dez/Jul}} = \frac{EPV_{pot.Dez}}{EPV_{pot.Jul}} \quad (4.2)$$

ist in Abbildung 4.7 wiedergegeben. In den südlichen Randgebieten der Sahara, in die sich im Sommer die Innertropische Konvergenzzone verlagert und die Regenzeit bringt, ist die potentielle Erzeugung in Sommer und Winter etwa gleich. Damit ergibt sich hier ein sehr ausgeglichenes Produktionsprofil (vgl. z.B. Region 17 in Abb. 4.10), das im Hinblick auf eine Stromversorgung mit Photovoltaik günstig erscheint.

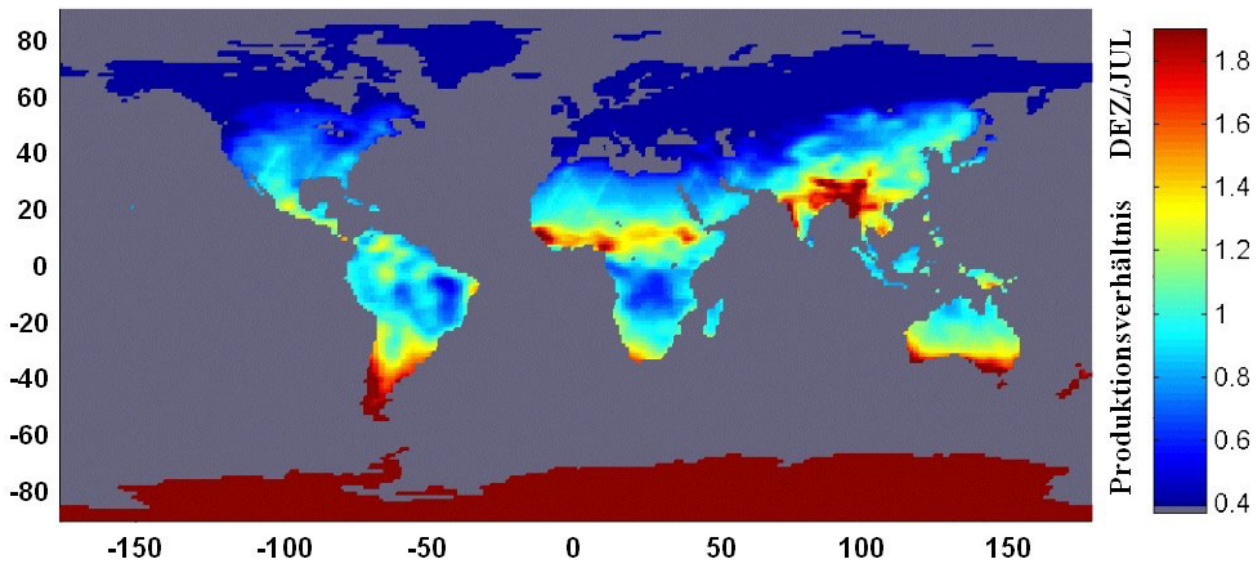


Abbildung 4.7: Saisonaler Vergleich der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik als Quotient aus langjährigen Monatsmittelwerten von Dezember- und Julierzeugung der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

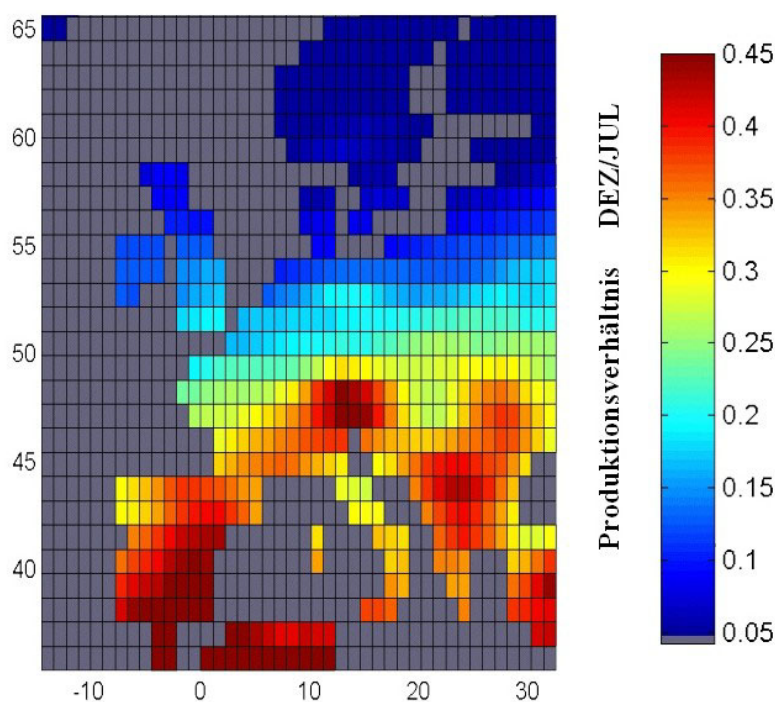


Abbildung 4.8: Saisonaler Vergleich der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik im Gebiet der EU als Quotient aus langjährigen Monatsmittelwerten von Dezember- und Julierzeugung der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Nebensiehende Abbildung 4.8 zeigt für die EU-Länder wie Abbildung 4.7 den Quotienten $QuEPV_{Dez/Jul}$ der potentiellen PV-Stromproduktion in Dezember und Juli. Deutlich wird hier die starke Abhängigkeit der Dezemberproduktion vom Breitengrad des jeweiligen Standorts. Die Dezemberproduktion sinkt in Teilen Skandinaviens unter 5% der Juliproduktion, dagegen erreicht sie in den südlichsten Gebieten der EU Werte über 45%. Schon innerhalb eines einzelnen Landes wirkt sich der Standort stark auf den winterliche Erzeugungsmöglichkeit aus. So liegen beispielsweise in Deutschland die Dezemberwerte zwischen weniger als 10% und mancherorts mehr als 30% der Juliwerte.

Die Erzeugungsmöglichkeit aus Photovoltaik variiert im großräumigen Maßstab, wie er durch die Daten des ECMWF sowie NCEP/NCAR erfasst ist, von Jahr zu Jahr normalerweise nur relativ wenig. In Abbildung 4.9 ist der Quotient $QuEPV_{1983} = \frac{EPV_{1983}}{EPV_{1983-1992}}$ aus der potentiellen photovoltaischen Stromerzeugung 1983 EPV_{1983} und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992

$\overline{EPV}_{1983-1992}$

$$QuEPV_{\frac{1983}{1983-1992}} = \frac{EPV_{1983}}{EPV_{1983-1992}} \quad (4.3)$$

abgebildet. Das Jahr 1983 war ein besonders ausgeprägtes El-Niño-Jahr, was die deutliche Abweichung im Nord-Westen Südamerikas erklärt, und zeichnet sich daher durch besonders ausgeprägte Unterschiede zum "üblichen" Wettergeschehen aus (s.a. [Kesa] [Kesb]). In anderen Gebieten variieren die Jahreswerte üblicherweise im Bereich von etwa $\pm 10\%$ um den langjährigen Jahresmittelwert.

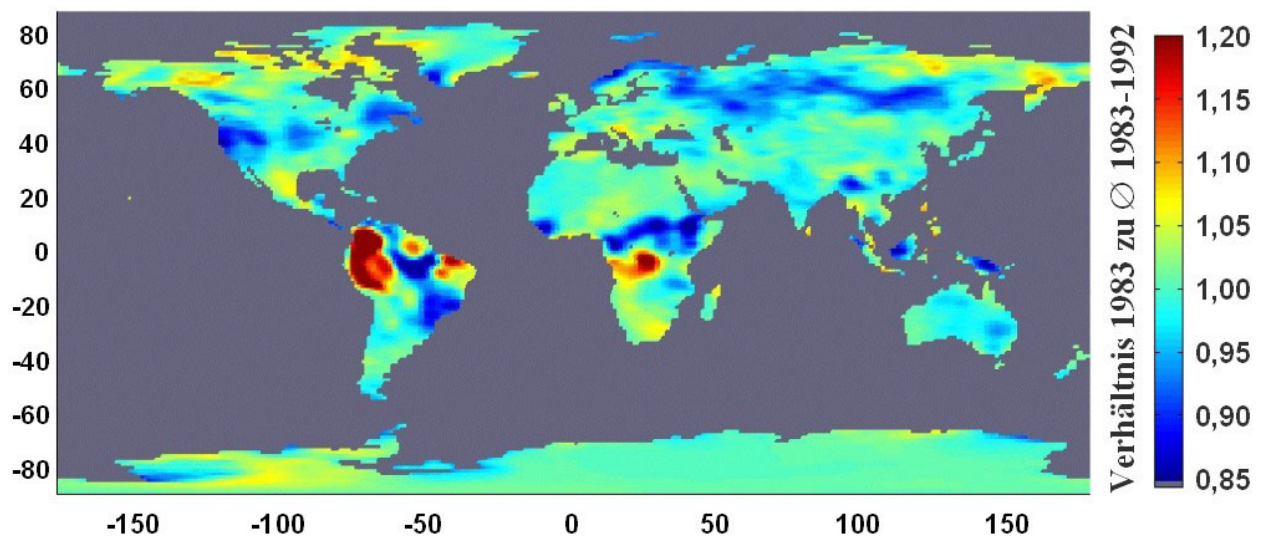


Abbildung 4.9: Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik; Quotient aus der Erzeugung 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

4.2.1 Kosten der photovoltaischen Stromproduktion

Die mittleren Gesamtkosten für PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung (peak) von 5 kW_p beliefen sich ohne Umsatzsteuer nach [Lut96] in Baden-Württemberg zwischen 1993 und dem 1. Quartal 1996 auf knapp $15'000 \text{ DM/kW}_p$ ⁵. Für kleinere Anlagen mit 1 kW_p (2 kW_p) lagen sie mit gut $19'300 \text{ DM/kW}_p$ ($16'600 \text{ DM/kW}_p$) um fast 30% (11%) höher, was sich zu einem großen Teil durch die höheren leistungsspezifischen Montagekosten erklären lässt. Bis 1999 sind die Kosten von 5 kW -Anlagen nach Angaben in [ABB⁺04] auf gut $6'800 \text{ €/kW}$ – um etwa 11% – gefallen. Die Kosten kleinerer Anlagen mit 1 kW_p lagen zum gleichen Zeitpunkt mit knapp $8'300 \text{ €/kW}_p$ sogar um etwa 16% tiefer als drei bis sechs Jahre zuvor. Im Jahr 2002 liegen die Kosten für 2 kW -Anlagen mit $6'000 \text{ €/kW}_p$ nach [ABB⁺04] sogar um 30% niedriger als nach den Angaben von [Lut96] für den Zeitraum von 1993 bis Anfang 1996. Die Kosten von PV-Anlagen fallen nach [ABB⁺04] – ohne Angabe der Anlagenleistung – in verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich

⁵ Die Leistung von 5 kW_p entspricht den größten Anlagen im 1000-Dächer-Programm und stellt die kostengünstigste der a. a. O. untersuchten Leistungsklassen dar (vgl. z.B. [DGKR97]).

aus. In Deutschland, Frankreich, Italien und den Niederlanden lagen sie demnach im Jahr 2002 bei 6'420, 5'280, 5'250 und 4'830 €/ kW_p. In Tabelle 4.1 sind Kosten von kleineren PV-Anlagen bis 5 kW_p und größeren Anlagen bis 56 kW_p aus einer Umfrage unter Anlagenbetreibern in Deutschland zusammengestellt. Die Daten reichen bis ins Jahr 1988 zurück und zeigen abgesehen von kurzzeitigen Abweichungen auch den generellen Trend zur Kostenreduktion.

Tabelle 4.1: Kostenentwicklung von PV-Anlagen in Deutschland als abgeleitete Jahresmittelwerte aus Angaben nach [SFV02].

307 Anlagen zwischen 0,22 und 5 kW (Kostenangaben ohne Umsatzst.)													
Jahr	1988	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Anzahl	1	2	7	18	13	7	4	9	9	8	25	93	111
Ø Kosten [DM/W]	18,4	17,9	20,1	21,5	21	17,3	16,6	13,1	15,5	13,3	13,1	12,5	12,4
33 Anlagen zwischen 5,04 und 56 kW (Kostenangaben ohne Umsatzst.)													
Jahr	1997 1998 1999 2000 2001												
Anzahl	1 1 1 16 14												
Ø Kosten [DM/W]	10,4 10,8 10,8 13,4 11,6												

Nach einer Zusammenstellung der "International Energy Agency" für 15 IEA-Mitgliedsländer, lagen die Kosten im Länderdurchschnitt für netzgekoppelte PV-Anlagen im Leistungsbereich unter 10 kW_p im Jahr 2002 bei 7'600 €/ kW_p [IEAb]⁶. Für einzelne Länder werden Mittelwerte zwischen 4'400 (Dänemark) und 13'500 €/ kW_p (Großbritannien) angegeben. Die Kosten von PV-Anlagen im Leistungsbereich über 10 kW_p, die für 11 Mitgliedsländer erfasst sind, sind nur unwesentlich günstiger ausgewiesen. Auch wenn die mittleren Kosten nach [IEAb] höher liegen, so werden hier für Deutschland mit 5'000 €/ kW_p niedrigere Kosten angegeben als beispielsweise in [ABB⁺04] und [SFV02]. Auch die Kosten der Anlagen des "100'000-Dächer-Programms", die zwischen 1999 und 2003 errichtet wurden, liegen deutlich höher [Dob03]⁷. Im – seit Jahren – größten PV-Markt Japan (vgl. [IWR02]) liegen die Kosten nach [IEAb] mit 5'400 €/ kW_p ebenfalls deutlich unter dem Länderdurchschnitt.

Die Kosten von PV-Anlagen haben sich mit der Zeit relativ kontinuierlich reduziert. Legt man beispielsweise die weltweit – zwischen 1980 und 1998 installierten – PV-Anlagen sowie die Kostenentwicklung von PV-Modulen zugrunde, ergibt sich ein Lernfaktor von mehr als 20%. Das entspricht einer Kostensenkung um mehr als 20% pro Verdopplung der installierten Leistung⁸. Inflationsbereinigt sind die Modulkosten – bei einer in diesem Zeitraum um mehr als das 100-fache

⁶ Zur Umrechnung der Kosten in [IEAb], die in US\$ angegeben sind – wurde der mittlere Wechselkurs €/ US\$ im Jahr 2002 verwendet.

⁷ Anlagen zwischen 3 und 5 kW_p tragen knapp ein Fünftel zur Jahreserzeugung bei. Ihre Investitionskosten liegen bei 6'600 €/ kW_p. Einen ähnlich hohen Anteil tragen auch Anlagen zwischen 50 und 120 kW_p zur Jahreserzeugung bei, deren leistungsspezifische Investitionskosten mit 5'300 €/ kW_p angegeben sind. Die mittlere Anlagenleistung liegt unter 3 kW_p.

⁸ Die Berechnung basiert auf verschiedenen Daten von Paul Maycock, wobei die Kostendaten aus [Hol03] und die Installationsdaten aus [IWR02] entnommen wurden. Die Installation vor 1980 wurde aus Mangel von Angaben in den Datenquellen auf 4 MW_p geschätzt. Die Inflation wurde mit Hilfe des US\$-Deflators aus [IEAa] berücksichtigt. [ABB⁺04] kommt für die Jahre 1976 bis 2001 ebenfalls auf eine Kostensenkung von 20% pro Verdopplung der installierten Leistung.

gestiegenen Leistung – auf weniger als ein Fünftel gefallen. In den anschließenden Jahren 1999 bis 2001 zeichnet sich bei einem relativ großem Wachstum der Installationszahlen (vgl. [IWR02]) eine Verlangsamung der Kostenreduktion bei den PV-Modulen ab (vgl. [ABB⁺04] u. [IEAb]). Wie weit sich die Kosten von PV-Anlagen noch reduzieren werden, hängt von den zukünftig erreichbaren Lernfaktoren sowie vom Wachstum des PV-Marktes ab. Greenpeace geht in einem Szenario für die Jahre 2000 bis 2020 – bei einem Wachstum der PV-Installationen von 1,2 auf 207 GW_p – von einer möglichen Kostenreduktion um zwei Drittel bei Modulen und um 55% beim PV-Strom aus (alle Angaben aus [Gre01])⁹. In [Hof02b] wird ausgehend von 4 €/W als Kostenniveau für PV-Module im Jahr 2000 angenommen: *„Mit zunehmenden Economies of Scale werden die relativen Materialkostenanteile an den Gesamtkosten steigen. Um dies zu berücksichtigen wurde der Lernfaktor von 20% auf 18% oder auch auf pessimistische 15% korrigiert. Die verlängerte Erfahrungskurve zeigt somit, dass unter der Annahme eines Lernfaktors zwischen 15 und 18% ein Kostenniveau von 1 €/W bei einer kumulierten Produktionsmenge von 100 bis 300 GW erreicht wird. Bei dem prognostizierten Wachstum von 22,5%/Jahr wird dieses Niveau Anfang der 20er (100 GW) oder Ende der 20er Jahre (300 GW) erreicht werden“*. Für die Kosten des Gesamtsystems werden in [DG97], ausgehend von etwa 7,8 US\$/ W_p für PV-Anlagen mit 2,3 kW_p im Jahr 1997, für das Jahr 2020 (2030) Anlagenkosten von 2,1 US\$/ W_p (1,2 US\$/ W_p) erwartet. Hierbei wird angenommen, daß die Anlagen bei gleicher Fläche mit 3,2 kW_p (3,4 kW_p) etwas leistungsstärker ausfallen. Für den gleichen Zeitraum wird angenommen, daß die jährlichen Installationszahlen etwa auf das 80-fache (500-fache) steigen.

Neben den Investitionskosten bestimmen auch die Kosten für den Betrieb der Anlagen über die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion. Nach [Mey04] ist die Datenlage zu den Betriebskosten von PV-Anlagen leider nicht sehr gut, weshalb die Kosten nur als grobe Anhaltspunkte mit jährlich etwa 1,5% der Anfangsinvestition für Wartung und Instandhaltung sowie etwa 0,3% für Versicherung angegeben werden können. Nach [Nor04a] müssen für Reinvestitionen bei großen Anlagen – mit mehr als 200 kW_p – jährlich etwa 0,5% der Anfangsinvestition zurückgelegt werden und für Kleinanlagen bis zu 1,5%. [DG97] geht für Anlagen aus dem Jahr 1997 – mit gut 0,2% – von deutlich niedrigeren Wartungs- und Instandhaltungskosten aus, die gegenüber den Lernfaktoren für die Investitionskosten aber in Zukunft nur noch eine geringe leistungsspezifische Kostenreduktion erfahren. In [ABB⁺04] werden als Literaturwerte für die Wartungs- und Instandhaltungskosten 0,4 bis 3% angegeben. Für das Jahr 2000 wird dort inklusive Versicherungskosten ein Bereich von jährlich 1 bis 3% der Anfangsinvestition angenommen, wobei die Betriebskosten zukünftiger Anlagen noch etwas sinken können¹⁰. In diesem Bereich liegen auch die Kostenannahmen des Solarenergie-Fördervereins Deutschland, der in einer Beispielrechnung für die Wartung einer Anlage mit 3 kW_p jährlich 1% der Anfangsinvestition ansetzt und für die Versicherung nochmals 0,5% sowie 0,4% für die Zählermiete [SFV01]¹¹. Insgesamt müssen die Angaben zu Betriebskosten von PV-Anlagen wegen der großen Unterschiede verschiedener Angaben wohl als relativ unzuverlässig gewertet werden. Allerdings scheinen jährliche Kosten über 3% der Anfangsinvestition nicht zu erwarten und Kosten deutlich unter 1% sind wohl zumindest für kleinere Anlagen eher unwahrscheinlich.

⁹ Die Installationszahlen von 1,2 GW_p für das Jahr 2000 decken sich nicht mit den Angaben in [IEAb], wo für Ende 2000 726 MW_p angegeben sind.

¹⁰ Eine Spanne zwischen 0,4 und 3% der Investitionskosten findet sich auch bei den Angaben in [Bdd04]

¹¹ Mit einem Prozent wesentlich niedriger werden die Kosten für Service und Reparatur, ohne Angaben von Versicherungskosten oder Zählermiete zur Kostenberechnung in [Cre00] angesetzt.

Auch die Ausfallhäufigkeit der PV-Anlagen kann einen nennenswerten Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der photovoltaischen Stromerzeugung haben. Die Aussagen über die zu erwartenden Anlagenverfügbarkeiten differieren allerdings in unterschiedlichen Quellen. In [GJN00] wird die Anlagenverfügbarkeit – gut gewarteter PV-Systeme – mit 98% angegeben. Die Wechselrichter (die anfälligste Komponente in PV-Systemen) von 40 PV-Anlagen im Intensivmessprogramm des "1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramms" erreichten – im Durchschnitt der Jahre 1994 bis 1997 – eine Verfügbarkeit von mehr als 98% [EHKW98]. Eine Auswertung der Daten des "IEA-PVPS Programms, Task 2" aus den Jahren 1992 bis 2002 ergibt für insgesamt 116 PV-Anlagen in Deutschland, Italien und der Schweiz eine mittlere Verfügbarkeit von 95% [Jah04]. Dabei zeigt sich bei 34 jüngeren Anlagen, die ab 1996 in Betrieb gegangen sind, eine leichte Verbesserung der Verfügbarkeit auf knapp 96%. Mit fast 98,5% in Deutschland, 86,8% in Italien und 94,1% in der Schweiz fallen die Verfügbarkeiten in den drei Ländern sehr unterschiedlich aus, wobei sie jeweils für einzelne Anlagen weit unter den Mittelwerten liegen können oder aber auch bis zu 100% erreichen (s.a. [JN03]).

4.2.2 Photovoltaik in den Regionen des Szenariogebiets

Für die Erstellung der Szenarien wird davon ausgegangen, daß die Photovoltaikanlagen dezentral auf Dachflächen installiert werden. Aus rechentechnischen Gründen ist es nicht möglich, jeden – durch das ERA-15 Gitter vorgegebenen – Einzelstandort innerhalb des Szenariogebiets bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung mit der Zeitreihe seiner potentiellen Stromerzeugung zu berücksichtigen (s.a. Kap. 14). Daher müssen die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen aggregiert werden. Bei der photovoltaischen Stromerzeugung ist die potentielle jährliche Produktion innerhalb der einzelnen Regionen relativ ähnlich, wenn man sie mit manchen anderen regenerativen Erzeugungsoptionen – wie beispielsweise der Windenergie – vergleicht. Daher macht es Sinn bei der Aggregation alle Einzelstandorte (ERA-15-Gitterpunkte) entsprechend der – in ihnen vorhandenen – Dachflächen zu gewichten. Dabei wird vereinfachend vorausgesetzt, daß pro Einwohner in etwa die gleiche nutzbare Dachfläche wie in Deutschland zur Verfügung steht¹² und sich damit die potentiellen Nutzungsflächen proportional zur Bevölkerungsdichte¹³ in den Einzelstandorten verhalten. So sind alle Gitterpunkte des ERA-15-Gitters innerhalb jeder einzelnen Region – entsprechend der in den dazugehörigen Bevölkerungsdichten – im "Summenstandort" für die Photovoltaik enthalten. So wird eine gute zeitliche Vergleichmäßigung innerhalb der einzelnen Regionen erreicht. In Tabelle 5.4 sind die nutzbaren Dachflächen, installierbaren Nennleistungen, jährliche Erzeugungsmöglichkeit und mittlere Auslastung der PV-Anlagen in den einzelnen Regionen aufgelistet (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409).

¹² Die in Deutschland nutzbare Dachfläche wurde Angaben von Quaschnig entnommen [Qua00].

¹³ Daten der Bevölkerungsdichte wurden von Bernhard Lehner auf das Gitter der ERA-15 übertragen [Leh00a].

Tabelle 4.2: Maximale nutzbare Dachfläche für die Aufständerung von Photovoltaikmodulen sowie daraus resultierende maximale Nennleistung, mögliche Jahres-Erzeugung und Auslastung der Photovoltaikanlagen im Szenariogebiet (Auslastung bezogen auf die Klemmenleistung bei Normbedingungen $\vartheta_{Modul} = 25^{\circ}\text{C}$; $S_{G/F} = 1000\text{W}/\text{m}^2$).

Größe		Maximale Dachfläche für PV	Maximale installierbare PV-Leistung	Maximale Jahres-Erzeugung aus PV	Auslastung
Einheit		[km ²]	[GW]	[TWh _{el}]	[VLh]
Region	1	635	72	86	1200
	2	156	18	19	1080
	3	1256	142	178	1250
	4	1512	171	262	1530
	5	914	103	130	1260
	6	902	102	121	1190
	7	691	78	116	1490
	8	450	51	84	1650
	9	625	71	81	1150
	10	935	106	161	1530
	11	1264	143	280	1960
	12	209	24	50	2140
	13	554	63	113	1800
	14	121	14	24	1760
	15	669	76	151	1990
	16	217	25	50	2040
	17	162	18	35	1930
	18	278	31	60	1920
	19	3,0	0,3	0,3	1010
Summe bzw. Ø		11553	1306	2004	1530

Die größten Auslastungen der PV-Anlagen werden naturgemäß in den südlichsten Regionen des Szenariogebiets erreicht. Die höchsten Werte sind in Region 12, also auf der Arabischen Halbinsel, mit über 2100 VLh zu erwarten und liegen damit mehr als doppelt so hoch wie in den nördlichsten Regionen, von denen Region 19, also Island, mit etwa 1000 VLh das Schlußlicht bildet. Die größten Stromerzeugungspotentiale auf den Dachflächen liegen in Regionen mit großen Bevölkerungszahlen und gleichzeitig hohen Ertragserwartungen. Insgesamt summiert sich das Erzeugungspotential mit ca. 2000 TWh/a auf etwa die Hälfte des Stromverbrauchs im Szenariogebiet (vgl. Tab. 13.5 auf Seite 191). Außer dem Potential und den Stromgestehungskosten ist das zeitliche Verhalten der potentiellen Stromproduktion bestimmend für die Qualität des Beitrags, den die Nutzung der jeweiligen Ressource mit sich bringt. Die optimale Standortauswahl unter Berücksichtigung aller geforderten Kriterien ist Aufgabe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung (s.a. Kap. 14).

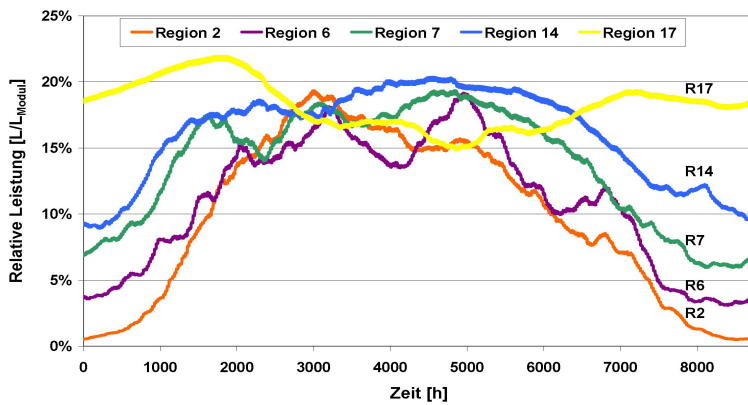


Abbildung 4.10: 30-Tage-Mittelwerte der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik in einigen ausgesuchten Regionen (s. Abb. 21.1 auf Seite 409).

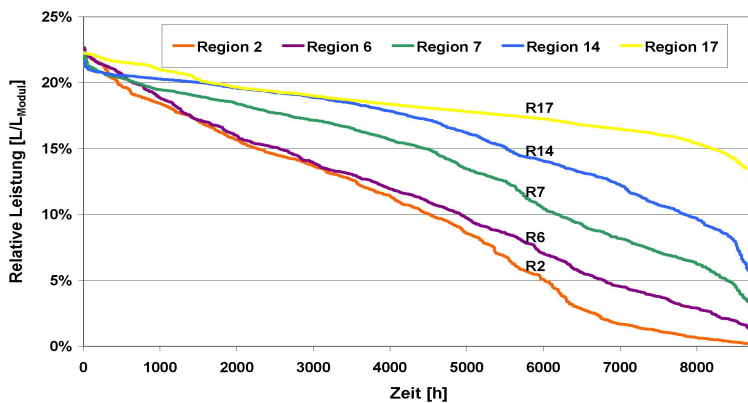


Abbildung 4.11: Dauerlinien von Tagesmittelwerten der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik in ausgewählten, repräsentativen Regionen (s. Abb. 21.1).

Nebenstehende Abb. 4.10 Zeigt die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik für ausgewählte, repräsentative Regionen zwischen dem südlichen Rand der Sahara und dem nördlich gelegenen Skandinavien. Wie zu erwarten, fällt die Stromproduktion in den nördlichen Gebieten im Winter stark ab. Dieses Verhalten ist für Region 2 am ausgeprägtesten und ähnelt, wie Tabelle 4.3 zu entnehmen, dem in den Regionen 1, 2, 9 und 19, in denen im Winter der geringste 30-Tages-Mittelwert kleiner als 10% des besten Wertes des Sommerhalbjahres ist. Die Produktion vergleichmäßig in den südlicheren Regionen zunehmend, bis sie schließlich in den südlichsten Regionen in einen qualitativ vollkommen anderen Jahresverlauf über geht. Stellvertretend hierfür ist der Verlauf in Region 17. Hier, wie in den Regionen 16,

18 und 12, tritt ein Minimum der Produktion im Sommerhalbjahr auf. Dieses Minimum erklärt sich durch die Regenzeit, die die sommerliche Verlagerung der Innertropischen Konvergenzzone (ITCZ) in die Grenzregionen der Sahara mit sich bringt. Da die – für die Erstellung der Zeitreihen – zugrunde gelegte Photovoltaikleistung proportional zur Bevölkerungsdichte variiert und wiederum die Gebiete mit größeren Niederschlägen dichter besiedelt sind, ist der Rückgang der photovoltaischen Stromproduktion leicht zu verstehen. Das Zeitverhalten der photovoltaischen Stromproduktion in diesen Regionen ist – im Hinblick auf eine Stromversorgung Europäischer Länder – interessant, da dort die Minima des Strombedarfs in etwa mit den Minima der potentiellen photovoltaischen Produktion in den südlichen Regionen zusammenfallen. Wie schon die Verläufe der 30-Tages-Mittelwerte andeuten, ist hier die Stromproduktion aus Photovoltaik sehr viel gleichmäßiger als weiter nördlich. Dies veranschaulichen auch die Dauerlinien der tagesmittleren Stromproduktion in Abbildung 4.11. Tagesmittelwerte unter 15% der Modulleistung besitzen schon beinahe "Seltenheitswert". Auch die auf den Mittelwert $\bar{0}$ normierten Standardabweichungen σ (s. Tabelle 4.3) liegen in den Regionen mit der gleichmäßigsten Produktionserwartung bei etwa 10% und steigen in der kleinsten und am weitesten nördlich gelegenen Region 19 auf einen Wert von fast 80%. In Region 12 liegt die Produktion am schlechtesten Tag bei mehr als 60% des für die photovolta-

sche Stromerzeugung günstigsten Tages, wohingegen keine Region nördlich des Mittelmeeres über 20% kommt. Eine kombinierte, gleichmäßige Nutzung aller Regionen verspricht keine Ausgleichseffekte, die nicht von jeder einzelnen der vier südlichen Regionen übertroffen werden könnten. Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – läßt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung - unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet – ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerksauswahl- und -einsatzplanung (s. Kapitel 14).

Tabelle 4.3: Statistische Charakteristika der potentiellen, photovoltaischen Stromerzeugung in den einzelnen Regionen sowie bei gleichzeitiger, gleichverteilter Nutzung in allen Regionen für gleitende Monatsmittelwerte (30-d) sowie Tagesmittelwerte eines Jahres.

Region	30-d-Mittel*			Tagesmittel ⁺				
	Max	Min	Min/ Max	σ	$\sigma / \bar{\sigma}$	Max	Min	$\bar{\sigma}$
	[%]			[%]				
1	20	2	10	7	58	23	0	11
2	19	0	3	7	68	23	0	10
3	17	3	17	5	47	22	1	11
4	19	6	31	4	30	21	5	14
5	21	4	18	6	52	23	1	12
6	19	3	16	6	53	23	1	11
7	19	6	31	5	37	22	2	14
8	21	8	37	5	32	23	3	15
9	20	2	8	6	63	25	1	9
10	18	6	32	4	33	21	4	13
11	22	12	56	3	18	24	8	18
12	22	17	80	2	8	23	15	20
13	20	10	47	4	23	22	6	17
14	20	9	44	4	25	22	4	16
15	21	13	62	3	17	23	7	18
16	22	17	76	2	8	23	14	19
17	22	15	68	2	11	22	11	18
18	22	16	74	2	9	22	11	19
19	18	0	0	7	77	26	0	9
$\bar{\sigma}$	21	11	50	4	26	23	7	16
Alle	19	8	45	4	25	20	8	15

* Gleitende 30-Tagesmittelwerte der potentiellen Stromerzeugung auf maximale Modulleistung normiert.

⁺ Gleitende Tagesmittelwerte (aus 3-Stunden-Werten) der potentiellen Stromerzeugung auf maximale Modulleistung normiert.

4.2.3 Photovoltaik: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten von PV-Anlagen einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 5500 €/kW_p gerechnet. Dieser Wert liegt etwa im unteren Mittelfeld heutiger Kosten (vgl. Kap. 4.2.1 auf Seite 21 ff.). Der Wert kann auch wegen der relativ großen Lernfaktoren und des schnellen weltweiten Zubaus an PV-Anlagen als ausreichend konservativ – also im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen werden (s. ebenfalls Kap. 4.2.1). Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von $5\%/a$ berechnet. Als Betriebskosten – inklusive Versicherung, Reinvestitionsrücklagen, Zählermiete ... – werden jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt, womit der Versuch unternommen wird, eine konservative, aber nicht pessimistische Annahme zu treffen (zu Betriebskosten vgl. a. Kap. 4.2.1). Die Verfügbarkeit der PV-Anlagen wird mit 95% konservativ etwa bei heutigen Erfahrungswerten angesetzt. Damit sollen – in Anbetracht weiterer technischer Fortschritte, die die Verfügbarkeit verbessern sollten – auch häufigere Anlagenausfälle, die evtl. bei zunehmenden Anlagenalter erwartet werden können, berücksichtigt sein. Unter diesen Voraussetzungen lägen die Kosten der photovoltaischen Stromproduktion beispielsweise in Region 6 (DE, DK) bei knapp 49 €/ct/kWh oder bei 27 €/ct/kWh in Region 12, die im Szenariogebiet die größte leistungsspezifische Jahreserzeugung aufweist (Jahres-Erzeugung s. Tab. 4.2 auf Seite 25).

4.3 Thermische Solarkraftwerke

Es gibt eine Vielzahl von technischen Ansätzen zu Stromerzeugung aus Solarenergie über thermische Kraftwerksprozesse¹⁴. Ein Kraftwerkskonzept sind Paraboloidkraftwerke¹⁵ bzw. Dish-Solar-Systeme. Die Anlagen bestehen aus einem paraboloiden Spiegel, in dessen Brennpunkt die direkte Solarstrahlung fokussiert und dann meist in einem Stirlingmotor zur Stromerzeugung genutzt wird. Sie zeichnen sich gegenüber anderen solarthermischen Stromerzeugungssystemen durch hohe Umwandlungswirkungsgrade bis zu 30% aus [BLS97]. Die Leistungen der heutigen Anlagen liegen im Bereich zwischen 9 und 50 kW [BLS97]. Die Kosten liegen noch verhältnismäßig hoch, aber das erwartete Kostensenkungspotential ist beträchtlich, sodaß in Zukunft ein Einsatz dieser Systeme für dezentrale Stromversorgung in größerem Umfang möglich sein könnte. Für die großtechnische Nutzung zur Einspeisung in leistungsstarke Netze sind sie dagegen aus Kostengründen weniger geeignet als andere solarthermische Systeme¹⁶. Eine andere Technik zur elektro-thermischen Solarenergienutzung sind Solarturmkraftwerke¹⁷. Bei Solarturmkraftwerken wird direkte Solarstrahlung durch ein Feld zweiachsig der Sonne nachgeführter Spiegel (Heliostaten) auf einen Receiver fokussiert, der sich auf einem Turm befindet. Dort wird die Energie auf einen Wärmeträger übertragen, der direkt oder indirekt einen Kraftwerksprozeß versorgt. Verschiedene Konzepte, auf die hier nicht im einzelnen eingegangen werden soll, wurden als Pilotanlagen ausgeführt und untersucht [PPBSGW97] (s.z.B.a. [FVS03]). Bisher haben diese Kraftwerke noch

¹⁴ Gute Übersichtsartikel zu verschiedenen technischen Ansätzen finden sich in [FVS97] und [FVS03].

¹⁵ Siehe auch unter Dish-Solar-Systeme im Glossar S. 421 ff.

¹⁶ In [BLS97] werden die Stromgestehungskosten etwa mit 20 bis 40 €/ct/kWh_{el} zitiert.

¹⁷ Siehe auch unter Solar-Turm-Systeme im Glossar S. 421 ff.

keine kommerzielle Anwendung gefunden. Langfristig könnten mit ihnen evtl. höhere Wirkungsgrade erreicht werden als mit Solarrinnenkraftwerken und evtl. auch niedrigere Stromgestehungskosten zu realisieren sein [GQ00]. Auch Aufwindkraftwerke (AWKW) müssen zu den thermischen Solarkraftwerken gezählt werden. Das Aufwindkraftwerk (AWKW) ist bisher nur in relativ kleiner experimenteller Ausführung gebaut und erprobt worden. Wie das Fallwindkraftwerk¹⁸ gehört auch das AWKW zur Familie der Konvektionskraftwerke. Das AWKW nutzt die Globalstrahlung, die den Boden unter einem großen Glasdach und so indirekt die – zwischen Dach und Boden befindliche – Luft erwärmt [Sch96b]. Durch die Erwärmung verringert sich die Dichte der Luft. Die Dichtedifferenz, die sich gegenüber der Umgebungsluft einstellt, treibt den Konvektionsprozeß, der zu einer aufwärts gerichteten Strömung innerhalb eines –in der Mitte des Kollektors – befindlichen Turmes (Kamins) führt. Mit Hilfe von Windturbinen kann der Strömung Energie zur Stromerzeugung entzogen werden. Durch die natürliche Wärmekapazität des Bodens wird auch nachts noch Luft erwärmt und so kann auch nachts Strom erzeugt werden (s.a. [VBKP04]). Unter Zuhilfenahme thermischer Massen als Wärmespeicher, z. B. mit Wasser gefüllte Behälter, mit denen der Kollektorboden ausgelegt ist, sollte der Verlauf der Tageserzeugung verändert werden können, was zu einer günstigen Gestaltung des Erzeugungsprofils genutzt werden könnte [Sch96a]. Die Stromkosten für ein AWKW mit 100 MW Nennleistung werden mit ca. 0,21 DM/kWh abgeschätzt [Sch96b]¹⁹. Im Folgenden wird nicht mehr auf die Dish–Solar–Systeme, die Solar–Turm–Systeme und die Aufwindkraftwerke eingegangen, da sie entweder noch nicht in kommerziellem Einsatz demonstriert wurden oder ihre Stromgestehungskosten zu hoch für den leistungsstarken, netzgebundenen Einsatz erscheinen. Dagegen werden nachfolgend die Parabolrinnenkraftwerke etwas näher beschrieben, die auch bei der Erstellung der Szenarien berücksichtigt werden.

4.3.1 Parabolrinnenkraftwerke

Solarrinnenkraftwerke oder Parabolrinnenkraftwerke nutzen direkte Solarstrahlung, die auf einen Absorber²⁰ in der Brennnlinie von Spiegelrinnen fokussiert wird. Die Strahlung konzentriert sich also auf dieser Brennnlinie, wobei das Konzentrationsverhältnis etwa einen Faktor 100 reichen kann ([BGH⁺02]). An Standorten mit jährlicher Globalstrahlung über 2200 kWh/(m²a) auf die Horizontale stehen etwa 2500 kWh/(m²a) und mehr an Direkt–Normal–Strahlung zur Verfügung [KS92]. Diese Strahlung kann von den – einachsigen der direkten Sonneneinstrahlung nachgeführten – Parabolrinnen konzentriert werden (vgl. a. Abb. 4.1 S. 15 u. 4.5 S. 18). In den Absorberrohren wird heute in der Regel ein Thermöl auf etwa 400°C erwärmt [GGG⁺97]. Anschließend wird die solare Wärme in einem Wärmetauscher an den Wasser–Dampf–Kreislauf eines konventionellen Dampfkraftwerksprozesses übergeben. In Kalifornien werden seit mehr als einem Jahrzehnt Parabolrinnenkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 354 MW_{el} betrieben, die mit Leistungen

¹⁸ Siehe Kapitel 9.

¹⁹ Dabei wurde ein nominaler Zinssatz von 8% und eine jährliche Inflation von 3,5% (der Realzins liegt so etwas über 4%) sowie eine kalkulatorische Abschreibedauer von 20 Jahren angesetzt. Bei Berücksichtigung der wesentlich länger erwarteten Lebensdauer des AWKW fallen die Stromkosten wesentlich niedriger aus. Weitere Informationen zu Annahmen bei der Kostenberechnung finden sich in [Sch96b].

²⁰ Der eigentliche Absorber besteht üblicherweise aus einem selektiv beschichteten Metallrohr in der Mitte eines evakuierten Glasrohrs. Die Metallrohre werden von einem Wärmeträgermedium durchflossen, das von der absorbierten Strahlungsenergie erwärmt wird.

zwischen 14 und 80 MW_{el} in den Jahren 1985 bis 1991 die Stromproduktion aufgenommen haben (s. z.B. [BGH⁺02], [Troa], [BV95]). Seitdem wurde kein Parabolrinnenkraftwerk mehr gebaut, allerdings sind noch viele geplant²¹ worden, und auch die Technik wurde weiterentwickelt.

Rinnenfeld und Kraftwerksteil: Für ein Solarrinnenkraftwerk (SRKW) mit einem Wirkungsgrad von 16% (dies entspricht in etwa dem heutigen Stand der Technik an einem relativ guten Standort) müssen ca. $6,3 \text{ m}^2$ Spiegelfläche pro kW_{el} aufgestellt werden²². Diese Auslegung entspricht einem Solarvielfachen von 1²³. Da die Rinnen sich nicht gegenseitig verschatten sollen und deshalb mit einem Mindestabstand voneinander aufgestellt werden, steigt der Platzbedarf für die Parabolrinnen auf ca. $16 \text{ m}^2/kW_{el}$. Der Wirkungsgrad des Dampfkraftwerks ist mit entscheidend für die Auslegungsgröße des Spiegelfeldes. Der Wirkungsgrad liegt bei den drei zuletzt gebauten Parabolrinnenkraftwerken im reinen Solarbetrieb bei 37,6% [AGHN98] [Pil96] (s. z.B. a. [Al-98]). In [KP99] wird der jahresmittlere Wirkungsgrad des Kraftwerksteils für ein Kraftwerk im Jahr 2005 mit 34% angesetzt und für 2005 mit 37%. Mit 38% – etwas höher – wird der Brutowirkungsgrad des Kraftwerksteils in [EGL⁺02] angesetzt und mit 33% – etwas niedriger – in [DHL⁺02], jeweils für ein Kraftwerk mit einer Nennleistung von 50 MW_{el} . Höhere Wirkungsgrade könnten wahrscheinlich mit Kraftwerksprozessen wie dem Kalinaprozeß erreicht werden, die ein Zweistoffgemisch als Arbeitsmittel nutzen (s.a. [LMM04] u. [Mar]). Für ein etwas anderes, verwandtes Kraftwerksdesign mit Fresnel-Kollektoren und einer sehr kostengünstigen Satttdampfturbine (vgl. a. Kap. 4.3.1.2 auf Seite 36), die bei relativ niedrigen Dampftemperaturen arbeitet, ist in [LMM04] ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 31,5% angegeben, der zwar gegenüber den zuvor genannten Wirkungsgraden deutlich abfällt, aber trotzdem zu einem wirtschaftlich interessanten Gesamtkonzept führt.

Wärmespeicher: Durch die Nutzung eines Wärmespeichers kann erreicht werden, daß auch nachts – ohne Zufeuerung von Brennstoffen – Strom erzeugt werden kann. Beispielsweise wird in [LLNW97] die Nutzung von Speichern vorgeschlagen, deren Wärmespeicherkapazität für 18 Stunden Volllastbetrieb des Kraftwerks ausreicht [Wie98]. Als zweite Maßnahme wird die Spiegelfläche auf ein Solarvielfaches von etwa 3 dimensioniert. Dadurch soll die Auslastung des Kraftwerksblocks – an einem nordafrikanischen Standort – auf 5450 VLh erhöht werden. Schon das erste Parabolrinnenkraftwerk in der Kalifornischen Mojawewüste, das mit einer Leistung von 13,8 MW_{el}

²¹ Einige geplante Parabolrinnenkraftwerke sind beispielsweise in [Fed03], [Ari98], [KP99] und [Trob] aufgeführt.

²² Die benötigte Fläche ist von Parametern – wie dem Wirkungsgrad des thermischen Kraftwerksblocks – abhängig, auf die im Folgenden näher eingegangen wird. Sie ist aber auch von den Eigenschaften des Spiegelfeldes selber abhängig, wie Absorptions-, Emissions- und Transmissionskoeffizienten der Kollektoren und deren thermische Verluste, als auch von den Reflexionskoeffizienten der Spiegelrinnen und deren Verschmutzungsgrad und weiteren spezifischen Eigenschaften des Solarfeldes. Auf diese Eigenschaften soll hier nicht im Detail eingegangen werden. Zu Hinweisen über die Eigenschaften des – für die Berechnungen zu dieser Arbeit zugrundegelegten – Kollektors "LUZ System Two Collector" (LS-2) mit "Cermet-Vakuum"-Absorberrohren sowie Angaben zu weiterführenden Informationsquellen siehe auch Fußnote 25 auf Seite 32.

²³ Bei einem Solarvielfachen von 1 ist die Spiegelfläche so dimensioniert, daß das Kraftwerk bei annähernd maximaler Einstrahlung voll ausgelastet ist. Das wirtschaftliche Optimum für ein Kraftwerk, das nur aus Rinnenfeld und solarem Kraftwerksblock (ohne Zufeuerung) besteht, liegt bei einem größeren Wert des Solarvielfachen, da dann das thermische Kraftwerk besser ausgelastet wird, was die wirtschaftlichste Konfiguration zu größeren Spiegelrinnenflächen hin verschiebt.

im Jahr 1985 in Betrieb gegangen ist, war mit einem thermischen 3–Stunden–Speicher ausgestattet [Troa]. Ein – mit 6 Stunden für die doppelte Betriebsdauer ausgelegter – Speicher ist bei zwei Spanischen Kraftwerken – Andasol 1 und Andasol 2 mit jeweils 50 MW_{el} – vorgesehen [Fed03]. Kraftwerke mit 6–Stunden–Speicher werden beispielsweise auch in [KNT03] als zukünftige Auslegung angesehen. Parabolrinnenkraftwerke mit etwas größeren Speichern für 9 bis 12 Stunden Kraftwerksvolllastbetrieb sind u.a. auch in [DG97], [ABF⁺03] und [EGL⁺02] anvisiert²⁴. Der Speicherwirkungsgrad ist relativ hoch und kann nach [Tri03] bei Betonspeichern etwa mit 92% veranschlagt werden. In [KP99] wird von einem niedrigeren Zykluswirkungsgrad des Speichers ausgegangen, der allerdings in den nächsten Generationen auf 95% gesteigert werden soll. Der Speicherwirkungsgrad setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Einerseits ist bei jedem Speichervorgang mit Wärmeverlusten und auch Exergetischen Verlusten zu rechnen, da bei jedem realen Prozeß der Wärmeübergabe zwischen zwei Medien, die Temperaturen des abgebenen Mediums höher liegen, als die des Mediums, das die Wärme aufnimmt. Diese Verluste hängen von der Anlagenkonfiguration, wie den Wärmetauscherflächen . . . , aber auch vom Verlauf des Prozesses der Wärmeübergabe ab, seiner Geschwindigkeit oder ggf. den Strömungsverhältnissen und anderen Faktoren. Andererseits ist der Wirkungsgrad aber auch von zeitabhängigen Prozessen abhängig, die nichts mit dem Vorgang der Speicherbe– oder –entladung zu tun haben, sonder mit Wärmeleitungsphänomenen innerhalb des Speichers, die zu Exergetischen Verlusten führen, und mit Wärmeverlusten zwischen Speicher und Umgebung. Die zeitabhängigen Verluste gibt [Svo98] mit ca. 3% des Speicherinhalts innerhalb von 24 Stunden an. Trotz der Speicherverluste bringen die Wärmespeicher – außer der Erhöhung der jährlichen Auslastung des Kraftwerksteils und der damit verbundenen Kostensenkung – als einen weiteren Effekt Effizienzsteigerungen des Kraftwerksprozesses mit sich, die u.a. durch den Ausgleich von kurzfristigen Strahlungsschwankungen bedingt sind. Ohne Speicher können die Schwankungen zu einer Störung des Kraftwerksprozesses führen, was bei der Kraftwerksauslegung berücksichtigt werden muß. Unter anderem deshalb läßt sich durch den Einsatz von Speichern die Effizienz des Kraftwerksprozesses steigern. Nach [DLR94] kann durch den Einsatz von Speichern mit einer Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads um 5 bis maximal 20% gerechnet werden. In [DG97] wird beim Übergang von einer Kraftwerksgeneration zur nächsten von einer Wirkungsgradsteigerung um 7% ausgegangen, die im Wesentlichen auf den Speichereinsatz zurückzuführen ist.

Kraftwerksausführung: Wie bei der Kraftwerksauslegung das Verhältnis der Rinnenfläche zur Kraftwerksleistung und zur Speichergröße gewählt wird, ist eine Frage der jeweiligen Anforderungen. Bei gleicher Rinnenfläche wird durch die Verkleinerung der Kraftwerksleistung bei gleichzeitiger Vergrößerung des Speichervolumens (ungefähr konstante Jahreserzeugung) der Kapitalaufwand – bis zu einer maximalen Speichergröße – wegen der geringeren Speicherkosten kleiner. Damit sinken in diesem Bereich auch die Stromgestehungskosten. Gleichzeitig wird eine Kraftwerksregelung durch gezielte Speicherentnahme und –beladung möglich, wodurch der wirtschaftliche Wert der erzeugbaren Leistung steigt. Die – bei einer zu erfüllenden Versorgungsaufgabe – optimale Auslegung der Kraftwerke bestimmt somit die Erzeugungskosten. Deshalb wird die Auslegung in

²⁴ Auch für ein etwas anderes, verwandtes Kraftwerkskonzept mit Fresnel–Kollektoren und Satteldampfturbine (vgl. a. Kap. 4.3.1.2 auf Seite 36) sind Wärmespeicher mit Kapazitäten für bis zu 10 Stunden Kraftwerksvolllastbetrieb vorgesehen [LMM04].

den Szenarien zu einer Aufgabe der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung.

4.3.1.1 Stromerzeugung mit Solarrinnenkraftwerken

Bei der Stromerzeugung mit Solarrinnenkraftwerken bzw. Parabolrinnenkraftwerken wird die Hochtemperaturwärme, die im Rinnenfeld durch die Konzentration des direkten solaren Strahlungsanteils gewonnen wird, einem konventionellen Dampfkraftwerksprozeß zugeführt. Dort wird sie mit einem Wirkungsgrad der bis zu $\eta_{KW} \simeq 38\%$ beträgt, in elektrische Energie umgewandelt. Der Wirkungsgrad ist dabei von vielen Faktoren abhängig, wie von eventuellen Verluste im Speicher und von der aktuellen Leistung und somit von der Fahrweise des Kraftwerks selber. Die potentielle Wärmeerzeugung im Rinnenfeld ist von diesen Randbedingungen – je nach Betriebsweise – nur in relativ geringerem Maße abhängig und kann damit als ein Maßstab für die Standortbeurteilung dienen. Abbildung 4.12 zeigt die potentielle flächenspezifische Wärmebereitstellung mit Solarrinnen – des bereits im Einsatz befindlichen Typs "LUZ System Two Collector" (LS–2) mit "Cermet–Vakuum"–Absorberrohren – weltweit²⁵.

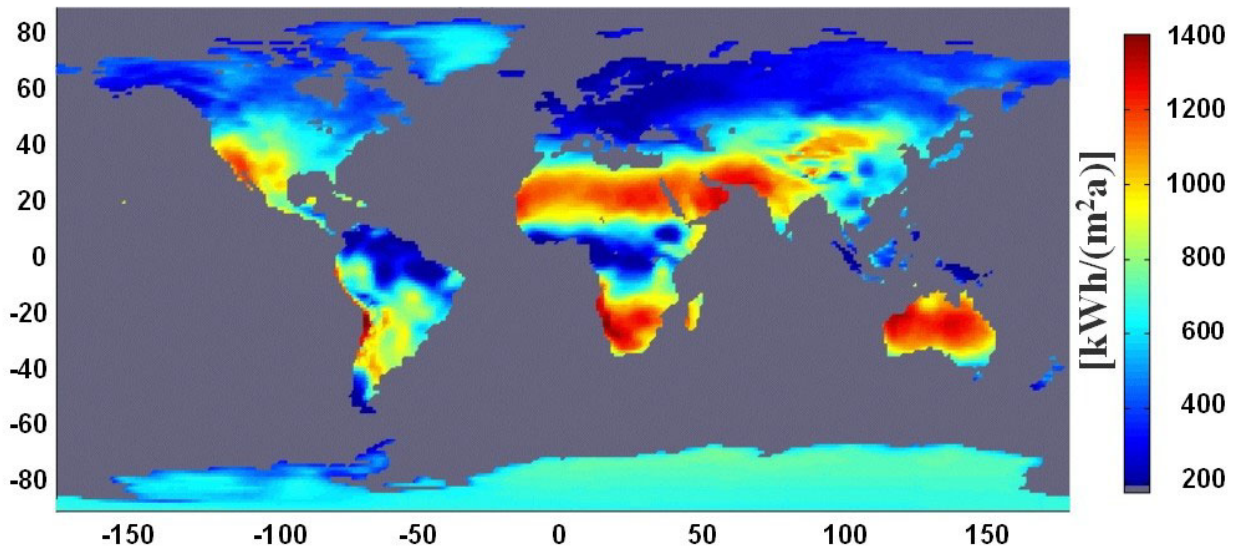


Abbildung 4.12: Weltkarte der potentiellen Jahreswärmeerzeugung aus Parabolrinnenfeldern für solarthermische Kraftwerke (mit LS–2–Kollektoren, s.a. Fußnote 25). Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Die höchsten Erträge sind in den Wüstenregionen zu erwarten. Besonders große Jahreserzeugungen weist beispielsweise die hochgelegene Bergregion an der Westküste im Süden Afrikas in Namibia und Angola auf. Andere herausragende Standorte finden sich beispielsweise ebenfalls in Passatwindregionen wie in Nordwestaustralien oder an der Westküste Südamerikas in Chile und Peru. Nur geringfügig schlechtere Bedingungen sind in Kalifornien und Teilen Mexikos sowie auf der Arabischen Halbinsel oder fast in der ganzen Sahara zu finden. Alleine in der Sahara ließen sich mit Solarrinnenkraftwerken mehr als 250-mal das energetische Äquivalent des Stromverbrauchs

²⁵ Alle folgenden Angaben zu Parabolrinnen und davon abgeleiteten Größen beziehen sich, wenn nicht anders vermerkt, auf Kollektoren dieses Typs "LUZ System Two Collector" (LS–2) mit "Cermet–Vakuum"–Absorberrohren. Zur Berechnung der Wärmebereitstellung und den Kollektoreigenschaften siehe auch Kapitel 18.1.3 ab Seite 363 und Fußnote 14 auf Seite 363.

im gesamten Szenariogebiet als Solarstrom produzieren. Es finden sich auf jedem Kontinent Standorte mit sehr hohem Ertragspotential, mit Ausnahme Europas, wo die besten Standorte – bis auf relativ kleinräumige Ausnahmen – nur gut die Hälfte der Erträge versprechen, die in den besten Regionen der anderen Kontinente erzielt werden können. Aus Europäischer Sicht liegen die wirklich günstige Potentiale demnach in der Sahara oder evtl. auch auf der Arabischen Halbinsel. Durch ihre Erschließung wäre in die EU transportierter Strom aus Solarrinnenkraftwerken selbst unter Einbezug der Transportkosten deutlich günstiger als solcher, der an Südeuropäischen Standorten produziert werden könnte (s.a. [CKT01] oder [Czi01a]).

Ein weiterer Vorteil der solarthermischen Stromproduktion in der Sahara gegenüber nördlicheren Produktionsstandorten ist – wie bei der Photovoltaik – die jahreszeitlich deutlich ausgeglichene Erzeugung. Ein Vergleich der potentiellen Wärmeproduktion aus Solarrinnen im Dezember $W_{SR_{pot.Dez}}$ und der potentiellen Wärmeproduktion im Juli $W_{SR_{pot.Jul}}$ als Quotient dieser Werte

$$Qu_{W_{SR_{Dez/Jul}}} = \frac{W_{SR_{pot.Dez}}}{W_{SR_{pot.Jul}}} \quad (4.4)$$

ist in Abbildung 4.13 wiedergegeben. In den südlichen Randgebieten der Sahara liegen die Erzeugungsmöglichkeiten im Sommer und im Winter am nächsten beieinander. Damit ergibt sich hier ein sehr ausgeglichenes Produktionsprofil (vgl. a. Abb. 4.16), das im Hinblick auf eine Stromversorgung mit Solarstrom günstig erscheint.

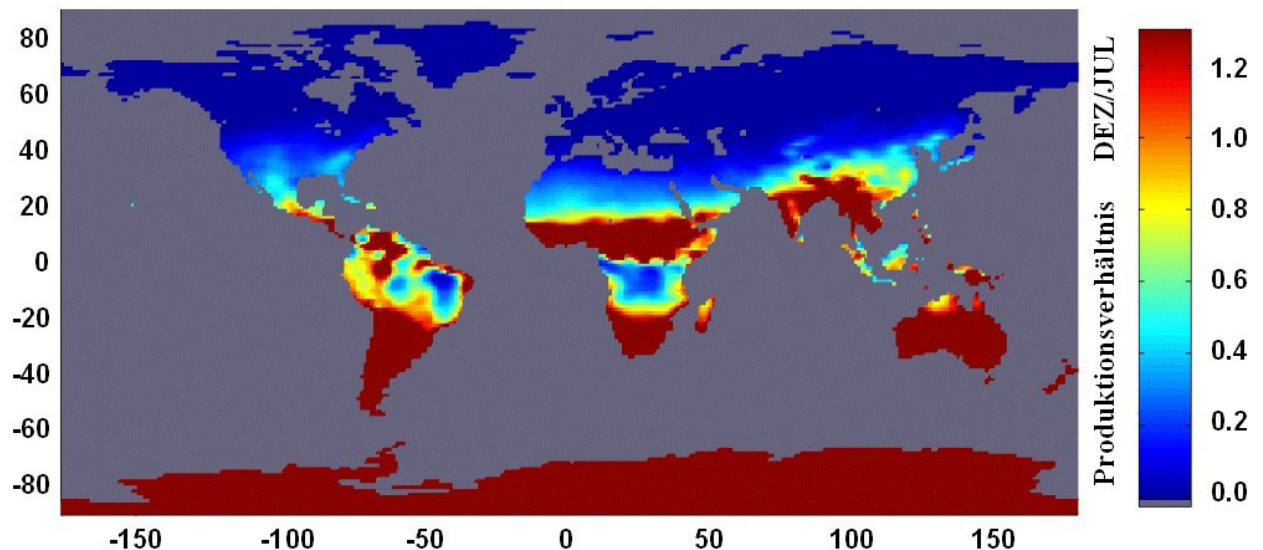


Abbildung 4.13: Saisonaler Vergleich (DEZ/JUL) der potentiellen Wärmeproduktion aus Parabolrinnenfeldern für solarthermische Kraftwerke (mit LS–2–Kollektoren, s.a. Fußnote 25 auf der vorherigen Seite), Quotient aus langjährigen Monatsmittelwerten der Dezember- und Julierzeugung der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Ein interessanter Effekt ist, daß die Wirkungsgrade η_{SR} , mit denen die Parabolrinnenkollektoren die Sonneneinstrahlung in Wärme umsetzen, selber auch standortabhängig sind. Sie sind in Abbildung 4.14 als Quotient der mittleren Direkt–Normal–Strahlung \overline{DNS} und der mittleren Wärmeproduktion

aus den Solarrinnen $\overline{W_{SR}}$

$$\eta_{SR} = \frac{\overline{W_{SR}}}{\overline{DNS}} \quad (4.5)$$

wiedergegeben. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade liegen vor allem an den flacheren Einfallswinkeln der Direktstrahlung, wenn die Anlage in größerer Entfernung vom Äquator aufgestellt ist (und vice versa) aber auch an den niedrigeren, dort herrschenden Umgebungstemperaturen welche die Wärmeverluste etwas erhöhen, sowie an höheren relativen Wärmeverlusten bei niedrigeren Einstrahlungswerten. Letzteres verstärkt also den Effekt der ohnehin geringeren Einstrahlung in den gemäßigten Breiten gegenüber den Standorten in Wüstengürteln.

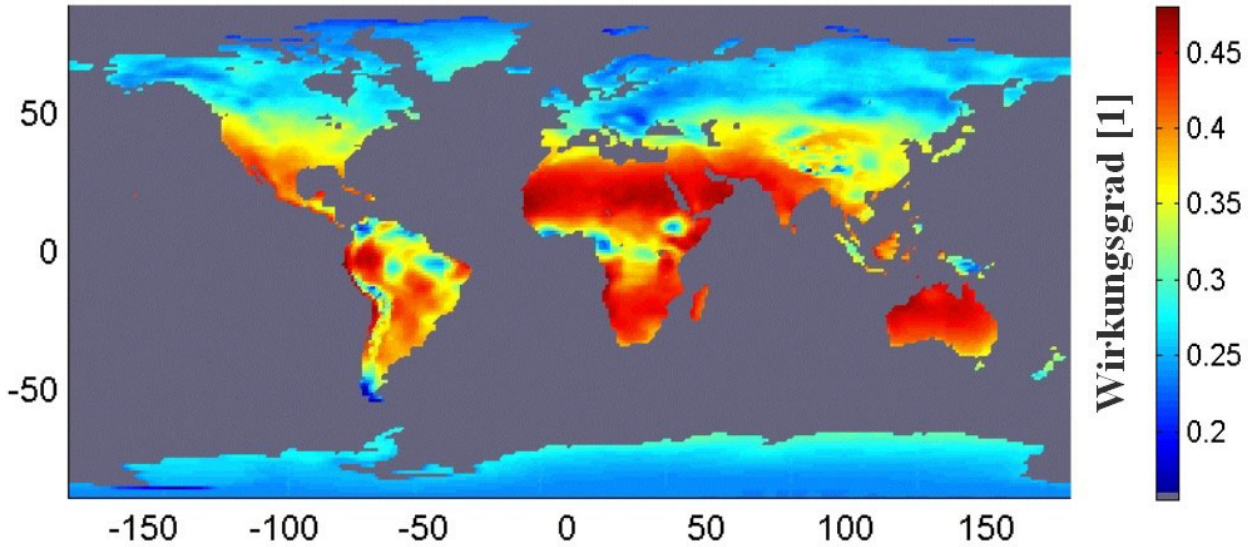


Abbildung 4.14: Potentieller Zehnjahresmittelwert des Wirkungsgrads der Wärmeproduktion aus Solarrinnen (mit LS-2-Kollektoren, s.a. Fußnote 25 auf Seite 32) als Verhältnis der Wärmeerzeugung und der Direkt-Normal-Strahlung während der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Die Erzeugungsmöglichkeit aus Solarrinnenkraftwerken variiert im großräumigen Maßstab, wie er durch die Daten des ECMWF sowie NCEP/NCAR erfasst ist, von Jahr zu Jahr normalerweise nur relativ wenig, aber immerhin deutlich stärker als bei der Photovoltaik (vgl. Abb. 4.9). In Abbildung 4.15 ist der Quotient aus der potentiellen Erzeugung von Hochtemperaturwärme 1983 W_{SR1983} und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992 $\overline{W_{SR1983-1992}}$

$$Qu_{W_{SR}} \frac{1983}{1983-1992} = \frac{W_{SR1983}}{\overline{W_{SR1983-1992}}} \quad (4.6)$$

abgebildet. Das Jahr 1983 war ein besonders ausgeprägtes El-Niño-Jahr, was die deutliche Abweichung im Nord-Westen Südamerikas erklärt (s.a. [Kesa] [Kesb]). In anderen Gebieten variieren die Jahreswerte üblicherweise im Bereich von etwa $\pm 15\%$ um den langjährigen Jahresmittelwert. Kleineräumig scheinen aber auch Variationen um $\pm 25\%$ nicht auszuschließen. In den Regionen mit höheren Ertragspotentialen zeichnen sich aber eher kleinere, jährliche Variationen von weniger als $\pm 10\%$ ab.

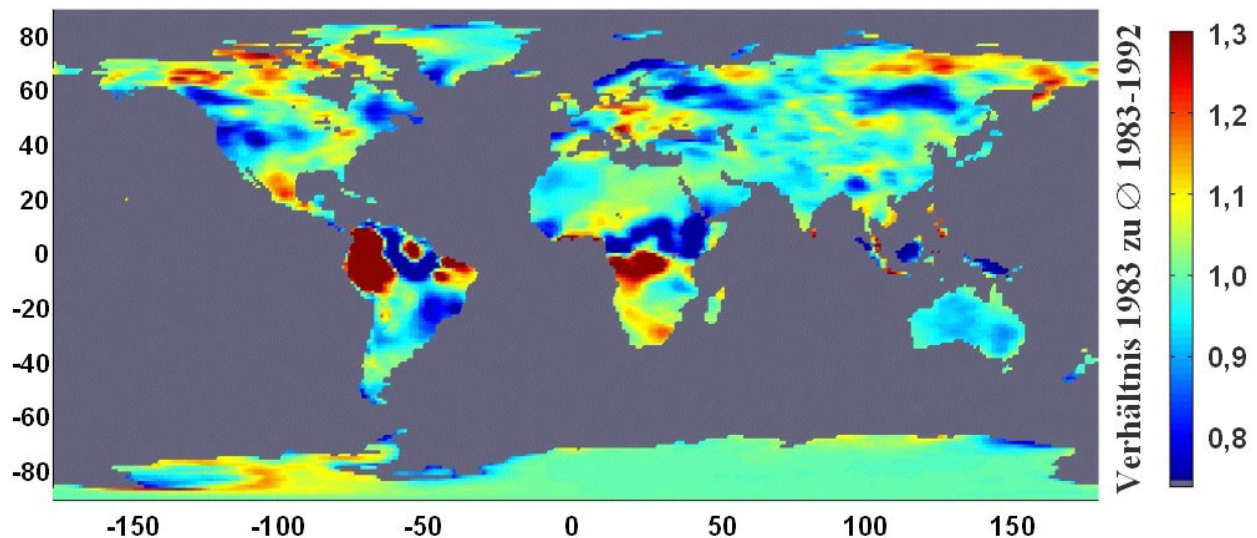


Abbildung 4.15: Jahresvergleich der potentiellen Wärmeproduktion aus Parabolrinnenfeldern für solarthermische Kraftwerke (mit LS-2-Kollektoren, s.a. Fußnote 25 auf Seite 32); Quotient aus der Erzeugung 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

4.3.1.2 Kosten der Stromproduktion mit Solarrinnenkraftwerken

Die Investitionskosten der Parabolrinnenkraftwerke setzen sich aus den Kosten für die Spiegelrinnenfelder, die Kosten für das Dampfkraftwerk sowie ggf. auch die Kosten für den Wärmespeicher zusammen. Dabei müssen auch jeweils die Kosten für die zugehörige Infrastruktur berücksichtigt werden. Die Auslegung aller drei Komponenten kann sehr unterschiedlich ausfallen, weshalb – ohne deren Spezifikation – keine aussagekräftige Kostenangabe für das gesamte Kraftwerk gegeben werden kann.

Die Kosten für die Spiegelrinnenfelder sind wiederum von verschiedenen Parametern wie der Gesamtfläche abhängig. Die Kosten für die Rinnen belaufen sich nach [Svo98] auf ca. 200 US\$ pro m^2 Spiegelfläche²⁶. Dies kann ohne Angabe der Kollektorfläche aber nur als erster Anhaltspunkt gewertet werden. Für Kraftwerke mit 30 – 80 MW_{el} ohne Wärmespeicher werden beispielsweise in [BGH⁺02] Kosten zwischen 250 und 200 €/ m^2 kalkuliert. In [Pil96] werden die Kosten für Solarfelder von Parabolrinnenkraftwerken mit 226 US\$/ m^2 für ein Kraftwerk ohne Wärmespeicher mit einer Nennleistung von 40 MW_{el} und 196 US\$/ m^2 bei einer Nennleistung von 160 MW_{el} angegeben²⁷. Für ein Kraftwerk mit einer Nennleistung von 50 MW_{el} wurden in [Ari98] die Solarfeldkosten mit 430 DM/ m^2 angenommen. Bei einem Kraftwerk gleicher Nennleistung, das aber mit einem Wärmespeicher einer Wärmekapazität für 9 VLh Stromerzeugung ausgelegt ist und dementsprechend großen Spiegelflächen mit einem Solarvielfachen von etwa 2, werden in [EGL⁺02] mit 206 €/ m^2 etwas niedrigere Kosten angegeben. Bei dieser Kraftwerksauslegung würden die

²⁶ In [AGHN98] werden 200 US\$/ m^2 für das Nachfolgemodell (LS-3) des LS-2-Kollektors angegeben (LS-2-Kollektor s. 25 auf Seite 32).

²⁷ Die Kosten für das Kraftwerk setzen sich bei den Angaben in [Pil96] nicht einfach aus den Kosten der zwei Komponenten – Kraftwerksteil und Spiegelrinnenfeld – zusammen, da die Kosten für Land, Infrastruktur und Risikoabsicherung nicht den Anlagenteilen zugeordnet sind. Diese Kosten tragen zusätzlich ca. 15% bei.

Solarfeldkosten mit gut 2260 €/kW_{el} etwa 63% – also den größten Teil – zu den Gesamtkosten des Kraftwerks beitragen. Dabei wird – aufgrund von Verbesserungen des zugrunde gelegten EuroTrough-Kollektors – mit Mehrerträgen bis zu 20% gegenüber LS-2-Kollektoren²⁸ gerechnet. Für ein äquivalentes Kosten/Ertrags-Verhältnis müßte der LS-2-Kollektor demnach bei 165 €/m^2 liegen. In [DG97] wurden die Kosten für weiterentwickelte LS-3-Kollektoren eines Parabolrinnenkraftwerks mit einer Nennleistung von 80 MW_{el} im Jahr 2000 bei $178 \text{ US\$/m}^2$ angesetzt. Für das Jahr 2005 sollten dann die Kosten der Kollektoren eines 161 MW_{el} -Parabolrinnenkraftwerks mit 6-Stundenspeicher und Solarvielfachem 1,5 nur noch bei knapp $140 \text{ US\$/m}^2$ liegen²⁹. Eine ähnliche Kostenreduktion von $200 \text{ US\$/m}^2$ im Jahr 2000 auf etwa $135 \text{ US\$/m}^2$ wurde für einen Ausbau der weltweit installierten Leistung auf gut $3,2 \text{ GW}_{el}$ bis 2005 in [BT99] erwartet. Auch für den EuroTrough-Kollektor werden bei hohen Stückzahlen deutliche Kostenreduktionen auf 130 bis 110 €/m^2 erwartet [ABF⁺03]. Ein Teil der zukünftig erwarteten Kostenreduktionen geht auf sehr einfache Effekte zurück, die sich bei zügigem und gezieltem Ausbau der Kraftwerksleistung schnell erschließen ließen. Allein der Bau größerer Kraftwerke hat schon einen kostensenkenden Effekt, der in [KP99] mit 12 bis 14% Kostenreduktion für das Gesamte Kraftwerk pro Verdopplung der Leistung beziffert wird³⁰. Ausgehend von 80 MW_{el} würde eine Vergrößerung auf 400 MW_{el} eine Kostenreduktion von etwa 25% mit sich bringen [DG97]. Eine ähnlich wirksame und einfache Maßnahme ist der Bau eines Kraftwerksparks mit mehreren gleichartigen Kraftwerken bei Nutzung gemeinsamer Infrastruktur, Verringerung des Aufwands für Ingenieursarbeit sowie Nutzung von Lerneffekten beim Kraftwerksbau. Für Parks mit fünf Kraftwerken werden Kostensenkungspotentiale zwischen 25 und 30% erwartet [KP99], [CKHP99]. Gleichzeitig würden beide Maßnahmen auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten senken. Auch technische Verbesserungen können zur Kostensenkung beitragen. Bei einer verbesserten Tragwerksstruktur für die Parabolrinnen werden Kostenreduktionen von etwa 25% erwartet [Car04]. Der Übergang, von der Erwärmung von Öl mit anschließender Wärmeübertragung auf den Dampfprozeß zu Direktverdampfung in den Rohren der Kollektoren, könnte die Stromkosten um 30% reduzieren [ABF⁺03]. Eine Verbesserung der optischen und thermischen Effizienz der Kollektoren senkt die benötigte Kollektorfläche und damit direkt die Kollektorkosten. Solel#5 – eine verbesserte Version des LS-2-Kollektors – erhöht (nach Aussagen des Herstellers) die Jahresproduktion gegenüber dem Vorgängermodell um 12 bis 20% und weist gleichzeitig eine 10-fach niedrigere Bruchrate auf, was die Wartungs- und Instandhaltungskosten deutlich senkt [Sol04]³¹. Auch wenn nicht alle Kostensenkungsarten gleichzeitig voll ausgeschöpft werden können, bleibt bei den Spiegelfeldern insgesamt ein sehr großes Kostensenkungspotential, das allein durch die Umsetzung von heute bekannten Maßnahmen und Techniken erschlossen werden könnte. Ein dem Parabolrinnenkollektor verwandtes Konzept, das mit vielen einzeln verstellbaren planaren Spiegeln in linearer Anordnung (Fresnel-Kollektor) arbeitet, verspricht sehr günstige Kollektorkosten [LMM04] [DHL⁺02]. Diese sollen bei 117 €/m^2 für ein 50 MW -Kraftwerk ([DHL⁺02]) oder sogar noch tiefer ([LMM04]) liegen. Allerdings lassen

²⁸ Vergleiche Fußnote 25 auf Seite 32.

²⁹ Die Kosten für das Kraftwerk setzen sich bei den Angaben in [DG97] nicht einfach aus den Kosten der drei Komponenten – Kraftwerksteil, Speicher und Spiegelfeld – zusammen, da die weitgehend unbedeutenden Kosten für Land noch nicht enthalten sind und pauschal etwa 24% für Unvorhergesehenes sowie für Planung und Konstruktion aufgeschlagen werden.

³⁰ Ähnliche Angaben finden sich auch in [DG97] und [Pil96].

³¹ Ebenfalls bis zu 20% Leistungssteigerung gegenüber dem LS-2-Kollektor werden – wie oben erwähnt – vom EuroTrough-Kollektor erwartet [EGL⁺02].

sich diese Kosten nicht direkt mit denen von Parabolrinnenkollektoren vergleichen, da die Fresnel-Kollektoren eine etwas andere Kraftwerkskonfiguration erfordern und niedrigere Nutzungsgrade der Solarstrahlung mit sich bringen. Dennoch spricht einiges dafür, daß Kraftwerke mit Fresnel-Kollektoren niedrigere Stromgestehungskosten ermöglichen als übliche Parabolrinnenkraftwerke.

Die Kosten für den Dampfkraftwerksteil werden in unterschiedlichen Quellen sehr unterschiedlich angesetzt. So belaufen sie sich nach [Svo98] auf ca. 1000 US\$/ kW_{el} . Dagegen werden die Kosten für den Kraftwerksteil eines 50 MW-Kraftwerks in [DHL⁺02] mit 680 €/ kW_{el} angegeben und mit 930DM/ kW_{el} wurden die Kosten im Jahr 1998 von [Tri03] noch niedriger angesetzt³². Die Kosten sind auch stark von der Größe des Kraftwerks abhängig. In [Pil96] werden die Investitionskosten des Kraftwerksteils – bestehend aus Wärmetauscher mit Dampferzeuger, Kraftwerksblock, Nebenanlagen und Baukosten – bei Kraftwerken mit 40, 80 und 160 MW_{el} Nennleistung mit etwa 1360, 1130 und 950US\$/ kW_{el} angegeben. Sie fallen demnach um ca. 16% bei jeder Leistungsverdoppelung³³. In [DG97] wurden die Kosten des Kraftwerksteils – bestehend aus Dampferzeuger, Zusatzbrenner mit Kessel und Leistungseinheit inklusive Nebenkosten – bei einer Nennleistung von 80 MW_{el} mit 970US\$/ kW_{el} angegeben³⁴. Für die nächsten Generation wurde ab 2005 Kraftwerke mit 161 MW_{el} Nennleistung und Sechsstunden-Wärmespeicher angesetzt, bei denen kein Zusatzbrenner mit Kessel mehr vorgesehen ist, womit die Investitionskosten des Kraftwerksteils auf 590US\$/ kW_{el} sinken sollten. In der dritten Generation ab 2010 sollte der Kraftwerksteil dann bei 320 MW_{el} Nennleistung nur noch etwa 480US\$/ kW_{el} kosten. Bei einem etwas anderen Kraftwerkskonzept, das statt Parabolrinnen einen anderen Kollektortyp mit "Compact Linear Fresnel Reflector" und Direktverdampfung sowie unterirdischer Wärmespeicherung und Satttdampfturbinen zur Stromerzeugung nutzt, wird mit sehr viel niedrigeren Kosten des Kraftwerksteils gerechnet [LMM04]. Zwar hat das Kraftwerk aufgrund der Nutzung einer Satttdampfturbine mit 31 bis 33% einen schlechteren Wirkungsgrad als bei üblichen Parabolrinnen gebräuchliche Dampfkraftwerke aber dieser Nachteil soll durch das einfache, kostengünstige, modulare Kollektorkonzept, einen äußerst günstigen Speicher und den günstigen Kraftwerksteil mehr als ausgeglichen werden, sodaß dieser Kraftwerkstyp in Australien selbst gegenüber Kohlekraftwerken konkurrenzfähig sein soll. Insgesamt läßt sich also feststellen, daß die Kostenangaben zum konventionellen Kraftwerksteil relativ unterschiedlich ausfallen. Dies kann aber auch durch die jeweilige Nachfragesituation auf dem Weltmarkt zum Zeitpunkt der Kostenangabe bedingt sein³⁵.

Die Kosten für die Wärmespeicher fallen für unterschiedliche Speichertypen unterschiedlich aus. Eine der kostengünstigsten Speichervarianten stellt im Temperaturbereich bis 400°C der Betonspeicher dar. In [DLR94] werden die Speicherkosten für diesen Speichertyp mit ca. 25US\$/ kWh_{th} angegeben. Dies entspricht bei 38% Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses Speicherkosten von ca.

³² Im gleichen Jahr werden die Kosten von [PP98] mit einer Bandbreite von 1000 bis 2000DM/ kW_{el} angegeben.

³³ Zur Erläuterung der Kostenangaben in [Pil96] siehe auch Fußnote 27.

³⁴ Zur Erläuterung der Kostenangaben in [DG97] siehe auch Fußnote 29.

³⁵ Beispielsweise sind die Preise für Gasturbinenkraftwerke aufgrund der weltweiten Nachfrageveränderung zwischen den Jahren 1997 und 2001 von 240 bis 300US\$/ kW_{el} auf 480 bis 550US\$/ kW_{el} gestiegen, ohne daß diese Veränderung auch nur ansatzweise durch die etwas gestiegenen Wirkungsgrade erklärt werden könnten [Tou01].

66 US\$/ kWh_{el} [DLR94]³⁶. In [DG97]³⁷ wurden für das Jahr 2005 die Speicherkosten eines Kraftwerks mit einer Nennleistung von 161 MW_{el} und 6-Stundenspeicher bei 65 US\$/ kWh_{el} angesetzt und für das Jahr 2010 bei einem Kraftwerk mit 320 MW_{el} Nennleistung und 10-Stundenspeicher bei 53 US\$/ kWh_{el} . In [KP99] wurden die Speicherkosten für das Jahr 2005 bei 25 US\$/ kWh_{th} , also in etwa gleicher Höhe angesetzt, wobei hier von schnelleren Kostensenkungen auf 15 US\$/ kWh_{th} und 10 US\$/ kWh_{th} in den Jahren 2010 und 2015 ausgegangen wird. Bei Speichern, in denen – wie im ersten Parabolrinnenkraftwerk in der kalifornischen Mojave Wüste [Troa] – heißes Flüssigsalz als Träger fühlbarer Wärme Verwendung findet, ist mit höheren Kosten zu rechnen [DLR94]. Dagegen könnten Speicher, in die Materialien eingebunden sind, die bei Erwärmung einen Phasenwechsel durchlaufen und dabei auch latente Wärme aufnehmen, etwas günstiger sein, sind aber mit höheren technischen Risiken behaftet [DLR94]. Neuere Forschungsergebnisse legen eine drastische Kostenreduktion bei Wärmespeichern für Solarkraftwerke nahe. Durch eine Aufteilung des Speichers in drei Einzelspeicher, die jeweils die Wärme für die Vorwärmung, die Verdampfung und die Überhitzung des Arbeitsmediums im Dampfprozeß speichern, und durch einen angepassten Be- und Entladevorgang kann die effektive Speicherkapazität bei gleicher Masse an Speichermaterial etwa verdreifacht werden [LS02]. Das bedeutet gleichzeitig, daß sich die Kosten für den Speicher etwa dritteln und könnte sich zudem günstig auf die thermischen Speicherverluste auswirken. Ebenfalls sehr niedrige Kosten werden von unterirdischen Heißwasserspeichern erwartet, wie sie bei einem – schon oben erwähnten – Kraftwerkskonzept mit "Compact Linear Fresnel Reflector" und Direktverdampfung mit Sattedampfturbinen zur Stromerzeugung vorgesehen sind [LMM04]. Hier werden bei einem Kraftwerk mit 240 MW_{el} und 7- bis 10-Stundenspeicher Speicherkosten von 3 \$/ kWh_{th} erwartet, was nochmals erheblich niedriger ist.

Die Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung können auch einen wesentlichen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit von Parabolrinnenkraftwerken haben. Nach [Tri03] kann man die Betriebskosten von Parabolrinnenkraftwerken mit jährlich etwa 0,5% der Anfangsinvestition für Versicherungen, und ca. 2% für den eigentlichen Anlagenbetrieb sowie Wartung und Instandhaltung inklusive Personalkosten ansetzen. Ähnlich hoch sind die Betriebskosten auch in [Brö00] für Kraftwerke mit 200 MW_{el} angesetzt, wobei die Versicherung mit 1% der Anfangsinvestition höher und die Personalkosten niedriger liegen. Bei zukünftigen rein solaren Kraftwerken – mit 200 MW_{el} Nennleistung und 6-Stundenspeicher – wird in [KNT03] mit jährlichen Betriebskosten in Höhe von 2% der Anfangsinvestition gerechnet. Für ein Kraftwerk mit 50 MW_{el} Nennleistung und 6-Stundenspeicher wird bei reinem Solarbetrieb in [Pil96] mit wesentlich niedrigeren Betriebs- und Wartungskosten von 1,1% der Anfangsinvestition gerechnet. Dagegen werden die Kosten bei einem Kraftwerk gleicher Größe – ohne Speicher – in [DHL⁺02] mit 3,1% wesentlich höher angesetzt. Niedrige Betriebs- und Versicherungskosten von jährlich 1,3 bzw. 1,5% der Investitionskosten werden bei einem – oben schon mehrfach erwähnten – Kraftwerkskonzept mit "Compact Linear Fresnel Reflector" für Kraftwerke mit 240 MW_{el} Nennleistung und einem Speichervolumen für 7- bzw. 10 VLh erwartet [LMM04]. Wogegen die Betriebskosten bei einem kleineren Kraftwerk (50 MW_{el} Nennleistung), das einen etwas anderen Fresnel-Kollektor nutzt, mit 2,7% der Anfangsinvestition veranschlagt werden [DHL⁺02]. Auch bei den Betriebskosten wird mit einem Rückgang

³⁶ Der Speicherwirkungsgrad eines solchen Speichers kann etwa mit 92% veranschlagt werden [Tri03].

³⁷ Zur Erläuterung der Kostenangaben in [DG97] siehe auch Fußnote 29.

gerechnet. In [DG97] wurde für Kraftwerke mit 161 MW_{el} Nennleistung im Jahr 2005 für die gesamten Betriebskosten mit $52 \text{ US\$}/(kW \times a)$ gerechnet und für Kraftwerke mit 320 MW_{el} im Jahr 2010 mit $43 \text{ US\$}/(kW \times a)$. Bezogen auf die Investitionskosten der beiden Kraftwerke mit Wärmespeichern für 6 bzw. 10 Stunden Volllastbetrieb in 2005 bzw. 2010 entspricht das einer jährlichen Belastung von 1,8% bzw. 1,4% durch die Betriebskosten. Kostenreduktionen lassen sich beispielsweise durch verbesserte Techniken beim Waschen der Spiegel und Verbesserungen bei dessen Planung erreichen oder durch besseres Management, das auch über bessere Verfügbarkeit relevanter Informationen erreicht werden kann, oder auch durch Erfahrungen der Betriebsmannschaften, die gezielt weiterentwickelt und genutzt werden [KP99]. Aber auch Skaleneffekte durch Vergrößerung der Anlagen oder mehrere Kraftwerke an einem Standort können zu deutlichen Kostensenkungen führen [KP99]. Ebenfalls kostensenkend wirken sich technische Verbesserungen aus, die zu höheren Standzeiten von Anlagenteilen führen, die vorher relativ hohe Ausfallraten aufgewiesen haben (s. z.B. [Sol04]). Die Angaben zu Betriebskosten von Parabolrinnenkraftwerken variieren von Quelle zu Quelle und können so nicht eindeutig bestimmt werden. Sie liegen etwa im Bereich von $2 \pm 1\%$ der Anfangsinvestition und tendieren bei größeren Kraftwerken zu Werten unter 2%.

4.3.1.3 Solarrinnenkraftwerke in den Regionen des Szenariogebiets

Aus rechentechnischen Gründen ist es bei keiner der kurzfristig dargebotsabhängigen regenerativen Stromerzeugungsoptionen möglich, jeden – durch das ERA-15 Gitter vorgegebenen – Einzelstandort innerhalb des Szenariogebiets bei der Kraftwerks-Einsatz und -Auswahlplanung mit der Zeitreihe seiner potentiellen Stromerzeugung zu berücksichtigen (s.a. Kap. 14). Daher wurden die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen meist über die gesamte Region oder ausgewählte Teile davon aggregiert. Bei der solarthermischen Stromerzeugung aus Solarrinnenkraftwerken stößt dieses Verfahren allerdings an eine technisch bedingte Grenze. Da diese Kraftwerke mit Wärmespeichern ausgestattet werden können und diese Option wesentliche Vorteile für die Stromerzeugung des Kraftwerks selber und auch für das Gesamtsystem verspricht, ist es eine wesentliche Aufgabe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung, Speicherauslegung und -betrieb zu optimieren. Diese Optimierung ist anders als bei Speicherwasserkraftwerken aber nicht aggregierbar. Die Speicherkapazitäten dieser Wasserkraftwerke sind oftmals für saisonale Speicherung ausgelegt und daher kann die Fahrweise der Einzelkraftwerke ohne zu große Fehler für das Gesamtsystem einer untergeordneten Optimierung überlassen werden, die bei der Erstellung der Szenarien nicht weiter berücksichtigt werden muß. Bei den Solarkraftwerken ist das anders, da einerseits wesentlich geringere Speicherkapazitäten – von einigen Volllaststunden – als Optimum zu erwarten sind und sich andererseits die Erzeugungsbedingungen sehr viel schneller verändern und zumindest kurzfristig innerhalb verschiedener Teile einer Region sehr unterschiedlich verlaufen können. Daher kann eine geringe Wärmeerzeugung in einem Gebiet nicht durch eine höhere in einem anderen ausgeglichen werden. Die Aggregation der Speicher würde rechnerisch eine gleichzeitige Produktion mit der maximalen Leistung aller Kraftwerke erlauben, bis der gesamte Speicher leer ist und würde dem Umstand, daß nur die Speicher gefüllt sind, bei denen die nötigen Strahlungsbedingungen vorlagen, keine Rechnung tragen. Der Fehler der Aggregation würde sich also im Wesentlichen in einer überhöhten Leistungsverfügbarkeit der Solarkraftwerke ausdrücken. Das wäre aber nicht im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Erstellung der Szenarien. Diese Tatsache zwingt dazu, nur kleine zusammenhängende Gebiete mit weitgehend einheitlichen meteorologischen Be-

dingungen zu aggregieren. Für die Erstellung der Zeitreihen der potentiellen Stromerzeugung aus Solarrinnen für die solarthermische Stromerzeugung wurden daher in den Regionen maximal vier Gitterpunkte des ERA-15-Gitters aggregiert, die alle aneinander angrenzen und zudem in topographisch einheitlichem Gelände³⁸ liegen (s.a. Abb.³⁹ 21.6 auf Seite 413). So kann davon ausgegangen werden, daß sich das Wettergeschehen im Allgemeinen mit geringen zeitlichen Abweichungen im ausgewählten Gebiet weitgehend ähnelt, was eine Aggregation mit akzeptablen Fehlern erlaubt. Für die Szenarien wird in jeder Region – um die mathematische Optimierbarkeit zu gewährleisten – nur jeweils ein aggregierter Standort für die potentielle Stromproduktion ausgewählt. Das hat zur Folge, daß der Verlauf der potentiellen Wärmeproduktion deutlich stärker fluktuiert, als das bei einer Aggregation einer großen Zahl von Gitterpunktwerten der Fall wäre und wirkt sich somit im Sinne einer Unterschätzung der erreichbaren Qualität und so auch im Sinne einer konservativen Abschätzung bei der Erstellung der Szenarien aus. Die Potentiale bleiben allerdings noch immer sehr groß, sodaß sich in dieser Hinsicht die geringe Anzahl der Gitterpunkte und damit die relativ kleinen Flächen nicht negativ auswirken. In Tabelle 4.4 sind die maximal zur Auswahl freigegebene Spiegelrinnenfläche für Parabolrinnenkraftwerke in den ausgewählten Regionen mit günstigen Dargebotsverhältnissen sowie die flächenspezifische Jahreswärmeproduktion und maximal (bei einem angenommenen Wirkungsgrad des Kraftwerksteils von $\eta_{KW} = 35\%$) erzeugbare elektrische Energie angegeben.

Tabelle 4.4: Maximal zur Auswahl freigegebene Spiegelrinnenfläche für Parabolrinnenkraftwerke in Regionen mit günstigen Dargebotsverhältnissen sowie flächenspezifische Jahreswärmeproduktion und maximal erzeugbare elektrische Energie.

Größe		Maximal zur Nutzung vorgesehene Fläche für die Solarfelder	Maximale flächenspezifische Jahreswärmeerzeugung	Maximale Jahresstromerzeugung bei $\eta_{KW} = 35\%$
Einheit		[km ²]	[kWh _{th} / (m ² a)]	[TWh _{el}]
Region	4	12400	620	2700
	8	7400	610	1600
	10	6600	560	1300
	11	17300	860	5200
	12	18900	1220	8100
	13	14300	1140	5700
	14	13600	910	4300
	15	18900	1170	7800
	16	19900	1190	8300
	17	20200	960	6800
	18	19700	1200	8300
Summe bzw. Ø		169200	1010	60000

³⁸ Unter topographisch einheitlichem Gelände wird hier ein Gelände verstanden, in dem und in dessen näherem Umfeld keine größeren Höhenunterschiede die Meteorologie beeinflussen.

³⁹ In Abbildung 21.6 sind die ungefähren Standorte der Auswahlflächen für solarthermische Kraftwerke für die Szenarien angegeben.

Die größten flächenspezifische Erzeugungsmöglichkeiten weisen wie bei der Photovoltaik wieder die südlichsten Regionen auf (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Mit über $1200 \text{ kWh}_{th}/(\text{m}^2\text{a})$ oder fast $430 \text{ kWh}_{el}/(\text{m}^2\text{a})$ liegt Region 12 (auf der Arabischen Halbinsel) an der Spitze. Die schlechteste Region erlaubt etwa die Hälfte dieser Produktion. Jede einzelne Region wäre in der Lage, mindestens ein Drittel des energetischen Äquivalents des Strombedarfs im gesamten Szenariogebiet zu erzeugen, einige sogar weit mehr als den Gesamtbedarf. Insgesamt könnte auf den ausgesuchten Flächen etwa 15-mal der Bedarf des gesamten Szenariogebiets erzeugt werden. Damit ist reichlich Optimierungsspielraum für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gegeben. Diese hat zur Aufgabe, unter Berücksichtigung des vorgegebenen Potentials in den einzelnen Regionen und des zeitlichen Verlaufs des regionalen Dargebots die optimale Auslegung der Kraftwerke aus Kraftwerksteil, Speicher und Spiegelrinnenfeld inklusive der Verteilung der Kraftwerke auf die verschiedenen Regionen sowie deren Einsatz zu bestimmen und so deren Nutzen für das Gesamtsystem zu maximieren (s.a. Kap. 14).

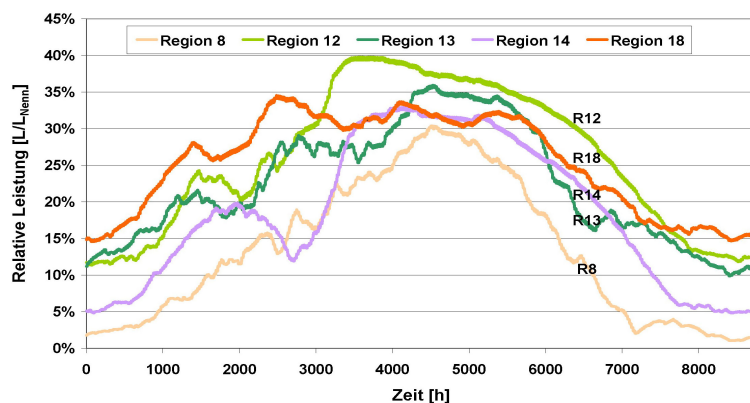


Abbildung 4.16: 30-Tage-Mittelwerte der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Wärmeerzeugung in Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in Parabolrinnenkraftwerken in einigen ausgesuchten Regionen (s. Abb. 21.1).

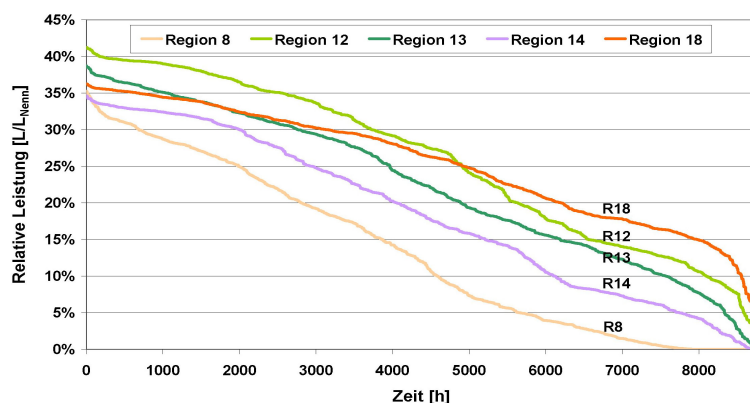


Abbildung 4.17: Dauerlinien von Tagesmittelwerten der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Wärmeerzeugung in Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in Parabolrinnenkraftwerken in ausgewählten, repräsentativen Regionen (s. Abb. 21.1).

Nebstestehende Abb. 4.16 zeigt die längerfristigen Verläufe der potentiellen Wärmeerzeugung mit Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in ausgewählte repräsentative Regionen. Wie zu erwarten fällt die Wärmeerzeugung und mit ihr die Stromproduktion in den nördlichen Gebieten im Winter stark ab. Dieses Verhalten ist für Region 8 am ausgeprägtesten und ähnelt sich, wie sich aus den 30-Tages-Minima in Tabelle 4.5 erahnen lässt, in den Regionen 4, 8 und 10, in denen im Winter der geringste 30-Tages-Mittelwert weniger als 10% des besten Wertes im Sommerhalbjahr beträgt. Die Produktion vergrößert sich in den südlicheren Regionen zunehmend. Die gleichmäßigste Produktion findet sich in den Regionen 17 und 18, wo der schlechteste Monatsmittelwert jeweils über 40% des besten aufweist und damit über 60% des Jahresmittelwertes erreicht.

Abbildung 4.17 zeigt die Dauerlinien der potentiellen tagesmittleren Wärmeproduktion in den

Parabolrinnen⁴⁰ für Solarkraftwerke. Wie die 30-Tages-Mittelwerte sind auch die Werte, die als Dauerlinien dargestellt sind, mit dem – einmalig im gesamten Szenariogebiet auftretenden – Spitzenwert der Momentan-Produktion (Nennleistung) von ca. $550 \text{ W} / \text{m}_{\text{Aperturfläche}}^2$ normiert. Auch hier zeigt sich der große Vorzug der südlich gelegenen Gebiete, in denen große negative Abweichungen von der mittleren Produktion nur relativ selten auftreten. Dagegen treten in den nördlichen Regionen wie z.B. Region 8 Tagesmittelwerte von weniger als 5% an mehr als einem Drittel aller Tage auf. In Region 18 treten dagegen Tagesmittelwerte von weniger als 10% nur an 8 Tagen auf. Damit erweisen sich die südlichen Regionen nicht nur durch die höheren jahresmittleren Produktionserwartungen sondern auch durch die wesentlich ausgeglichene Produktion als sehr viel günstigere Standorte für die thermische Solarstromproduktion. Eine gleichzeitige gleichverteilte Nutzung der solarthermischen Erzeugung an allen Standorten bringt – im Vergleich zu den nördlicheren Standorten – deutliche Verbesserungen der Verfügbarkeit, kann aber gegenüber den südlichen Gebieten allenfalls leichte Verbesserungen der minimalen Tagesproduktion bewirken (vgl. Tabelle 4.5). Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – läßt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerksauswahl- und -einsatzplanung (s. Kapitel 14).

Tabelle 4.5: Statistische Charakteristika der potentiellen Wärmeerzeugung in Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in den einzelnen Regionen, sowie bei gleichzeitiger gleichverteilter Nutzung in allen Regionen für gleitende Monatsmittelwerte (30-d) sowie Tagesmittelwerte eines Jahres.

Region	30-d-Mittel*			Tagesmittel ⁺				
	Max	Min	Min/Max	σ	σ / \emptyset	Max	Min	\emptyset
	[%]			[%]				
4	30	1	3	11	83	37	0	14
8	30	1	3	11	83	35	0	13
10	28	0	0	11	91	35	0	12
11	34	3	7	12	63	36	0	19
12	40	11	29	11	42	41	2	26
13	36	10	28	10	46	39	0	22
14	33	5	15	11	57	35	0	18
15	37	8	21	11	44	38	0	24
16	33	7	22	9	40	38	0	24
17	30	14	49	6	28	35	5	21
18	35	15	42	8	30	36	2	25
\emptyset	33	7	20	10	55	37	1	20
Alle	31	8	25	9	44	38	4	20

* Gleitende 30-Tagesmittelwerte der potentiellen Wärmeerzeugung auf maximale Wärmeleistung normiert.

+ Gleitende Tagesmittelwerte (aus 3-Stunden-Werten) der potentiellen Wärmeerzeugung auf maximale Wärmeleistung normiert.

⁴⁰ Siehe auch Fußnote 25 auf Seite 32.

4.3.1.4 Solarthermische Kraftwerke: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten der Parabolrinnenfelder einschließlich aller direkt zuortbaren Kosten einheitlich für alle Regionen mit 185 €/m^2 angesetzt. Dieser Wert liegt etwa im Bereich heutiger Kostenschätzungen für große einzelne Parabolrinnenkraftwerke oder für Kraftwerksparks (vgl. Kap. 4.3.1.2 auf Seite 35 f.). Die Investitionskosten des Kraftwerksteils werden mit 525 €/kW in einem Bereich angesiedelt, der eher mit relativ niedrigen Kostenangaben für Einzelkraftwerke übereinstimmt oder bei höherem Kostenniveau in Kraftwerksparks bei großen Kraftwerken ohne fossile Zufeuerung angemessen erscheint (vgl. Kap. 4.3.1.2 Seite 37 f.). Bei den Wärmespeichern werden $60 \text{ US\$/kWh}_{el}$ angesetzt, was in etwa den Kosten für Betonspeicher vor den theoretischen Arbeiten nach [LS02] entspricht und damit einem konservativen Ansatz. Die Lebensdauer⁴¹ des gesamten Kraftwerks wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von $5\%/a$ berechnet. Als weitere Einflußgröße wird die Verfügbarkeit der Parabolrinnenkraftwerke relativ konservativ mit $93,3\%$ angesetzt^{42,43}. Der Wirkungsgrad, mit dem der Kraftwerksteil die solare Wärme in Strom umwandelt, hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluß auf die Stromgestehungskosten und wird konstant auf 35% gesetzt (vgl. Kap. 4.3.1 S. 30). Damit liegt der Wirkungsgrad nicht im oberen Bereich, was beispielsweise auch einer teilweisen Luft- oder Hybridkühlung mit schlechteren Wirkungsgraden (als bei ausschließlicher Verdunstungs- oder Frischwasserkühlung) Rechnung tragen kann⁴⁴. Die Betriebskosten sind mit jährlich 3% der Gesamtinvestition eher im oberen Bereich angesiedelt (vgl. Kap. 4.3.1.2 S. 38). Da auch die Speicherauslegung sowie die Speicherbewirtschaftung eine Aufgabe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung ist, sind die Stromgestehungskosten implizit auch von den Speicherwirkungsgraden abhängig. Als Ansatz für die Speicherwirkungsgrade wurde ein konstanter Zykluswirkungsgrad von 93% (je $96,4\%$ beim Be- und Entladen) und ein zeitabhängiger Verlust von täglich 3% der gespeicherten Energie angesetzt.

⁴¹ Die Lebensdauer von Parabolrinnenkraftwerken wird meist mit 25 Jahren oder höher angesetzt. In [Due02] wird eine Lebensdauer von 25 bis 30 Jahren zugrunde gelegt. In [Pil96] wird die Lebensdauer zur Kostenberechnung mit 25 Jahren angesetzt. [KP99] siedelt sie für zukünftige Kraftwerksgenerationen bei 30 Jahren an und [DHL⁺02] rechnet mit 28 Jahren. Die Lebensdauern einzelner Komponenten liegen aus gegenwärtiger Sicht höher als 25 Jahre. So weisen die Spiegelrinnen praktisch keine zeitliche Degradation auf und auch der Spiegelbruch konnte nach anfänglichen Schwierigkeiten wesentlich reduziert werden [DG97], weshalb die Lebensdauer des Kollektorfeldes vermutlich höher als 25 Jahre liegen wird [Sol03]. Nach [Sol04] sind auch die neu entwickelten Vakuumröhrenkollektoren für eine Lebensdauer von 30 Jahren ausgelegt und sie weisen gegenüber früheren Kollektoren eine um eine Größenordnung niedrigere Bruchrate auf [Sol04].

⁴² Die Technische Verfügbarkeit des THESEUS-Parabolrinnen-Kraftwerks ist auf 93% ausgelegt und ergibt sich aus 99% Verfügbarkeit des Solarfeldes, 97% beim Kraftwerksblock und $96,7\%$ geplanter Kraftwerksabschaltungen für Wartung und Instandhaltung [Ort99]. Zwischen 1998 und 2002 lag die Verfügbarkeit der Kraftwerke in der Mojave-Wüste über 98% [Sol03]. In [CKHP99] wird sie im Mittel der Jahre 1989 und 1997 mit etwa 99% angegeben, wobei sie in keinem Jahr unter 98% lag. [Svo98] gibt die Revisionszeiten mit jährlich 14 Tagen an und die Verfügbarkeit außerhalb der geplanten Abschaltungen mit 97% , was einer mittleren Verfügbarkeit von $93,3\%$ entspricht. In [LMM04] wird die Zeit, in der das Kraftwerk technisch zur Einspeisung bereit steht, mit 98% angegeben.

⁴³ Zudem wird noch die Abschaltung bei zu hohen Windgeschwindigkeiten berücksichtigt (vgl. Kap. 18.1.3 auf Seite 363 f.).

⁴⁴ Auch wenn alle Kraftwerksstandorte für die Erstellung der Szenarien in der Nähe von größeren Wasservorkommen angesiedelt sind, könnte bei großen Installationsleistungen an manchen Standorten aufgrund von Wasserknappheit auf Kühlungsarten mit niedrigerem Wasserverbrauch zurückgegriffen werden müssen.

5 Windkraft

Die Nutzung der Windenergie hat in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Seit Anfang der 1980er Jahre in Dänemark und den USA die "moderne" Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung begonnen hat, ist die installierte Leistung bis Ende 2003 weltweit auf über 39 GW gestiegen, wobei das Wachstum in der letzten Dekade auch maßgeblich von Deutschland sowie von Spanien getragen wurde (vgl. [Bro04]). In diesen vier Ländern waren Anfang 2004 etwa 77% der weltweiten Leistung installiert (vgl. [WPM]). Die Windkraftnutzung war in den beiden Jahrzehnten von einem großen Wachstum gekennzeichnet. Die installierte Leistung der weltweit errichteten Windkraftanlagen (WKA) hat sich dabei in den zwei Dekaden von 1983 bis 2003 etwa alle 32 Monate verdoppelt, und wuchs im Durchschnitt¹ sowohl im ersten als auch im zweiten Jahrzehnt jährlich mit etwa 30%. Dieses Ausbautempo wurde durch eine Erhöhung der jährliche Steigerungsrate der Neuinstallationen von durchschnittlich 15% zwischen 1983 und 1993 auf 33% zwischen 1993 und 2003 erreicht. Dabei wurde auch die Nennleistung der einzelnen Windkraftanlagen kontinuierlich gesteigert. Den größten Anteil neu installierter Leistung stellen heute in der BRD leistungsstarke WKA mit Nennleistungen oberhalb 1000 kW (vgl. [DEH⁺03]). Die Megawattklasse mit Anlagennennleistungen zwischen 1 und 2 MW gewann seit ihrer kommerziellen Einführung Anfang 1995 zunehmend an Boden, erreichte schon Anfang 1998 einen Leistungsanteil von mehr als einem Drittel der Neuinstallation ([Hah98]) und hat in Deutschland 2002 mit über 70% – "bedrängt" von noch größeren Anlagen – anscheinend schon ihren Zenit überschritten. Mit der Leistung der Anlagen ist auch ihre Nabenhöhen (NH) von etwa 30 m Anfang der 1990er auf durchschnittlich fast 80 m in 2002 gewachsen (vgl. [DEH⁺03]), was sich wegen der höheren Windgeschwindigkeiten positiv auf die Erträge auswirkt. Mit der technischen Entwicklung sind auch die Kosten für den Windstrom stark gefallen. In [Bro04] findet sich die Aussage "Als die Windindustrie anfang, sich in den frühen 80er Jahren in Kalifornien zu entwickeln, kostete Strom aus Windenergie 38 US¢ pro Kilowattstunde. Seitdem sind die Kosten an den besten Standorten auf 4US¢ oder darunter gefallen. Und einige langfristige Versorgungsverträge sind für 3US¢ pro Kilowattstunde unterzeichnet worden."². Legt man diese Zahlen und die weltweit installierte WKA-Leistung zugrunde, so ergeben sich Kostensenkungen von 24% pro Verdoppelung der Leistung der insgesamt errichteten WKA^{3,4}. Die Entwicklung der Windenergienutzung verläuft also sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht sehr dynamisch.

¹ Der jährliche Zuwachs an installierter WKA-Leistung schwankte in diesen zwei Jahrzehnten sehr stark. Im ersten Jahrzehnt erreichte der Zuwachs auf absolut niedrigem Niveau in einzelnen Jahren bis zu 200% und fiel dann für viele Jahre stark zurück. Dagegen ist die Periode zwischen 1995 und 2003 durch einen relativ konstanten Anstieg der installierten Leistung geprägt, mit Maxima von 37 und 36% in 1995 und 2001 sowie Minima von 25 und 26% in 1997 und 2003.

² Die 38 US¢/kWh werden dabei im Jahr 1982 als Kosten für Windstrom in den USA angesetzt und 4US¢/kWh für das Jahr 2001.

³ Unter Einbezug der Inflation durch den Deflator des US-Bruttoinlandsprodukts ([IEAa]) ergibt sich nochmals eine höhere Lernrate mit einer Kostensenkungen von 29% pro Verdoppelung der installierten Leistung.

⁴ Andere Auswertungen kommen zu geringeren Kostenreduktionen, die sich allerdings teilweise auch systematisch erklären lassen, da beispielsweise nur nationale Installationszahlen verwendet werden und daraus wirtschaftliche Lerneffekte im gleichen Land abgeleitet werden (s. z.B. auch [EXT02]).

5.1 Standortwahl

Neben der wirtschaftlich, technischen Entwicklung ist insbesondere die Standortwahl entscheidend für den Ertrag an Windstrom und dessen Kosten. Die aus Windkraft potentiell erzeugbare elektrische Energie übersteigt bei weitem den derzeitigen Bedarf. Aus wirtschaftlichen Gründen ist die Nutzung aber nur an einem Teil der möglichen Standorte sinnvoll. Der flächenspezifische Leistungsinhalt im Wind steigt mit der dritten Potenz⁵ der Windgeschwindigkeit. Daher ist eine Positionierung an windgünstigen Standorten wichtig, wobei als erstes Kriterium die jahresmittlere Windgeschwindigkeit herangezogen werden kann. Sie gibt allerdings nur einen Anhaltspunkt für den – an einem Standort zu erwartenden – Energieertrag. Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit kann an verschiedenen Standorten sehr unterschiedlich ausfallen, sodaß bei gleichem Mittelwert durchaus Unterschiede von $\pm 15\%$ in der Jahreserzeugung auftreten können⁶. Ähnlich wichtig wie die Verteilung der Geschwindigkeit ist ihr Höhenprofil⁷.

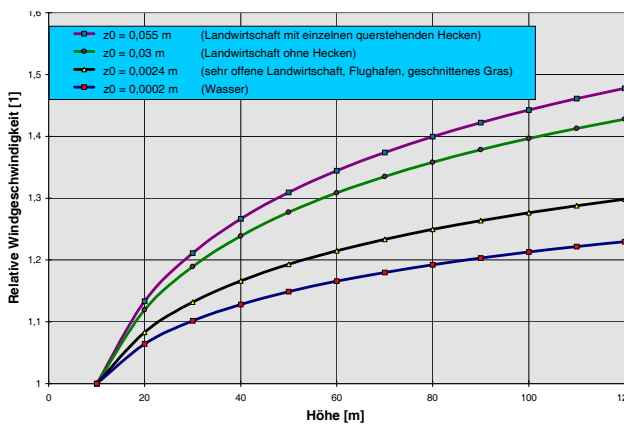


Abbildung 5.1: Geschwindigkeitszunahme mit der Höhe über Grund bei verschiedenen Oberflächenrauheiten.

Nebstehende Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund für verschiedene Oberflächen mit unterschiedlichen Rauheitslängen z_0 . Bei größeren Rauheitswerten wächst die Windgeschwindigkeit schneller, weshalb durch eine Erhöhung der Nabenhöhe der WKA an "raueren" Standorten höhere Steigerungen der Erträge zu erzielen sind. Beispielsweise wurde inzwischen auch begonnen, WKA mit sehr großen Nabenhöhen – z.B. eine WKA mit 117 m_{NH} (s. [Joh00]) – zu errichten, wo die Rauig-

⁵ Die auf die Rotorfläche bezogene flächenspezifische Leistung im Wind mit einer ungestörten Geschwindigkeit v_0 errechnet sich zu $L_{W,sp} = 1/2 \rho v_0^3$. Dabei bezeichnet ρ die Luftdichte.

⁶ Eine näherungsweise Beschreibung der Häufigkeitsverteilung gelingt mit Hilfe der zweiparametrischen Weibullverteilung mit dem Formfaktor k und dem Skalierungsfaktor a . Die Dichtefunktion der Windgeschwindigkeit v wird so mit den standortabhängigen Werten für a und k durch die Beziehung

$$f(v) = \frac{k}{a} \left(\frac{v}{a} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{a} \right)^k} \quad (5.1)$$

beschreibbar. Eine theoretische Untersuchung des Einflusses der Geschwindigkeitsverteilung auf die Stromproduktion bei gleicher mittlerer Geschwindigkeit ist z.B. in [All96] dargestellt.

⁷ Die Windgeschwindigkeit v_2 in der Höhe h_2 über Grund kann bei einer gegebenen Geschwindigkeit v_1 in h_1 näherungsweise zu

$$v_2 = v_1 \frac{\ln(h_2/z_0)}{\ln(h_1/z_0)} \quad (5.2)$$

angegeben werden (s. z.B. [Man95]). Dabei ist z_0 die sogenannte Rauheitslänge und reicht von ca. 0,0002 m über Wasser bis zu 0,4 m in Gebieten mit Wäldern oder hohen Baumreihen und noch höheren Werten in extrem unebenem Terrain oder großen Städten. Eine genauere Berechnung des vertikalen Windprofils erfordert – neben der Berücksichtigung der Richtungsabhängigkeit der Rauheitslänge z_0 – eine Abbildung des Wärmeflusses, der vom Boden in die Atmosphäre tritt. Ist dieser hoch (z. B. bei starker Erwärmung des Bodens durch Sonneneinstrahlung), so erhöht sich auch die Turbulenz und die Zunahme der Geschwindigkeit schwächt sich mit der Höhe ab [ABDM⁺90].

keitslängen sehr hoch sind – z.B. ca. 0,4m in Waldgebieten – und deshalb große Nabenhöhen wesentliche Vorteile bringen. Gegenüber einer sonst gleichen WKA mit 65m Nabenhöhe kann hier mit einer Ertragssteigerung um mehr als 40% gerechnet werden⁸ (s.a. Kap. 5.2). Über Wasserflächen würde der Mehrertrag mit etwa 10% den Mehraufwand evtl. nicht rechtfertigen.

In Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte kann die Fläche nur teilweise zur Stromproduktion genutzt werden, da hier viele andere Interessen mit der Nutzung der Windenergie konkurrieren. Die in der BRD durch Windkraft theoretisch erzeugbare elektrische Jahresarbeit wird z.B. in [Bis98] basierend auf der Auswertung verschiedener Quellen mit ca. 300 TWh angegeben. Auf dem Festland könnten dabei etwa 130 TWh erzeugt werden, was bei 1800 Volllaststunden⁹ einer installierten Leistung von 72 GW entspräche. Als realistische Abschätzung des zu erwartenden Ausbaus an Land wird eine Leistung von 38 GW mit 2000 Volllaststunden angenommen. Auch wenn dann mit 25'000 WKA a 1,5 MW nicht wesentlich mehr WKA installiert wären als Windmühlen Mitte des 19. Jahrhunderts¹⁰, scheint diese Abschätzung – in Anbetracht sinkender Akzeptanz und der Notwendigkeit dann auch auf ungünstigere Standorte auszuweichen – vielleicht eher hoch gegriffen. In Stromversorgungssystemen, in denen der Transport großer Leistungen über große Distanzen möglich ist, muß aber die Leistung nicht vor Ort erzeugt werden. Die Ergebnisse eines frühen Versuchs, sich einen Überblick über die weltweite räumliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten zu verschaffen, ist in Abbildung 5.2 wiedergegeben.

⁸ Bei Flächen mit höherem Bewuchs muß Gleichung 5.2 angepaßt werden. In etwa die Höhe des Bewuchses z.B. $h_B \simeq 25m$ (entspr. noch nicht ausgewachsene Fichten) wird von der Gesamthöhe abgezogen, um auf eine effektive Höhe über Grund zu schließen [Stu99]. Damit ergibt sich folgende Gleichung für die Windgeschwindigkeiten.

$$v_2 = v_1 \frac{\ln((h_2 - h_B)/z_0)}{\ln((h_1 - h_B)/z_0)}$$

⁹ Im Zeitraum 1990 bis 1997 lag die mittlere Anzahl der jährlichen Volllaststunden aller im "Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP)" direkt vermessenen WKA bei 1803 VLh [Dur98]. Zwischen 1994 und 2003 lag die Auslastung der Windkraftanlagen in Deutschland, abgeleitet aus Daten des "Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms (WMEP)" etwas niedriger bei 1700 VLh [Bud04]. Die niedrigere Auslastung kann dabei u.a. durch einige Jahre mit relativ niedrigen Erträgen erklärt werden, könnte aber auch ein Effekt der zunehmenden Verlagerung des Zubaus von neuen WKA von den Küsten an weniger windgünstige Standorte in die Norddeutsche Tiefebene und die Mittelgebirge sein, der von den wachsenden Nabenhöhen der WKA nicht vollständig kompensiert wird [DEH⁺03].

¹⁰ Mitte des 19. Jahrhunderts standen in den Niederlanden über 9'000, in Deutschland über 20'000 und in ganz Europa wahrscheinlich über 200'000 Windmühlen (s. z.B. [Hau96].)

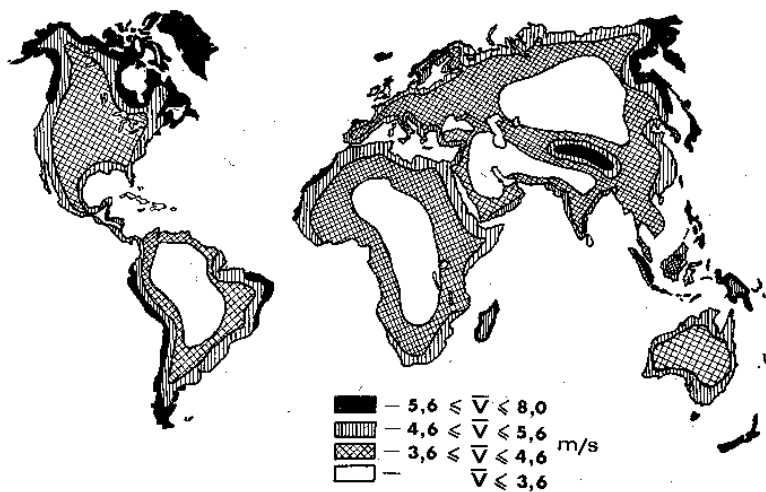


Abbildung 5.2: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit v_{10m} in 10 m über dem Grund der Kontinente. Quelle: [Sto73]

Sie zeigt eine einfache Abschätzung der weltweiten Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten. Die Verhältnisse in einigen Küstengebieten wurden schon bei diesem Versuch – mit manchen Ausnahmen – einigermaßen treffend erfasst. Auffällig sind die niedrigen Windgeschwindigkeiten im Inneren der Kontinente, die anscheinend eine Folge der zu einfachen Methode sind und, wie beispielsweise ein Vergleich mit Abbildung 5.3 auf der nächsten Seite zeigt, teilweise weit hinter den realen Windpotentialen bleibt.

Besonders geeignet für die Nutzung der Windenergie sind Gebiete mit hohen Windgeschwindigkeiten, bei gleichzeitig geringer Bevölkerungsdichte und ohne andere konkurrierende Formen der Landnutzung. Solche Gebiete liegen beispielsweise in der Passatwindzone an der Atlantikküste Nordafrikas. Ein ca. 600 km langer und 10 km breiter Küstenstreifen in der ehemaligen Republik Westsahara – zwischen dem 21ten und 28ten Breitengrad – weist z. B. in 10 Metern über Grund jahresmittlere Windgeschwindigkeiten um $v_{10m} = 8 \text{ m/s}$ auf und könnte fast vollständig genutzt werden [Ben98]. Der Jahresgang ist dort mit einem deutlich ausgeprägten Sommermaximum gegenläufig zu dem in Nord und Mitteleuropa. Wegen der großen Flächen mit geringer Oberflächenrauigkeit treten durch die Land– Seewindzirkulation deutliche und sehr regelmäßige Mittagsspitzen der Windgeschwindigkeit auch relativ entfernt von der Küstenlinie auf. Dabei treten nur moderate Spitzengeschwindigkeiten auf. Überschlüssig läßt sich allein für diesen schmalen, besonders privilegierten Küstenstreifen die installierbare Nennleistung mit etwa 60 GW angeben, wobei bei einer einfachen Übertragung der Erfahrung mit marktüblichen WKA in der BRD Auslastungen bis zu 4400 Volllaststunden zu erwarten wären (s.a. [Czi01b]). Auch die landeinwärts angrenzenden Gebiete zeichnen sich noch durch sehr gute Windverhältnisse aus. Wegen der Nähe zu guten Standorten für die solare Stromerzeugung scheint dieses Gebiet als Baustein einer regenerativen Stromversorgung sehr geeignet.

Eine weitläufig verteilte Nutzung der Windenergie führt zu einer Entkopplung der Erzeugungstochastik (s.a. [CE01]). Dieser Effekt muß schon auftreten, wenn die Entfernungen zwischen einzelnen Erzeugungsschwerpunkten ähnlich groß werden wie z.B. die Ausdehnung wetterbestimmender Hoch– und Tiefdruckgebiete. Wie das Beispiel Marokko zeigt, ist bei einer Stromproduktion aus Windkraft, die gleichzeitig in mehreren Regionen mit deutlich unterschiedenen klimatischen Verhältnissen stattfindet – über eine kurzfristige Aufhebung der Korrelationen hinaus, auch langfristig mit einer geringeren Korrelation des Wettergeschehens und somit auch der möglichen Erzeugung zu rechnen. Am günstigsten wäre es, wenn – wie bei den gegenläufigen Jahresgängen der Windverhältnisse in Marokko und Nordeuropa – antikorrelierte Verläufe eine gleichmäßige Stromproduktion für das gesamte Versorgungsgebiet ermöglichen würden. Durch eine großräumige Vertei-

lung der im Szenariogebiet vorgesehenen Standorte soll mit der – an die Kraftwerkseinsatzplanung gekoppelten – Auswahlplanung eine möglichst günstige Versorgungsstruktur für die Szenarien gefunden werden. Die Auswahlplanung greift dabei auf die Möglichkeit der Nutzung verschiedener Standorte mit unterschiedlichen Erzeugungscharakteristika selektiv zurück, mit dem Ziel der Kostenminimierung (vgl. Kap. 14 S. 193 ff.).

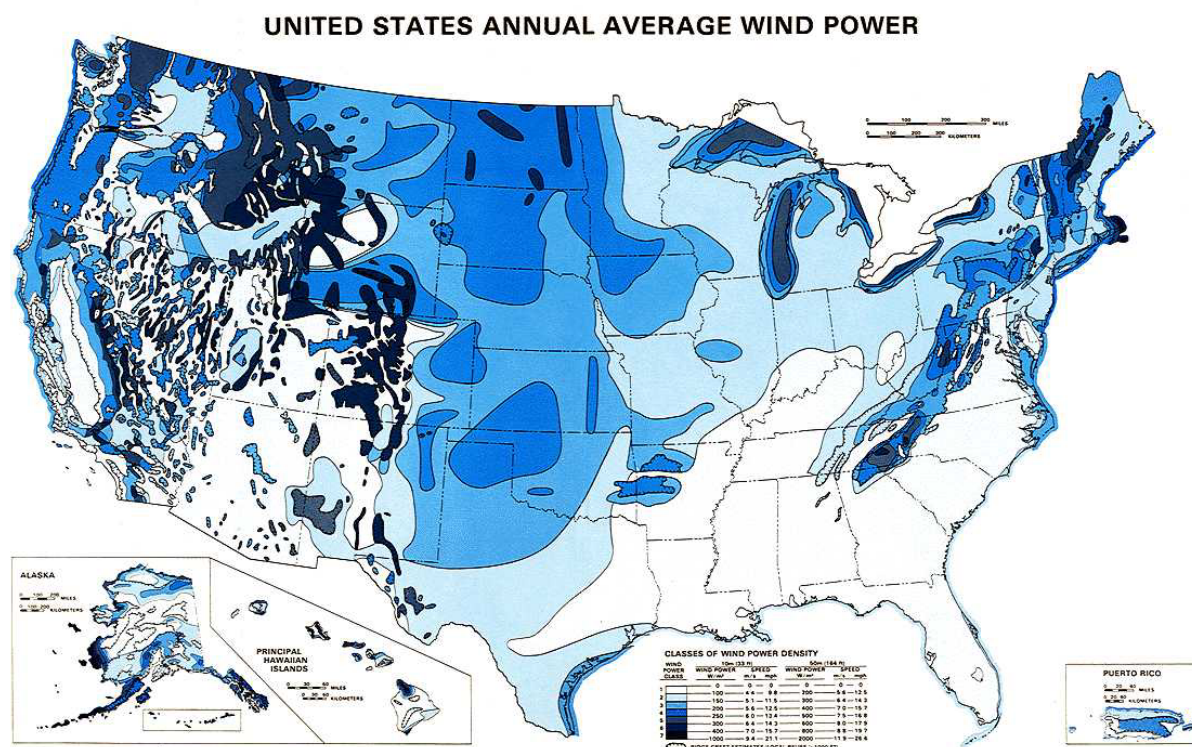


Abbildung 5.3: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte in den USA 10 und 50m über Grund (s.a. Fußnote 11) Quelle: [BEF⁺86]

Ein Vergleich von Abbildung 5.2 – aus den 1970er Jahren – mit der detaillierteren Analyse der Windverhältnisse in den USA (Abbildung¹¹ 5.3) zeigt, daß eine genauere Betrachtungsweise bei der Suche nach Standorten mit großen Windpotentialen nötig ist. Neben den kleinräumigeren Gebieten mit extrem hohen Windgeschwindigkeiten soll an dieser Stelle besonders auf die großen Flächen mit relativ hohen Windgeschwindigkeiten ($\bar{v}_{10m} > 5 \text{ m/s}$) in den Steppengebieten im Zentrum der USA hingewiesen werden. Diese Flächen weisen eine geringe Oberflächenrauigkeit und relativ ebenes Terrain auf. Dadurch wird den geostrophischen Winden hier nur wenig Impuls entzogen. In diesem Bereich der USA liegen die Windgeschwindigkeiten in 10 Metern Höhe bei weit mehr

¹¹ In den USA findet eine Einteilung der Standortgüten in Windklassen Verwendung. Diese Klassifizierung ist in Abbildung 5.3 wiedergegeben aber schlecht zu erkennen und kann folgender Tabelle entnommen werden (s.a. [Kro02]).

Klasse	30 m Höhe		50 m Höhe		Klasse	30 m Höhe		50 m Höhe	
	Geschw. [m/s]	Leistung [W/m²]	Geschw. [m/s]	Leistung [W/m²]		Geschw. [m/s]	Leistung [W/m²]	Geschw. [m/s]	Leistung [W/m²]
1	0-5,1	0-160	0-5,6	0-200	4	6,5-7,0	320-400	7,0-7,5	400-500
2	5,1-5,9	160-240	5,6-6,4	200-300	5	7,0-7,4	400-480	7,5-8,0	500-600
3	5,9-6,5	240-320	6,4-7,0	300-400	6	7,4-8,2	480-640	8,0-8,8	600-800
4	6,5-7,0	320-400	7,0-7,5	400-500	7	8,2-11,0	640-1600	8,8-11,9	800-2000

als 200.000 km^2 im Jahresmittel über $5,6 \text{ m/s}$. Solche Bedingungen finden sich in der BRD beispielsweise fast ausschließlich an einem schmalen Küstenstreifen. Auch in den eurasischen Steppegebieten sind ähnliche Verhältnisse zu erwarten und eine gezielte Suche nach ebenen Flächen mit geringem Bewuchs könnte sich im Hinblick auf Windstromimporte lohnen.

Für Europa und angrenzende Gebiete in Asien und Afrika gibt es bisher noch kein vergleichbar detailliertes Kartenmaterial, das eine hinreichend genaue Potentialbestimmung erlauben würde. Im "Europäischen Windatlas", der 1990 fertiggestellt wurde, sind die Windverhältnisse in den damaligen EU-Ländern wiedergegeben¹² [ABDM⁺90]. Auch dieser Ansatz bietet nur einen relativ groben Überblick über die zu erwartenden Windverhältnisse, da er die lokalen orographischen und topographischen Einflüsse nicht detailliert berücksichtigt. Für manche Regionen – wie z.B. Dänemark – gibt es inzwischen relativ detailliertes Kartenmaterial, bei dessen Erstellung solche Einflüsse mit berücksichtigt wurden [Ris99]. Produktionserwartungen, die von den verschiedenen Karten abgeleitet werden können, differieren daher teilweise erheblich. Um ein einigermaßen einheitliches Bild der weltweiten Windenergiepotentiale – oder der Potentiale in Europa und seiner großräumigen Nachbarschaft – zu erlangen, wurde daher auf meteorologische Daten aus dem Reanalyseprojekt ERA-15 des "Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage zurückgegriffen" (EZMW oder ECMWF). Die verwendeten Berechnungsmethoden und eine detailliertere Datenbeschreibung findet sich in Kapitel 18.2 auf Seite 364. Diese Daten liegen als langjährige Zeitreihen in 6-Stunden-Intervallen vor und erfüllen damit ein zweites unverzichtbares Kriterium für die Erstellung möglichst realitätsnaher Szenarien, nämlich die weitgehende Erfassung aller stochastischen und systematischen zeitlichen Eigenschaften der potentiellen Windstromproduktion durch die Verwendung zeitlich zusammenhängender und großräumig verfügbarer Eingangsdaten.

Die aus den ERA-15-Daten abgeleiteten mittleren Windgeschwindigkeiten sind in Abbildung 5.4 als Weltkarte wiedergegeben.

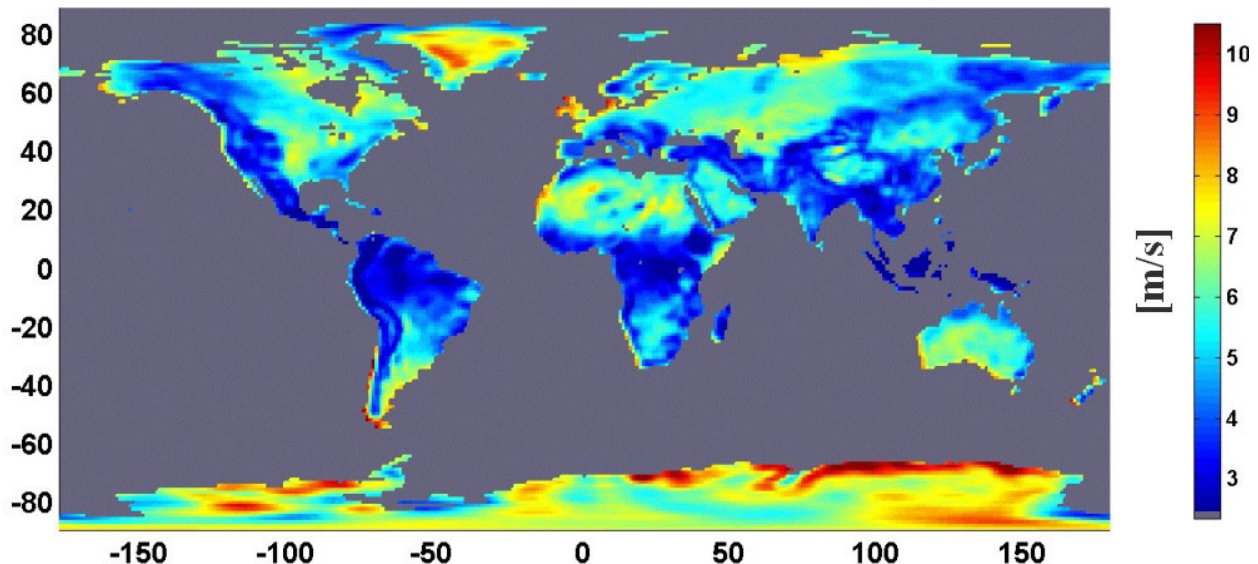


Abbildung 5.4: Weltkarte der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit auf Landflächen (1979–1992). Quelle der meteorologischen Daten: [EZM]

¹² Eine Erweiterte Fassung des Risø wurde um Norwegen Schweden und Finnland ergänzt [Ris89a]. Die Offshoreverhältnisse der an die EU-Mitgliedsländer von 1989 angrenzenden Meeresflächen wurden ebenfalls unter Federführung des Risø abgeschätzt [Ris89b].

Die Werte korrespondieren teilweise recht gut mit den Werten anderer Potentialkarten. Es zeigen sich die zu erwartenden guten Potentiale in Irland und Schottland sowie vielen Europäischen Küstengebieten oder auch die eingangs erwähnten – außerordentlich guten – Verhältnisse in der Passatwindzone an der Atlantikküste Nordafrikas. Auch ein Vergleich mit dem russischen Windatlas (Abb. 5.5) beispielsweise in der Jamalregion in Nord–West–Sibirien (östlich des Ural) oder nördlich des Kaukasus zeigt gute Übereinstimmungen.

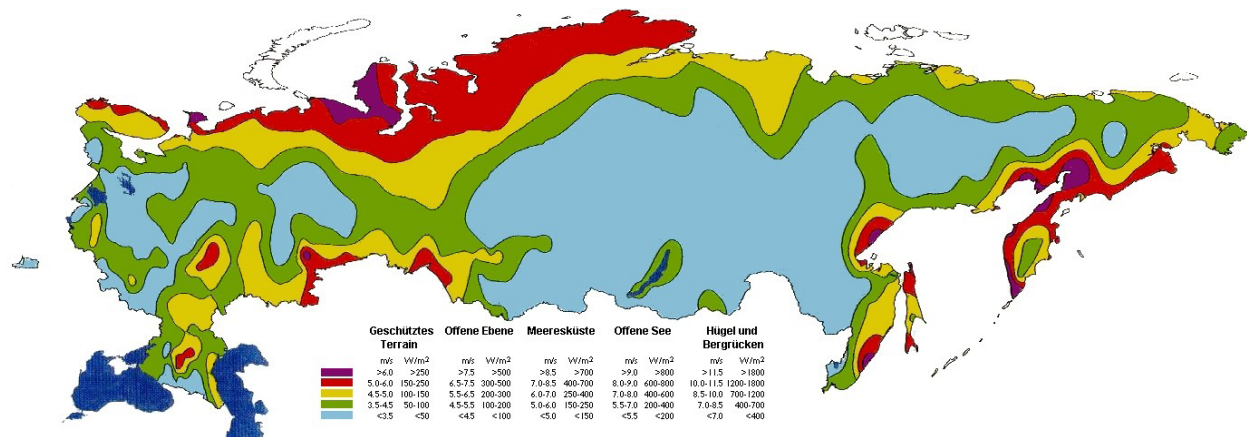


Abbildung 5.5: Karte der Windgeschwindigkeiten in 50 m über Grund aus dem russischen Windatlas [BBL00]

In manchen Küstenregionen, beispielsweise in Dänemark, fallen die Windgeschwindigkeiten allerdings eher etwas hoch aus. Dies liegt an der mit etwa $1.125^\circ \times 1.125^\circ$ relativ groben Auflösung, die teilweise keine eindeutige Differenzierung nach Land– und See–Standorten erlaubt. Auch auf Grund der räumlichen Auflösung – und wesentlich häufiger – tritt allerdings eine deutliche Unterschätzung der Windgeschwindigkeiten in gegliedertem Gelände auf. Dieser Effekt zeigt sich bei allen Vergleichen mit deutlich höher auflösendem Daten– und Kartenmaterial (vgl. [IEC96] [BS97] [DHM00] [Win01] [BBZ01] [Lea01] [Gou01] [MET01] [Eur01]). Auch der Vergleich mit Abbildung 5.3 auf Seite 49 zeigt dieses Verhalten. Die Windverhältnisse in den großen Steppen westlich der Rocky Mountains sind relativ gut getroffen. Die Windgeschwindigkeiten in der Karte, die aus Daten der ERA–15 abgeleitet sind, fallen i.d.R. ein klein wenig niedriger aus als die der Karte aus den USA und führen damit zu eher konservativen Potentialabschätzungen. Deutliche Unterschätzungen der Windgeschwindigkeiten treten allerdings in den orographisch stark gegliederten Rocky Mountains auf. Nach dem Kartenmaterial aus den USA sind hier relativ kleinräumig extrem windhöfliche Gebiete zu finden, die oftmals in direkter Nachbarschaft zu Gebieten mit sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten liegen. Dagegen weist Abbildung 5.4 hier nur sehr niedrige Windgeschwindigkeiten aus. Diese Unterschätzung der Windgeschwindigkeit ist eine direkte Folge der Parametrisierung des ERA–15–Analyse–Modells und der relativ groben räumlichen Auflösung¹³.

Der Einfluß der räumlichen Auflösung des meteorologischen Modells, kann sehr gut anhand von Berechnungen der Windverhältnisse der norwegischen Küstenregionen veranschaulicht werden, in

¹³ Ein extremes Beispiel für die Unterschätzung der Potentiale bei geringer räumlicher Auflösung gegenüber einer Potentialanalyse mit hoher räumlicher Auflösung zeigt sich beim Vergleich einer Studie des Risø für das topographisch stark gegliederte Gebiet um den Golf von Suez (s. [CGM03]) mit den Winddaten in Abbildung 5.4 oder den Potentialdaten in Abbildung 5.8, die hier an den besten Standorten nur wenig mehr als ein Drittel der Jahresproduktion versprechen, die nach Risø zu erwarten ist.

denen die Verwendung der ERA-15-Daten ebenfalls zu geringe Windgeschwindigkeiten ergibt. Als Vergleich können hier die Berechnungen für den "Norwegian Wind Atlas"¹⁴ heran gezogen werden [Win01]. Während am norwegischen Küstenstreifen aus den Daten des ECMWF selbst in 80m über Grund keine Windgeschwindigkeiten $v_{80m} > 8 \text{ m/s}$ hervor gehen (s. Abb.5.4), weist der norwegische Windatlas auf 20% der berücksichtigten Flächen schon in 50m über Grund Windgeschwindigkeiten $v_{50m} > 8 \text{ m/s}$ und auf knapp 7% sogar Windgeschwindigkeiten v_{50m} über 9 m/s aus¹⁵. Ein wesentlicher Grund für diese Unterschätzung der Potentiale läßt sich der Statistik aus der Tabelle in Fußnote 14 entnehmen. Hier sind Berechnungen für verschiedene Maschenweiten gegenübergestellt. Schon der Unterschied in der Zellenfläche von $1,0 \text{ km}^2$ zu $0,04 \text{ km}^2$ erhöht den ermittelten Flächenanteil mit Windgeschwindigkeiten über 9 m/s um fast 50%. Im Vergleich zu diesen hohen Auflösungen nehmen sich die Zellenflächen der ERA-15-Daten mit etwa 6600 km^2 (bei 65°N) sehr groß aus. Es ist also leicht nachvollziehbar, daß aufgrund der relativ geringen Auflösung der ERA-15-Daten einerseits und andererseits wegen der großräumigen Mittelung die sich aus ihr ergibt, die Windpotentiale in gegliedertem Gelände systematisch unterschätzt werden. Dies gilt auch für Gebiete mit größeren Rauigkeitsunterschieden innerhalb einzelner Zellen. Beim Übergang von Land auf See werden dann gegebenenfalls die Landbedingungen überschätzt und die auf See unterschätzt. Weshalb die Daten bei ersteren mit etwas Vorsicht interpretiert werden müssen.

Zusammenfassend läßt sich sagen, daß die Windgeschwindigkeiten in großen Gebieten systematisch unterschätzt werden, wodurch die Verwendung der ERA-15-Daten zu deutlich konservativen Potentialabschätzungen führen muß.

¹⁴ Bei der Erstellung des "Norwegian Wind Atlas", der die Windpotentiale in der 37682 km^2 umfassenden norwegischen Küstenregion und damit für 12% der norwegischen Landfläche erfasst, wurden auch detaillierte statistische Daten errechnet [Win01]. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in nachfolgender Tabelle wiedergegeben.

Windklasse	$v_{50m} > 6 \text{ m/s}$		$v_{50m} > 7 \text{ m/s}$		$v_{50m} > 8 \text{ m/s}$		$v_{50m} > 9 \text{ m/s}$	
ZF [km ²]	GF [km ²]	FA [%]	GF [km ²]	FA [%]	GF [km ²]	FA [%]	GF [km ²]	FA [%]
> 0,04	26559	70	17754	47	7859	20	2509	6,7
> 0,10	26514	70	17659	46	7723	20	2406	6,4
> 0,50	26250	69	17240	45	7234	19	2019	5,4
> 1,00	26064	69	16882	44	6797	18	1686	4,5
ZF [km ²]	EP [TWh]	EA [%]	EP [TWh]	EA [%]	EP [TWh]	EA [%]	EP [TWh]	EA [%]
> 0,04	1165	100	876	75	444	38	156	13
> 0,10	1160	99	870	74	436	37	150	12
> 0,50	1138	97	843	72	406	34	126	10
> 1,00	1121	96	820	70	380	32	105	9
ZF [km ²]	Auslastung in Volllaststunden pro Jahr [VLh/a]							
> 0,04	2924		3289		3766		4146	
> 0,10	2917		3284		3764		4157	
> 0,50	2890		3260		3742		4160	
> 1,00	2867		3238		3727		4152	

ZF = Zellen-Fläche
je Gitterzelle im Modell
GF = Gesamt-Fläche
mit Windbedingungen
der jeweiligen Windklasse

FA = Flächen-Anteil
mit Windbedingungen
der jeweiligen Windklasse
bezogen auf die insgesamt
untersuchte Fläche

EP = Energie-Potential
bei Nutzung der **GF** mit
 15 MW/km^2
EA = Energie-Anteil
100% für **ZF** $\approx 0,04 \text{ km}^2$
und $\bar{v} \geq 6 \text{ m/s}$

¹⁵ Der Unterschied zwischen den Windgeschwindigkeiten in 50m oder 80m über Grund beträgt unter üblichen Bedingungen wie beispielsweise Rauigkeitslängen zwischen 1 und 10cm nach Gleichung 5.2 auf Seite 46 zwischen 5,5% und 7,6%. Bei $v_{50m} = 7 \text{ m/s}$ folgt demnach $v_{80m} \approx 7,4 \text{ m/s}$ bis ca. $7,5 \text{ m/s}$. Diese Werte werden in dem Gebiet nach den ECMWF-Daten gerade erreicht und nach dem norwegischen Windatlas in fast der Hälfte aller Fälle überschritten.

5.2 Stromerzeugung aus Windenergie

Auswahl der Windkraftanlage: Für die Ausnutzung des Windenergieangebots an einem Standort ist auch von Bedeutung, welche Anlagentechnik eingesetzt wird. An Standorten mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten, an denen ein großer Teil des Energiedargebots bei Geschwindigkeiten unterhalb der Werte liegt, die zum Erreichen der Nennleistung erforderlich sind, erzielen drehzahlvariable Anlagen – bei gleichem Verhältnis von Nennleistung zu Rotorfläche (L/F -Verhältnis) – höhere Erträge als drehzahlstarre Anlagen¹⁶. An Standorten, die durch hohe Windgeschwindigkeiten geprägt sind, ist es wichtiger, daß die Nennleistung nicht zu früh erreicht wird, das heißt, daß die Anlagen ein größeres L/F -Verhältnis aufweisen und dadurch die höheren Windgeschwindigkeiten besser ausnutzen. In [DMN⁺95] wird daher eine offshore Anlage mit 6 MW Nennleistung in drehzahlstarrer Ausführung mit nur einem Generator und einem Verhältnis von $L/F = 0,76 \text{ kW/m}^2$ unterstellt¹⁷. Die größten heute kommerziell verfügbaren Anlagen der MW-Klasse weisen in der Regel ein L/F -Verhältnis im Bereich von $0,35 \text{ kW/m}^2$ bis $0,5 \text{ kW/m}^2$ auf (vgl. [Gru03]). Dies gilt auch für Anlagen, die für den Offshoreeinsatz gedacht sind. Das bedeutet, daß sich die Idee, für Standorte mit besonders hohen Windgeschwindigkeiten ein besonders großes L/F -Verhältnis zu wählen, auch im Offshorebereich nicht durchzusetzen scheint¹⁸. Meist finden nach der Einführung einer neuen Leistungsklasse in den Folgejahren Anpassungen im Hinblick auf die bessere Standortausnutzung in windärmeren Zeiten und Regionen statt, also zu kleineren L/F -Verhältnissen [Vri98].

Bei der Leistungsregelung der WKA sind sowohl die passive Regelung durch den kontinuierlichen Strömungsabriss an den Rotorblättern (Stallregelung) als auch die Regelung über die Veränderung des Anströmwinkels durch aktive Blattverstellung (Pitchregelung) üblich. Die stallgeregelten Anlagen zeichnen sich bei Überschreiten der Windgeschwindigkeit, bei der die Nennleistung erreicht wird (Nennwindgeschwindigkeit), durch ein Abfallen der Leistung und durch relativ starke Schwankungen der Einspeiseleistung aus, haben aber den Vorteil des einfacheren Konzepts. Bei pitchregulierten Anlagen bleibt die Leistung ab Erreichen der Nennleistung bis zur Abschaltgeschwindigkeit sehr konstant und kann in drehzahlvariabler Ausführung darüber hinaus jederzeit auf eine kleinere Leistung abgeregelt werden. Die Nutzung dieser Möglichkeit wurde vorgeschlagen, um bei Überschreiten der Abschaltgeschwindigkeit die Anlagen nicht abrupt abschalten zu müssen, sondern z. B. im Geschwindigkeitsbereich zwischen 25 und 35 m/s linear – von Nennleistung auf Nullleistung – abregeln zu können [Meu98]. Der wesentliche Vorteil der kontinuierlichen Abschaltung liegt nicht in dem zusätzlichen energetischen Ertrag, der bei Geschwindigkeiten über 25 m/s erzielt werden kann (Selbst an Standorten mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten kommen Werte über 25 m/s meist so selten vor, daß sie für den Stromertrag praktisch ohne größere Bedeu-

¹⁶ Die meisten kommerziellen Anlagen der Megawattklasse, die keine kontinuierliche Variation der Drehzahl erlauben, sind mit zwei Generatoren ausgestattet. Der leistungsschwächere der Generatoren wird bei niedrigerer Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl betrieben. Dieses Konzept erlaubt eine bessere Nutzung des Energieangebots, kann aber die Werte der kontinuierlich drehzahlvariablen Anlagen nicht ganz erreichen.

¹⁷ Der im Verhältnis zur Rotorfläche groß dimensionierte Generator ohne zweiten Generator für niedrigere Windgeschwindigkeiten führt dazu, daß die Stromproduktion erst ab einer Mindestwindgeschwindigkeit 6 m/s beginnen könnte.

¹⁸ Die momentan geplanten oder schon als Prototyp fertiggestellten Multimegawattmaschinen für den Offshoreeinsatz sind mit L/F -Verhältnissen zwischen $0,4 \text{ kW/m}^2$ und $0,48 \text{ kW/m}^2$ ausgelegt (vgl. [OPE04]).

tung sind.), sondern in der Vermeidung eines schlagartigen Wegfalls der Leistung, falls großräumig die Abschaltwindgeschwindigkeit erreicht wird. Bei großen Windkraftanteilen an der gesamten Stromerzeugung würde dies zu Schwierigkeiten bei der Stromversorgung führen.

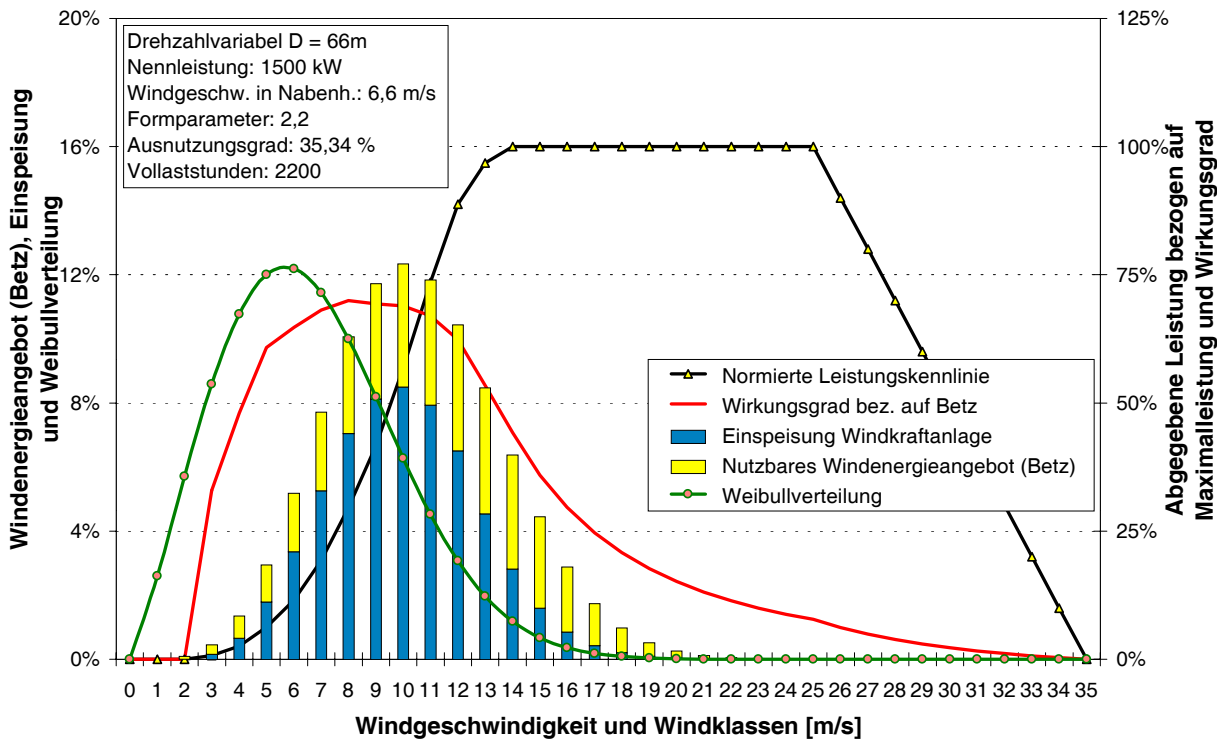


Abbildung 5.6: Charakteristika der Stromerzeugung einer drehzahlvariablen pitchregulierten WKA an einem Standort mit einer jahresmittleren Windgeschwindigkeit von $\bar{v}_{NH} = 6,6 \text{ m/s}$ auf Nabenhöhe ($k = 2,2$; $a = 7,5 \text{ m/s}$, vgl. Fußnote 20). Vorgegeben ist die Leistungskennlinie einer handelsüblichen WKA mit modifizierter (kontinuierlicher) Abschaltung (vgl. Fußnote 21). Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung ist auf den theoretisch maximalen Wirkungsgrad einer frei umströmten WKA (ca. 59%) und das – mit ihr maximal – nutzbare Energieangebot (Betz) bezogen (vgl. Fußnote 22). Die Stromerzeugung wird dabei nach der Erzeugung in verschiedenen Geschwindigkeitsbereichen differenziert. Die Anteile der Stromerzeugung sind dementsprechend für verschiedene Windklassen mit einer Klassenbreite von je 1 m/s aufgetragen (die Jahreserzeugung entspricht 100%). Der Ausnutzungsgrad gibt das Verhältnis der Jahreerzeugung zum gesamten zeitintegralen Leistungsdargebot in der Rotorfläche an.

Abbildung 5.6 zeigt eine Leistungskennlinie, bei der diese Möglichkeit vorgesehen ist^{19, 20, 21, 22}. Wie in der Abbildung zu erkennen, sinkt der Wirkungsgrad nach Erreichen eines – wegen der

¹⁹ Wegen der erläuterten Vorteile der drehzahlvariablen pitchregulierten WKA mit kontinuierlicher Abschaltung wird in den Szenarien an allen Standorten mit solchen Anlagen in der Megawattklasse gerechnet.

²⁰ Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten entspricht der einer Weibullverteilung mit den angegebenen Parametern (vgl. Fußnote 6 auf Seite 46).

²¹ Bis zur Abschaltung wird die Leistung der WKA zwischen 25 m/s und 35 m/s linear von Vollast auf Null abgeregelt. Diese Leistungskennlinie folgt einer Idee, die vom WKA-Hersteller ENERCON patentiert wurde. ENERCON hat sie inzwischen als Sturmabschaltung mit einer Abregelung in Form einer linearen Rampe bei Windgeschwindigkeiten zwischen 27 m/s und 35 m/s realisiert [Alb04]. Die Leistungskennlinie stimmt sonst weitgehend mit der einer marktüblichen drehzahlvariablen WKA mit 66 m Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 1500 kW überein.

²² Herleitung und Beweis für den theoretisch maximal erreichbaren Wirkungsgrad frei angeströmter Turbinen, der die Umwandlung von maximal $16/27$ (oder ca. 59%) der Energie im Wind in mechanische erlaubt – das Betz'sche Gesetz – findet sich beispielsweise in [Win98].

Drehzahlvariabilität relativ breiten – Maximums bei Annäherung an die Nennleistung langsam und fällt später relativ steil ab, womit dann eine schlechtere Ausnutzung der Energie bei hohen Windgeschwindigkeiten einher geht. Der Ausnutzungsgrad liegt dennoch relativ hoch und zeigt, daß die Anlage für ähnliche Standorte (z. B. gute Binnenlandstandorte in der BRD) konzipiert ist. An Standorten mit größeren Anteilen höherer Windgeschwindigkeiten ist mit einem Anstieg der Volllaststunden bei niedrigerer Ausnutzung des Energiedargebots zu rechnen. Eine Erhöhung der jahresmittleren Windgeschwindigkeit auf $\bar{v}_{NH} = 8,0 \text{ m/s}$ (oder $\bar{v}_{NH} = 9,0 \text{ m/s}$ wie an einem relativ guten offshore Standort) bei gleichem Formfaktor $k = 2,2$ führt zu einer Ausnutzung von 30% (26%) und 3270 (3990) Volllaststunden.

In wenig rauhem Gelände, wie beispielsweise im Offshorebereich, ist aufgrund der geringeren Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe (s. a. Abbildung 5.1) die Ertragsveränderung durch eine größere oder kleinere Nabenhöhe geringer, als in rauhem Gelände. Deshalb könnte dort der Übergang auf kleinere Nabenhöhen (NH) – z.B. 60 m_{NH} statt 80 m_{NH} – wirtschaftlich vorteilhaft sein. Dieser Tatsache wird aber bei der Erstellung der Erzeugungsdaten für die Szenarien nicht durch eine evtl. unterschiedliche Auslegung der Anlagen an verschiedenen Standorten Rechnung getragen. Alle Berechnungen wurden hier einheitlich für WKA mit 80 m_{NH} durchgeführt.

Moderne WKA werden heute für Überlebenswindgeschwindigkeiten bis zu 75 m/s ausgelegt [Meu98]. Unter Zugrundelegen heutiger Technik müßten daher auch für die Szenarien die Standorte ausgeschlossen werden, an denen diese Geschwindigkeit übertroffen wird. Aufgrund der relativ hohen Überlebenswindgeschwindigkeiten wäre dies nur ein sehr geringer Anteil windgünstiger Standorte, der wegen zu extremer Windverhältnisse von einer potentiellen Nutzung auszuschließen wäre. Allerdings treten in den Daten der ERA-15 aufgrund der relativ groben räumlichen und zeitlichen Auflösung keine Windgeschwindigkeiten auf, die die Überlebenswindgeschwindigkeit auch nur annähernd erreichen, weshalb dieses Kriterium weder in den Potentialkarten noch bei der Standortselektion zur Wirkung kam.

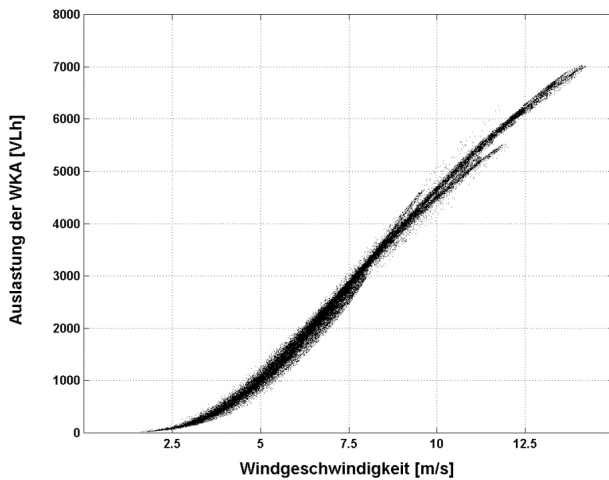


Abbildung 5.7: Zusammenhang zwischen der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit und der potentiellen Auslastung von Windkraftanlagen mit 80 m_{NH} und einer Leistungskennlinie wie in Abbildung 5.6. Met. Daten: [EZM]

Nebestehende Abbildung zeigt den Zusammenhang von Anlagenauslastung und langjähriger mittlerer Windgeschwindigkeit, der sich bei Verwendung der Winddaten der ERA-15 und der in Abb. 5.6 auf Seite 54 dargestellten Leistungskennlinie einer WKA mit 80 m Nabenhöhe ergibt. Aufgeführt sind die Werte für alle 51'200 Gitterpunkte des T106-Gitters. So beträgt die Anlagenauslastung zum Beispiel bei einer Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von ca. $\bar{v}_{NH} \simeq 7,5\text{ m/s}$ etwa 2700 VLh , wobei an einzelnen Standorten gut 3000 VLh und an den schlechteren knapp 2400 VLh erreicht werden. D.h. die Auslastungserwartung schwankt selten mehr als $\pm 300\text{ VLh}$ um den Mittelwert. Dieser Wert kann für die meisten Windgeschwindigkeit als Anhaltspunkt dienen. Im Bereich mitt-

lerer Windgeschwindigkeiten – zwischen etwa $\bar{v}_{NH} = 5\text{ m/s}$ und 9 m/s – folgt die Auslastung (AL) der Windgeschwindigkeit etwas steiler als in einer quadratischen Abhängigkeit, die etwa dem Zusammenhang

$$AL_2 / AL_1 \simeq (\bar{v}_{2NH} / \bar{v}_{1NH})^{2,2} \quad (5.3)$$

gehorcht. Bei höheren Geschwindigkeiten macht sich zunehmend die Abregelung der WKA bei Erreichen der Nennleistung bemerkbar und führt zu einem langsameren Anstieg der Auslastung. Die höchsten Auslastungen ergeben sich rechnerisch für offshore Standorte in den so genannten "Roaring 40's", also in den Südmeeren südlich des vierzigsten südlichen Breitengrades.

5.2.1 Potentiale der Windstromerzeugung

Ausgangspunkt für die Abschätzung der potentielle Stromerzeugung aus Windenergie ist die Windhöffigkeit der Standorte und die daraus abgeleitete potentielle Anlagenauslastung im betrachteten Gebiet.

5.2.2 Potentiale der Windstromerzeugung an Land

Für Landstandorte ist in Abbildung 5.8 der mögliche Ertrag als potentielle Anlagenauslastung dargestellt, die mit den Winddaten der ERA-15 nach der Leistungskennlinie in Abbildung 5.6 auf Seite 54 berechnet sind. Es finden sich auf jedem Kontinent Gebiete mit großen Windpotentialen. Die besten Gebiete weltweit finden sich oftmals in sehr unwirtlichen Regionen, wie mitten auf dem Grönlandeis oder im Hochgebirge der Antarktis sowie in kalten Tundragebieten oder auf ausgedehnten Wüstenflächen. Zum Teil sind hier die geringen Oberflächenrauigkeiten durch fehlenden oder spärlichen Bewuchs für die guten Bedingungen verantwortlich, da dort dem Wind wenig Energie entzogen wird. Aus Europäischem Blickwinkel betrachtet fällt auf, daß auch hier

ein großes technisches Potential für die Windstromerzeugung besteht. Die aus technischer Sicht besten Regionen liegen an den Europäischen Küsten, besonders den Westküsten sowie in ganz Irland und Großbritannien. Bei zunehmender Entfernung von der Küste nehmen die Erträge vielfach sehr schnell ab, sodaß sehr gute Standorte oftmals nur in einem relativ schmalen Küstenstreifen zu finden sind.

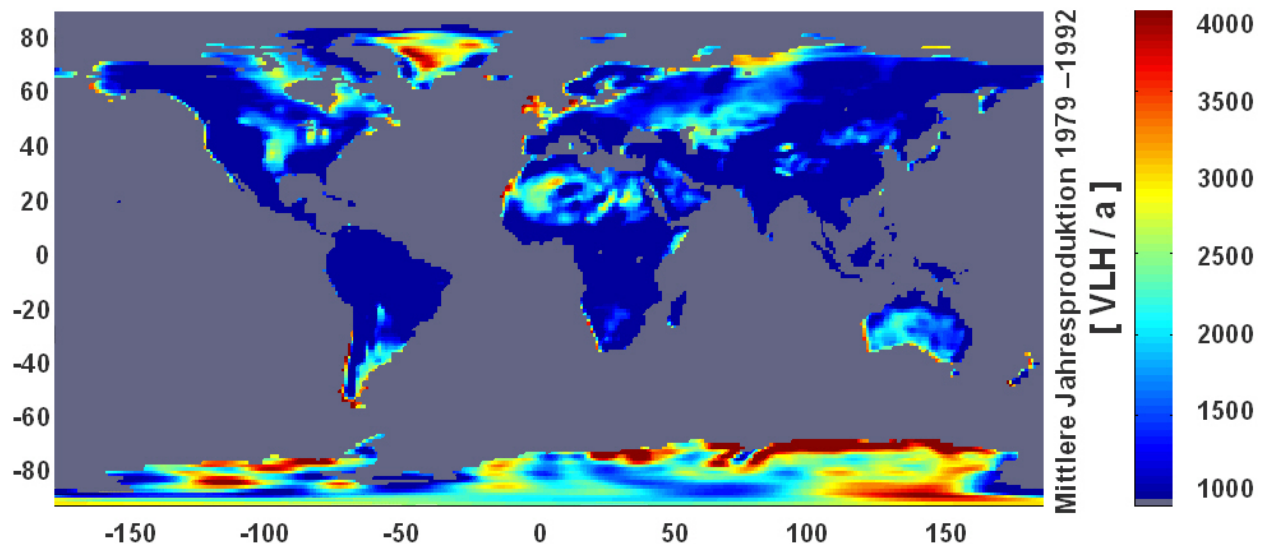


Abbildung 5.8: Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von drehzahlvariablen WKA mit $1,5 MW_{NL}$, $80 m_{NH}$ und $66 m_{RD}$ (Leistungskennlinie s. Abb. 5.6). Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Das brutto Stromerzeugungspotential²³ ist durch die Ertragserwartungen und die Größe der Fläche bestimmt. Als zweiter wesentlicher Faktor ist die Nutzbarkeit der Standorte anzusehen. Diese ist

²³ Das brutto Stromerzeugungspotential aus Windenergie ohne Berücksichtigung irgendwelcher – die Nutzung einschränkenden – Restriktionen sowie die Global-Horizontal-Strahlung (GHS) und der Energieverbrauch sind in nachfolgender Tabelle angegeben.

Einheit	Windenergie [#]		Solarenergie [#]		Fläche* [km ²]	Energie"verbrauch" 2000	
	Potential bei 8MW/km ² [TWh/a]	Ø Auslastung [VLh/a]	Potential GHS [TWh/a]	Ø GHS [kWh/(m ² a)]		Primären- ergie*° [TWh/a]	Stromver- brauch*+ [TWh/a]
BRD Land	3 310	1 118	407 573	1 101	370 000	4 097	502
Welt Land	1 286 880	1 136	233 560 000	1 650	141 560 000		
Welt offshore	9 395 200	3 212	593 220 000	1 622	365 680 000		
Welt gesamt	10 682 080	2 632	826 780 000	1 630	507 240 000	116 466	13 719

* Auflösung des T106-Gitters; ° Quelle: [DOE02c]; + Quelle: [DOE02a]; # Met. Daten: [EZM]

Es beträgt weltweit allein auf den Landflächen gut das 90-fache des Strombedarfs. Mit den offshore Potentialen ist es mit dem 780-fachen fast eine Größenordnung mehr. Auch wenn die Nutzbarkeit starken Einschränkungen unterliegt, so zeigt dieser Vergleich das enorm große Potential der Windenergie, das auch in relativ ferner Zukunft noch weit über den zu erwartenden Verbräuchen liegen wird. Eine Gegenüberstellung mit der Solaren Einstrahlung zeigt, daß bei der gewählten Aufstellungs-Leistungs-Dichte der WKA von $8 MW/km^2$ rechnerisch on- und offshore etwa 1,3% der Strahlungsenergie (bezogen auf die Global-Horizontal-Strahlung) in Windstrom umgewandelt werden könnte. Insgesamt werden weltweit von der eintreffenden Sonnenenergie etwa $310^7 TWha^{-1}$ in Windenergie umgewandelt [MK93]. Dieser Betrag entspricht 3,6% der GHS. Damit stellen die 1,3% schon einen relativ großen Anteil dar und müssen mit aller gebotenen Vorsicht dürfen in Anbetracht der immensen Größe der Potentiale aber auch mit einiger Gelassenheit interpretiert werden. Die weltweite GHS beträgt ca. das 7000-fache des Primärenergie-„Verbrauchs“.

beispielsweise durch die Bevölkerungsdichte und den Zersiedelungsgrad beeinflusst. In dicht besiedelten Regionen kann dadurch die Nutzbarkeit sehr stark eingeschränkt werden.

So wird für Deutschland von Quaschnig u.a. beispielsweise davon ausgegangen, daß das realisierbare Stromerzeugungspotential aus Windenergie auf Landflächen bei 53,5 GW liegt [Qua00]. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa 85 TWh gerechnet. Im Verhältnis zum theoretischen brutto Potential von ca. 3300 TWh ist dies ein sehr kleiner Anteil von gerade 2,6% (s. Fußnote 23 auf der vorherigen Seite). Bezogen auf Deutschlands Jahresstromverbrauch von grob 500 TWh sind es trotzdem noch ca. 17%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen (WKA) beläuft sich bei vollständiger Nutzung dieser Potentiale auf knapp 1600 VLh. Die Gründe für die Reduktion des theoretischen Potentials sind vornehmlich in konkurrierenden Nutzungsarten aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte zu suchen. Nach vorsichtigen Schätzungen der dänischen Fa. BTM Consult u.a. beläuft sich das technische Windstrompotential auf landgestützten Standorten innerhalb der EU-15 und Norwegens auf 630 TWh oder 315 GW installierbare Windkraftanlagenleistung [EWE99]. Grundlage dieser Schätzung war die sehr vereinfachte Annahme, daß die Anlagenauslastung überall 2000 VLh beträgt. Bezogen auf den Stromverbrauch der EU-Mitgliedsländer, der im Jahr 1998 etwa 2000 TWh betrug (mit Norwegen ca. 2100 TWh), würde dieses Potential etwa ein Viertel des Stromverbrauchs decken können. Wie Abbildung 5.8 zeigt, sind außer in den dicht besiedelten Gebieten Westeuropas viele sehr ertragreiche Regionen im großräumigen Umfeld Europas gelegen, die teilweise sehr niedrige Bevölkerungsdichten aufweisen. So liegen die Bevölkerungsdichten in entfernten windgünstigen Gebieten in Nordrußland mit Westsibirien, Nordwestafrika oder Kasachstan im Bereich von 0 – 2 Einwohnern pro km^2 und damit beispielsweise mehr als zwei Größenordnungen niedriger als in Deutschland mit seinen 230 Einwohnern pro km^2 . Die drei genannten Gebiete bieten jedes für sich ein Vielfaches des Potentials, das für eine Stromerzeugung von der Größe des EU-Stromverbrauchs nötig wäre²⁴. Zudem handelt es sich bei ihnen um Steppen, Wüsten, Halbwüsten oder Tundragebiete, die praktisch keiner wirtschaftlichen Nutzung unterliegen, womit sich die Erzeugung von Windstrom als "Landwirtschaft auf Wüstenflächen" geradezu anbietet.

Theoretisch könnten in dem Einzugsgebiet, das bei der Erstellung der Szenarien berücksichtigt ist (s. Abb. 21.1 auf Seite 409), ohne Berücksichtigung irgendwelcher Restriktionen und bei einer zugrunde gelegten installierter Leistung von 4 – 8 MW/ km^2 jährlich ca. 170'000 – 340'000 TWh Windstrom erzeugt werden. Wenn nur Flächen berücksichtigt werden, auf denen Anlagenauslastungen von mehr als 1500 VLh zu erwarten sind – etwa 40% der Gesamtfläche – wären es noch immer 100'000 – 200'000 TWh. Das entspricht in etwa dem 50– 100-fachen des EU-Strombedarfs oder dem 25– bis 50-fachen des heutigen Stromverbrauchs innerhalb dieses Gebietes, der bei knapp 4000 TWh/ a liegt. Würden nur die nach den ERA-15-Daten besten Gebiete genutzt, so wären bei einer Leistungsdichte der WKA von 8 MW/ km^2 lediglich 0,43% der Landfläche nötig, um die gleiche elektrische Energie aus Windkraft zu erzeugen (s.a. [Czi04]). Die mittlere Auslastung der WKA beliefe sich auf fast 3500 VLh. Diese hohen Ertragserwartungen machen die Option des großräumigen Stromtransports zwischen den besonders ertragsstarken Regionen im großräumigen

²⁴ Aufgrund der verwendeten Daten hat die Abschätzungen der Standortgüte zudem – wie schon erwähnt – einen konservativen Charakter. So ist beispielsweise für Südmarokko nach Messungen davon auszugehen, daß in direkter Küstennähe an günstigen Standorten Anlagenauslastungen von deutlich mehr als 4500 VLh erreicht werden können [ER99]. Auch in Kasachstan liegen Messungen und weitere Untersuchungen vor, die Ertragserwartungen teils deutlich über 4000 VLh nahelegen [BLMW87] [Nik99].

Umfeld Europas und den Verbraucherzentren – auch unter Einbezug der Transportkosten – sehr attraktiv. Beispielsweise könnte Windstrom selbst bei Transportentfernungen über 4000 *km* deutlich günstiger sein als der, der in Mitteleuropa etwa an heute üblicherweise genutzten Standorten in Deutschland produziert werden kann (s.a. [CKT01]).

5.2.2.1 Zeitlich–räumliche Ausgleichseffekte bei der Stromerzeugung aus Windenergie

Aber für die Gewährleistung einer kostengünstigen Stromversorgung sind nicht allein die Auslastung der Anlagen und die transportbedingten Aufwendungen, sondern auch das zeitliche Verhalten der potentiellen Produktion ausschlaggebend. Dabei können die kurzfristigen Variationen der Windgeschwindigkeiten und die – damit verbundenen – Fluktuationen der Stromerzeugung aus Windenergie relativ gut durch eine Vergrößerung des Einzugsgebiets, das für die Erzeugung genutzt wird, ausgeglichen werden (vgl. [CE01]). Schwankungen bis in den Minutenbereich gleichen sich schon in größeren Windparks weitgehend aus, wogegen für den Ausgleich von Schwankungen im Bereich mehrerer Stunden schon Einzugsgebiete von mehreren hundert Kilometer Ausdehnung benötigt werden. Für den Tagesausgleich sind schon Einzugsgebiete mit Ausdehnungen von deutlich mehr als 1000 Kilometern nötig. Der Ausgleich für wesentlich längere Zeiträume bedarf noch größerer Ausdehnungen. Die systematische langfristige Variation der potentiellen weltweiten Windstromerzeugung ist in Abbildung 5.9 auf der nächsten Seite beispielsweise als Verhältnis der Juliproduktion zur Januarproduktion also dem Quotienten

$$Qu_{Wind_{Jul \div Jan}} = \frac{E_{Wind_{Jul}}}{E_{Wind_{Jan}}} \quad (5.4)$$

dargestellt²⁵.

Die windgünstigen Gebiete der EU-Mitgliedsstaaten sind von Winterwinden geprägt. Daher fällt der größte Teil der Windstromproduktion in diese Zeit. Andererseits gibt es relativ nahe benachbarte Regionen, die sich durch Sommerwindmaxima auszeichnen. Solche Regionen sind beispielsweise Passatwindzonen in Nordafrika wie an den Küsten von Südmarokko und Mauretanien. Durch geschickte Nutzung der systematisch unterschiedlichen zeitlichen Ausprägungen der Windstromproduktion – in den verschiedenen Regionen – sollten sich wirtschaftlich interessante Lösungen für eine weitgehend regenerative Stromversorgung realisieren lassen. Diese zu finden ist bei der Erstellung der Szenarien eine Teilaufgabe der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung (s. Kap. 14).

Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt sind die möglichen Variationen der Windstromproduktion von Jahr zu Jahr. Die Erzeugungsmöglichkeit aus Windenergie variiert über die Jahre in der Regel deutlich stärker als die der Solarenergie. Im großräumigen Maßstab vergleichmäßigen sich allerdings auch diese Schwankungen. D.h., daß innerhalb eines großräumigen Verbundes auch Ausgleichseffekte des Jahresangebots erzielt werden können. In Abbildung 5.10 ist der Quotient aus der potentiellen Windstromerzeugung 1983 $E_{Wind_{1983}}$ und dem langjährigen Mittelwert der Jahre

²⁵ Ein Vergleich mit dem saisonalen Windangebot in den USA anhand des "Wind Energy Resource Atlas of the United States" zeigt relativ gute Übereinstimmung mit den aus ECMWF–Daten ermittelten Monatsschwankungen, auch in Gebieten, in denen das Windangebot durch die Daten der ERA–15 deutlich unterschätzt wird [BEF⁺86].

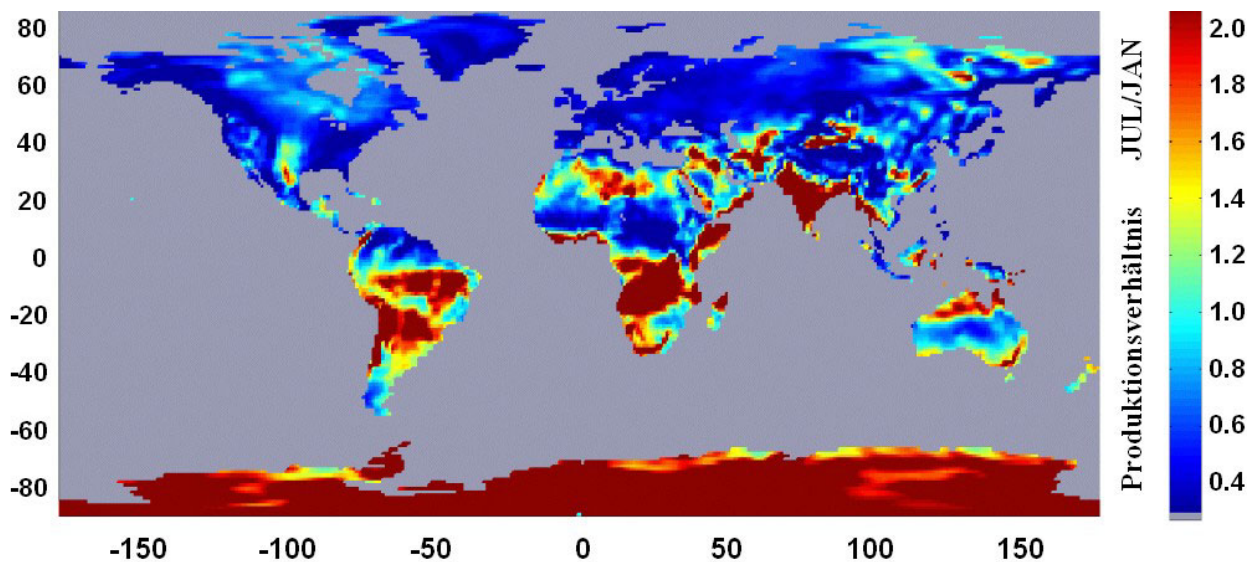


Abbildung 5.9: Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie, Quotient aus langjährigen Monatsmittelwerten der Juli- und Januarerzeugung der Jahre 1979–1992; met. Daten: EZMW. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

1983 mit 1992 $\bar{E}_{Wind_{1983-1992}}$

$$Qu_{Wind}_{1979-1992}^{1983} = \frac{E_{Wind_{1983}}}{\bar{E}_{Wind_{1983-1992}}} \quad (5.5)$$

abgebildet.

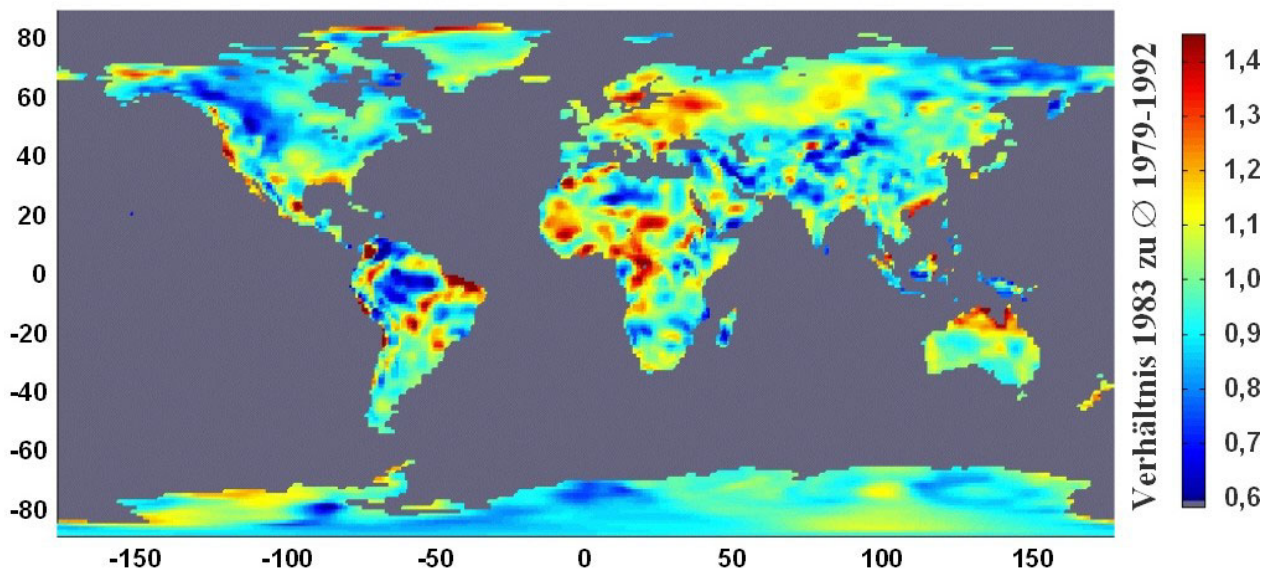


Abbildung 5.10: Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion aus Windenergie an Landstandorten; Quotient aus der Erzeugung 1979 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Wie auch für die Solarenergie ist das Jahr 1983 als besonders ausgeprägtes El-Niño-Jahr gewählt, um nach Möglichkeit eher die Maxima der zu erwartenden Fluktuationen zu zeigen (s.a. [Kesa])

[Kesb]). In kleineren Gebieten von einigen hundert km Ausdehnung variieren die Jahreswerte üblicherweise im Bereich von etwa $\pm 15\%$ um den langjährigen Jahresmittelwert. Auch Schwankungen von $\pm 40\%$ kommen durchaus vor. Aber schon in einem Gebiet mit einem Radius von ca. 1000 km finden sich üblicherweise Teilgebiete mit über- und unterdurchschnittlicher Produktion. Größere Schwankungen kommen nur noch auf einem kleinen Teil der Flächen vor. Es scheint auch Gebiete zu geben, in denen die zu erwartende Windstromproduktion generell weniger starken jährlichen Schwankungen unterliegt. Beispielsweise wird von der Kola-Halbinsel – in Rußland östlich von Nord-Finnland – berichtet, daß hier die Schwankungen der Windgeschwindigkeit nur 3 – 6% des 30-jährigen Mittelwerts betragen [DHM00]²⁶. In Abbildung 5.10 zeigt sich für diese Region auch nur eine geringe Abweichung vom langjährigen Mittelwert.

5.2.3 Offshore-Potentiale für die Windstromerzeugung

In idealer Weise sind die Bedingungen niedriger Bevölkerungsdichte, weniger konkurrierender Flächennutzungen und gleichzeitig hoher Windgeschwindigkeiten auch für viele Meeresflächen erfüllt. Abbildung 5.11 zeigt die theoretische Erzeugungsmöglichkeit aus Offshore-Windenergie weltweit. Die rechnerisch höchsten Anlagen-Auslastungen mit über 7000 VLh finden sich an einem offshore Standort (ca. $47^\circ\text{S}, 90^\circ\text{O}$) mitten in den "Roaring 40's". Hier gibt es weit verteilt zwar die eine oder andere Insel, auf der sich ähnliche Konditionen erwarten lassen, die vielleicht in Zukunft für die Produktion von Wasserstoff oder anderen Stoffen erschließbar sind, die als chemischen Energieträger genutzt werden können, aber für eine zukünftige Stromversorgung bieten sich solche Standorte nicht an.

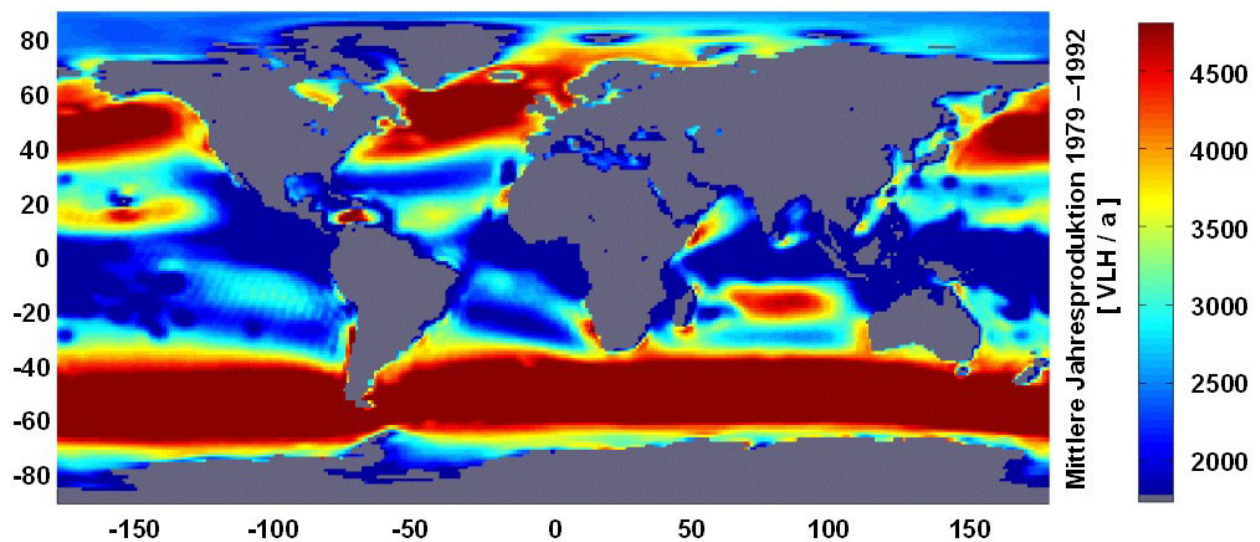


Abbildung 5.11: Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von drehzahlvariablen WKA mit $1,5 MW_{NL}$, $80 m_{NH}$ und $66 m_{RD}$ im Offshore-Bereich (Leistungskennlinie s. Abb. 5.6). Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Es gibt auch näher an den Verbrauchszentren teilweise recht gute Windbedingungen, die hohe Erträge erwarten lassen. Wie der Abbildung 5.11 zu entnehmen ist, sind z.B. Europäische Offshorebedingungen insbesondere an der Atlantikküste sowie in der Nordsee recht gut.

²⁶ Das entspricht nach Gleichung 5.3 jährlichen Produktionsschwankungen von $\pm 6\%$ bis $\pm 14\%$

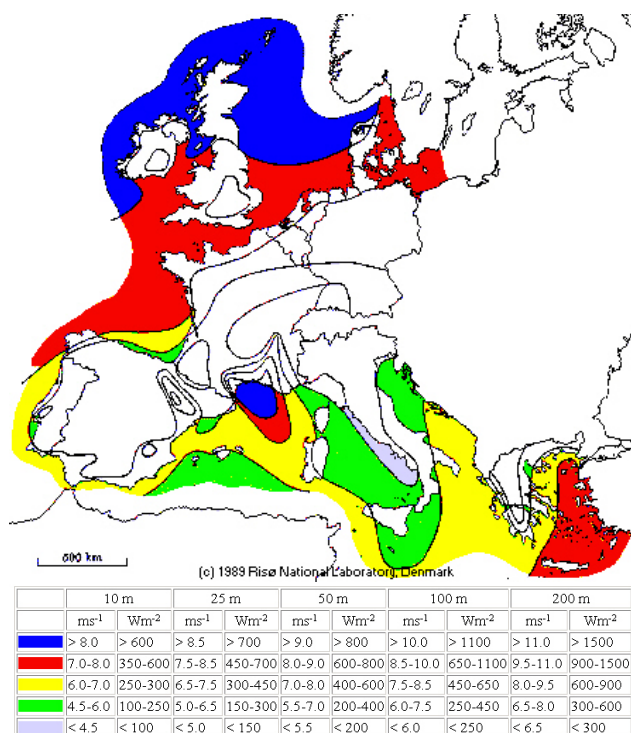


Abbildung 5.12: Wind-Ressourcen über der offenen See (mehr als 10 km von der Küste) nach dem "European Wind Atlas" [Ris89b]

Dies wird in etwa auch vom "European Wind Atlas" bestätigt, der die nebenstehenden Potentiale ausweist. Die mögliche Jahresproduktion an einem bis zu 30 km breiten Küstenstreifen der Länder der EU, bei einer Wassertiefe bis zu 40 m wird in [DMN⁺95] mit 3028 TWh/a angegeben (dies entspricht etwa dem Eineinhalbfachen des Jahresverbrauchs der Mitgliedsländer der EU-15). Das gesamte nutzbare Areal wird nach Ausschluß von Naturschutzgebieten, militärischem Übungsgelände, Kabel und Rohrleitungstrassen sowie Schifffahrtsstraßen u. a. Ausschlußbedingungen mit 245'339 km² angegeben. Je eine drehzahlstarre Windkraftanlage mit 6 MW Nennleistung, einer Einschaltwindgeschwindigkeit $v_{60m, Ein.} = 6 m/s$ in Nabenhöhe und Abschaltung bei $v_{60m, Ab.} = 25 m/s$ war für jeden Quadratkilometer gedacht. Damit ergibt sich eine installierbare Leistung von 1,47 TW und eine durchschnittliche Auslastung von 2057 VLh/a. Die größten Potentiale befinden sich in den

nördlichen Ländern, mit fast einem Drittel in Großbritannien. Die Einschränkung auf die küstennahen Regionen bis Maximal 30 km Entfernung ist nicht zwingend²⁷. Die Techniken für den Stromtransport über weitere Strecken sind entwickelt und Restriktionen durch Naturschutzgebiete sind hauptsächlich im Nahbereich der Küsten zu erwarten. Weltweit fällt der Meeresgrund vielfach relativ schnell ab, sodaß mit hohen Kosten aufgrund der aufwendigeren Fundamentierung der Windkraftanlagen gerechnet werden muß. Dies ist aber nicht überall der Fall. Beispielsweise finden sich in der Nordsee ausgedehnte Bereiche mit relativ flachem Seebodenprofil²⁸.

²⁷ In [Gar04] wird für die Phase von 2011 bis 2015 davon ausgegangen, daß Offshorewindparks in den Staaten der EU-15 in Küstenentfernungen zwischen 5 und 40 km errichtet werden, wobei für Wassertiefen bis maximal 50 m ein verfügbares Flächenpotential von 294'000 km² angegeben wird. Für die Phase von 2016 bis 2020 wird dann die Entfernungsrestriktion vollständig aufgegeben und eine Wassertiefe bis 100 m berücksichtigt, was das verfügbare Flächenpotential auf 875'000 km² erhöht und die maximal installierbare Leistung auf 7000 GW (vgl. a. Tab. 5.1). In Deutschland werden schon heute Offshorewindparks geplant, die mehr als 100 km Entfernung von der Küste aufweisen und für spätere Ausbauphasen wird antizipiert, daß eventuell gerade die Flächen mit Küstenentfernungen über 100 km und Wassertiefen bis 50 m die größten Leistungen von Offshorewindparks beherbergen (vgl. [BSH04]).

²⁸ Ausdehnung von Meeresbodenbereichen unterschiedlicher Wassertiefen in der südlichen Nordsee von 5 bis 55 m unter Meeresniveau zusammengefaßt zu jeweils 10 Höhenmeter umfassenden Tiefenbereichen

Wassertiefe	[m]	5 bis 15	15 bis 25	25 bis 35	35 bis 45	45 bis 55	5 bis 55
Fläche	km ²	24800	38800	92000	42300	56200	254100

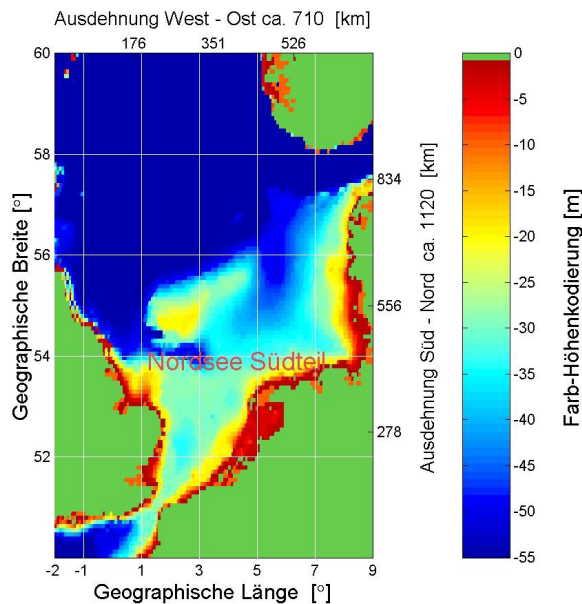


Abbildung 5.13: Topografische Karte des Seebodenprofils am Grund der südlichen Nordsee. Daten: [SD97] s.a. Fußnote ⁺ in Tabelle 5.1

Für eine grobe Abschätzung der flachen Bereiche im Südteil der Nordsee kann exemplarisch nebenstehende Abbildung 5.13 und die Tabelle in Fußnote 28 auf der vorherigen Seite herangezogen werden, in der die Flächen ab 5 m unter Meeresniveau zusammengefaßt zu jeweils 10 m umfassenden Tiefenbereichen ausgewiesen sind. Im südlichen Ausschnitt der Karte – etwa zwischen der nördlichen Spitze Dänemarks und dem Breitengrad 54,5° N an der englischen Nordseeküste – treten Wassertiefen über 55 m fast nicht auf. Das theoretische Stromerzeugungspotential der abgebildeten Nordseeflächen sowie innerhalb des gesamten in den Szenarien berücksichtigten Stromversorgungsgebiets (s. Abb. 21.1 auf Seite 409) ist in Tabelle 5.1 für verschiedene Tiefenbereiche und Flächen mit Ertragserwartungen über 3000 *VLh/a* wiedergegeben.

In den meisten Gebieten fällt der Meeresboden von der Küste an relativ steil ab (vgl. [Czi00]). Die bedeutendste Ausnahme von dieser Regel stellen in Europa die Nordseeflächen dar. Das zeigt sich auch in der Reduktion der Potentiale, wenn eine maximale Entfernung von ca 150 km als Ausschlußkriterium²⁹ definiert wird. Für das ganze – in den Szenarien berücksichtigte – Versorgungsgebiet reduziert diese Restriktion das theoretische Potential von 15'000 *TWh/a* um 9 %, wovon etwa 90 % alleine auf den Südteil der Nordsee entfallen, der aufgrund der tief in das Meer reichenden Flachwasserbereiche – trotz seiner relativ kleinen räumlichen Ausdehnung – mit fast 6'600 *TWh/a* etwa 45 % des gesamten Offshorepotentials birgt. In den anderen Gebieten fällt demnach der Meeresboden zumeist deutlich schneller ab, weshalb das Potential kaum von der Küstenentfernung, dafür aber umso mehr von der Wassertiefe, bestimmt wird.

Insgesamt reicht allein schon das theoretische Offshorepotential mehrfach, um den Jahresbedarf des – in den Szenarien berücksichtigten – Stromversorgungsgebiets zu erzeugen. Selbst unter großen Nutzungseinschränkungen durch Naturschutzgebiete, militärisches Schieß- und Übungsgebiete oder Schifffahrtswege ... sollten sich wesentliche Anteile der Stromversorgung aus Offshore-Windenergie beitragen lassen³⁰.

²⁹ Wie in Kapitel 5.3 auf Seite 67 gezeigt, lassen sich keine eindeutigen Grenzen für die maximale Entfernung oder Wassertiefe definieren, ohne die Ertragserwartung und ggf. eine harte Strompreisgrenze zu berücksichtigen, da keines der Kriterien zu einem plötzlichen (nichtlinearen) Anstieg der Kosten führt.

³⁰ In den Niederlanden beträgt das Flächenpotential nach Ausschluß aller Flächen, die heute schon anderweitig genutzt werden, deren Wassertiefe maximal 40 m beträgt und die weiter als 8 km von der Küste entfernt sind 22'000 *km²* [OWE03]. Das ist grob ein Drittel der gesamten Dänischen Nordseefläche, also der 12-Meilen-Zone und der Dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone (vgl. [WRI04]). Dabei ist schon ein wesentlicher Anteil ausgenommen, dessen Wassertiefe nur relativ wenig unter der 40-Meter-Marke liegt und in dem der Windenergienutzung kaum andere Nutzungen entgegenstehen (vgl. a. Karten in [OWE03] u. [BSH04]). Selbst innerhalb der 12-Meilen-Zone beträgt das Potential – bei sonst gleichen Anforderungen an Mindestentfernung, Wassertiefe und Nutzungsausschluß – immerhin noch 2'000 *km²* und würde damit rechnerisch bei einer Leistungsdichte von 8 *MW/km²* Platz für 16 GW Offshorewindkraftanlagen bieten.

Tabelle 5.1: Theoretische Offshore-Windenergie-Potentiale bei 8 MW/km^2 Installations-Leistungs-Dichte der WKA an Standorten mit WKA-Auslastungen über $3'000 \text{ VLh/a}$ im gesamten Szenariogebiet sowie im südlichen Teil der Nordsee nach Abbildung 5.13 auf der vorherigen Seite

Wasser- tiefe ⁺	Entfernung vom Land	Versorgungsgebiet in den Szenarien					Nordsee Südteil				
		Fläche ⁺	Auslastung		Potential		Fläche ⁺	Auslastung		Potential	
[m]	[km]	[km ²]	Ø	Max	[TWh]	[%]	[km ²]	Ø	Max	[TWh]	[%]
< 55	< ca. 250	518 620	3 614	4 734	14 993	100	209 241	3 930	4 709	6 579	100
	< ca. 150	479 606	3 551	4 734	13 626	91	175 228	3 827	4 623	5 365	82
< 35	< ca. 250	308 354	3 498	4 734	8 628	58	112 414	3 749	4 542	3 372	51
	< ca. 150	298 702	3 470	4 734	8 293	55	104 385	3 696	4 389	3 086	47
< 25	< ca. 250	204 674	3 423	4 734	5 605	37	58 292	3 631	4 542	1 693	26
	< ca. 150	202 750	3 415	4 734	5 539	37	56 709	3 610	4 225	1 638	25

⁺ Die Wassertiefen und damit die aus ihnen abgeleiteten Flächenangaben stammen aus einem Bestand weltweiter orographischer Daten "NGDC 5-Minute Gridded Elevation Data" des "National Geophysical Data Center (NGDC)" [SD97]. Sie liegen in einem 5×5 -Minuten-Gitter, also einer Auflösung von ca. 9×9 Kilometern, vor.

5.3 Kosten

5.3.1 Kosten der Windenergienutzung an Landstandorten

Die Kosten von installierten Windkraftanlagen variieren heute über einen relativ weiten Bereich. Die Firma Nordex nannte im Jahr 2000 für den schlüsselfertigen Windpark einen Preis von 1660 DM pro installiertem Kilowatt ihrer neu entwickelten Anlage (N-80, $2,5 \text{ MW}$) [WKJ00] und gab für die WKA mit 80 m Nabenhöhe inklusive Transformator, Anlieferung und Montage $1500 \text{ DM/kW an}^{31}$ [Twe01]. Bei vier Spanischen Windprojekten der Firma Enerfin – mit insgesamt 100 MW Nennleistung – wurden Gesamtinvestitionskosten von 1410 DM/kW erwartet [WPM01]. Auch bei Windenergieprojekten in Entwicklungsländern werden heute teilweise Investitionskosten unterhalb $2'000 \text{ DM/kW}$ erreicht. Kurz vor dem Netzanschluß eines neu aufgestellten Windparks mit $50,4 \text{ MW}$ Nennleistung – nahe Tétouan im Norden Marokkos – wurden die Investitionskosten auf 6000 französische Franc pro Kilowatt (knapp $1'800 \text{ DM}$) beziffert [Boy01]. Die Betriebskosten werden hier mit jährlich 2% der Anfangsinvestition angegeben. Dabei sind auch Kosten für eventuell benötigte Ersatzteile im Kaufpreis und den Betriebskosten enthalten. Die sorgfältig durchgeführten Messungen lassen knapp 4500 Volllaststunden erwarten. Das ägyptische 63 MW Windprojekt bei Zafarana konnte mit einer Gesamtinvestitionssumme von ungefähr 55 Mio. € und damit zu 1700 DM/kW oder 870 €/kW realisiert werden [WD00]³². Auch aus anderen Länder werden Investitionskosten für Windprojekte im Bereich von 2000 DM/kW und darunter gemeldet (s. z. B. USA [Kah98]; Schottland [WD01c]). In Deutschland lagen die Kosten nach einer eige-

³¹ Für die gleiche Anlage werden bei der Version mit $109 \text{ m}_N H$ 1680 DM/kW angegeben wobei zusätzlich das Fundament im Preis enthalten ist

³² Nach Angaben des Risø [CGM03] lagen die Investitionskosten dieses Projekts über 1000 €/kW .

nen Auswertung von 231 Beteiligungsprojekten mit einer Gesamtleistung von etwa 2 GW aus den Jahren 1996 bis 2001 bei durchschnittlich 2440 DM/ kW. Dabei schwanken die Investitionskosten zwischen 1690 und 3430 DM/ kW, was wohl zu einem großen Teil mit der Form der Beteiligungen und den Renditeansprüchen der Investoren zu erklären ist, da an windhöffigeren Standorten meist die höheren und an weniger windreichen die niedrigeren Investitionskosten ausgewiesen werden [CDHHK02]. Die Investitionskosten sind weitgehend unabhängig von der Nennleistung des jeweils verwendeten Anlagentyps³³. Anscheinend liegen in Deutschland die Investitionskosten im allgemeinen deutlich über dem sonst Üblichen, wofür – wie oben angemerkt – u.A. die Besonderheiten der Einspeisevergütung als Ursache in Frage kommen. Die Windkraftprojekte mit den niedrigsten Investitionskosten liegen in Deutschland alle an weniger windgünstigen Standorten, wobei immerhin 12 der 231 Projekte für weniger als 2000 DM/ kW vertrieben werden sollten. Trotz des hohen Anteils an den weltweit neu installierten WKA in Deutschland, scheinen Transferleistungen aus Deutschland in andere Länder als Ursache für die Kostendifferenz zu anderen Ländern auszuscheiden. Beispielsweise sind die niedrigen Investitionskosten im oben genannten Spanischen Beispiel wohl nicht auf ”Zuschüsse” – beispielsweise aus der Deutschen Windbranche – zurück zu führen, da sich in Spanien eine relativ eigenständige Windindustrie entwickelt hat. Das Beispiel ist aber auch kein extremer Ausreißer zu niedrigen Kosten. Die mittleren Kosten eines Großteils der neu installierten Windkraftanlagen lagen im Jahr 2000 in Spanien – einem der drei Länder mit den weltweit größten installierten WKA-Leistungen (vgl. [WPM]) – pro installiertes kW bei 865 €. Die Kosten weisen hier mit zunehmender installierter Anlagenleistung eine deutlich fallende Tendenz auf³⁴ [EXT02]. Das von der ”European Wind Energy Association” (EWEA) koordinierte ”Wind Energy R&D Network” hat sich unter anderem zum Ziel gesetzt, die Investitionskosten für das installierte kW WKA-Leistung kurzfristig auf 700 und langfristig auf 500 €/ kW zu reduzieren (vgl. [EWE02]).

Die Verfügbarkeit der Windkraftanlagen liegt heute in Deutschland durchschnittlich etwa bei 98% (vgl. [DEH⁺01] S. 58). Ihre Lebenserwartung wird im Allgemeinen mit 20 Jahren angegeben (vgl. z.B. [Win98]). Die jährlichen Nebenkosten für Versicherung, Wartung, Reparatur, Pacht ... liegen bei Windparks mit kleineren Windkraftanlagen bis 500 kW bei etwa 2,6% der Anfangsinvestition (bezogen auf 2400 DM/ kW) [DEH⁺01]. Für größere WKA ergeben sich niedrigere Nebenkosten. Bei Anlagen über 1 MW liegen sie etwas mehr als halb so hoch und lassen sich grob mit 1,5 bis 2% abschätzen, wenn man Investitionskosten von etwa 1000 €/ kW ansetzt (s. z.B. [DEH⁺01] o.

³³ Nach [Mil00] ist mit sinkenden Investitions- und Betriebskosten bei größeren Anlagen zu rechnen. Als unterer Kostenbereich einer WKA mit 50 m_{RD} Rotordurchmesser (bei 855 kW Nennleistung) werden hier Investitionskosten von 760 €/ kW angegeben. Für Anlagen mit 1,5 MW sind 560 €/ kW angegeben. Die Listenpreise für WKA mit mindestens 1 MW_{NL} und 75 bis 85 m_{NH} lagen in Deutschland nach [Twe01] allerdings mit Werten zwischen 1500 und 2230 im Mittel bei 1880 DM/ kW also höher als diese Werte.

³⁴ Die Daten, die für das EU-Forschungsprojekt EXT00L erhoben wurden [EXT02], beruhen auf der Auswertung von etwa 2000 MW und damit über 83% des damals installierten Bestandes in Spanien, wovon etwa 600 MW im Jahr 2000 installiert wurden. Seit 1990 haben sich die Investitionskosten in Spanien real mehr als halbiert und fallen bei jeder Verdoppelung der Gesamtkapazität um ca. 9% [EXT02].

[Win98])³⁵.

5.3.2 Kosten der Windenergienutzung an Offshorestandorten

Bisher liegen im Offshorebereich noch nicht sehr viele Erfahrungen mit WKA vor. Ein früher kleiner Offshorewindpark – bestehend aus 10 WKA mit je 500 kW Nennleistung und 39 m Nabenhöhe – wird seit einigen Jahren in der Nähe der Insel Tunø an der östlichen Festlandsküste Dänemarks betrieben [Hus98]. Der Windpark Tunø Knob befindet sich in 6 km Entfernung von der Küste in relativ flachem Wasser mit 3 bis 5 Metern Wassertiefe. Die Verfügbarkeit der Anlagen belief sich zumindest in den ersten Jahren auf 98%. Weder die Wartungs– noch die Instandhaltungskosten dieses Offshoreparks wichen – relativ zur Anfangsinvestition – signifikant von denen bei Onshore-nutzung üblichen ab^{36,37}.

Die Kosten für Aufständigung und Netzanschluß beliefen sich für den Windpark Tunø Knob auf mehr als 50% der gesamten Investitionskosten³⁸ von 3850 DM/ kW. Gerade in diesem Bereich werden beim Übergang auf leistungsstärkere WKA aber große Einsparungen erwartet. In [Dam97] wird die leistungsspezifische Kostenreduktion für Fundamentierung und Netzanbindung beim Übergang von Anlagen mit 500kW auf solche dreifacher Nennleistung mit etwa 60% abgeschätzt. Damit ließen sich rechnerisch, unter Einbezug etwas höherer Kosten für die WKA der Megawattklasse, Investitionskosten von ca. 2900 DM/ kW erreichen. In [Kü98] werden die Investitionskosten beim Vergleich bereits realisierter und geplanter Offshorewindparks – bei Nutzung von WKA mit 1,5MW Nennleistung – mit 2300 bis 3250 DM/ kW angegeben. Diese Vergleichsdaten und Möglichkeiten weiterer Kostendegressionen – z.B. durch Mehrfachnutzung von Fundamenten – scheinen auch die oben angegebenen Kostenerwartungen von 2900 DM/ kW zu bestätigen.

In [BCHK98] sind zwei Design-Studien aus den Jahren 1994 und 1995 aufgeführt, die für Offshorewindparks mit WKA über 1 MW Nennleistung und über 100 MW Gesamtleistung Kosten von 1900 bzw. 1400 €/ kW annehmen sowie weitere fünf vorgeschlagene Offshoreprojekte aus dem Jahr 1997, deren Kostenangaben zwischen 1150 bzw. 1900 €/ kW liegen. In der neueren Zusammenstellung [OWE04] sind für einige bestehende und geplante Offshorewindparks Kostendaten zusammengetragen, die in Tabelle 5.2 mit einigen weiteren Kennzahlen zusammengefaßt sind. Die

³⁵ Unter diesen Annahmen ergeben sich bei einem Realzinssatz von 5% an einem guten Standort mit 2000 Volllaststunden Stromgestehungskosten von etwa 4,8 bis 5 €/ kWh bei einem durchschnittlichen Deutschen Standort mit 1700 Volllaststunden etwa 5,6 bis 5,9 €/ kWh. An einem Deutschen Spitzenstandort mit 3000 Volllaststunden etwa bei 3,2 bis 3,3 €/ kWh und an einem internationalen Spitzenstandort mit 6000 Volllaststunden, wie er beispielsweise am Golf von Suez erwartet wird (vgl. [CGM03]), ergeben sich Stromgestehungskosten von etwa 1,6 bis 1,7 €/ kWh.

³⁶ Die Wartungs– und Instandhaltungskosten für Offshorewindparks werden beispielsweise in [Kro98] mit ca. 0,02DM/ kWh angenommen und ließen sich damit ähnlich wie bei kleineren Onshoreanlagen konservativ mit jährlich 3% der Investitionskosten abschätzen.

³⁷ Die Kosten für den Windpark Tunø Knob sind in der folgenden Tabelle aufgeschlüsselt.

	WKA	Fundamentierung	Netzanschluß	Sonstiges	Summe
Kosten [DM/kW]	1640	950	1000	250	3850
Kostenanteil [%]	43	25	26	6	100

³⁸ Ähnlich waren auch die Investitionskosten des 1991 gebauten Offshorewindparks Vindeby, der mit 11 WKA a 450 kW fast mit der gleichen Leistung ausgestattet ist, allerdings nur 1,5 km von der Küste entfernt aufgebaut wurde (vgl. z.B. [BCHK98]).

Kosten für die Offshorewindparks variieren dabei zwischen 1210 bzw. 2000 €/ kW, wobei der leistungsgewichtete Mittelwert bei knapp 1500 €/ kW liegt. Trotz der relativ vollständigen Angaben über Wassertiefe, Küstenentfernung, Park- und WKA-Leistung, läßt sich aus diesen Daten kaum auf den Einfluß der einzelnen Größen schließen.

Tabelle 5.2: Kostendaten und andere Kenndaten von bestehenden und geplanten Offshorewindparks in der Irischen See und der Nordsee nach [OWE04]; Erzeugung* nach [WSH04].

Name		Land Leistung	Distanz	Wasser-	IK ⁺	spez.	Bau-	Anz.	WKA-	Ezeugung	Status
			v. Land	Tiefe		IK ⁺	Jahr	WKA	Leistung	*	
		[MW]	[km]	[m]	[Mio.€]	[€/ kW]		[1]	[MW]	[VLh]	
Middelgrunden	DK	40	3	3 – 6	54	1350	2000	20	2	2480	i. B. ⁺
Yttre Stengrund	SE	10	5	6 – 10	13	1300	2001	5	2	3000	”
Horns Rev	DK	160	14 – 20	2 – 12	270	1690	2002	80	2	3750	”
Samsø	DK	23	3.5	20	32.2	1400	2002	10	2.3	3390	”
Scorby Sands	GB	60	2.3	4 – 8	110	1830	2003	30	2		gen. ⁺
North Hoyle	GB	60	6	10 – 20	74	1230	2003	30	2	4000	”
Arclow Banks	IR	520	10	5 – 25	630	1210	2003+	200	2.6?	3800	gep. ⁺
Barrow-in-Furness	GB	90	10		145	1610	04 – 05				P.-G. ⁺
NSW	NL	100	10	15 – 20	200	2000	2005	36	2.8		V. NL ⁺
Butendiek	De	240	34	20	400	1670	2005	80	3		gep. ⁺
Solway Firth	GB	180	8	3 – 21	290	1610	2005				gen. ⁺

⁺ Investitionskosten (IK); in Betrieb (I. B.); genehmigt (gen.); geplant (gep.); Planungs-Genehmigung erteilt (P.-G.); vertraglich mit Niederländischer Regierung vereinbart (V. NL).

Die meisten dieser Windparks sind auch relativ nah an der Küste ”gebaut”, womit die Daten nur wenig über die Entfernungsabhängigkeit der Kosten für die Netzanbindung aussagen. Zudem besagt die Entfernung zur Küste nicht, ob evtl. noch weitere – teure – Kabelstrecken an Land mit zu den Projektkosten beitragen³⁹. Abschätzungen der Kosten in Abhängigkeit von Wassertiefen, Küstenentfernungen und Parkleistung sind – aus verschiedenen Quellen – in Tabelle 5.3 zusammengestellt. Bei den Offshorewindparks handelt es sich jeweils um relativ große Projekte mit Leistungen zwischen 300 und 1000 MW, wobei in der Tabelle Angaben für Küstenentfernungen bis zu 100 km und Wassertiefen bis 50 m aufgeführt sind. In [NDN01] wird für die Netzanbindungskosten⁴⁰ mit einem linearen Anstieg der Kosten bis zu einer Seekabellänge von ca. 130 km gerechnet⁴¹. Aus den Angaben von [NDN01] und [Noo99] in der Tabelle könnte sich ableiten lassen, daß die

³⁹ Beispielsweise sollte nach Planungen im Jahr 1999 die Gesamtdistanz der Kabelstrecke bei Horns Rev etwa 40 km betragen, davon sollte etwa die Hälfte an Land verlegt werden [CJ03]. Dabei wäre das Seekabel (150 kV Drehstrom) etwa 3,5 mal so teuer wie das gleich lange Landkabel zur Umspannstation an Land, wobei die Gesamtkosten für die Netzanbindung des 160 MW Windparks sich zu ca. 10 Mio. € für die Umspannstation auf See und 20 Mio. € für See- und Landkabel ergeben sollte. Tatsächlich scheint das Projekt jetzt aber mit einem längeren Landkabel von 34 km bzw. 42 km Länge und 22 km Seekabel realisiert worden zu sein [ELT].

⁴⁰ Bei großen Offshore-Windparks spielt der entfernungsbedingte Anstieg der Kosten für die Netzanbindung eine weniger dominante Rolle als bei kleineren. Beispielsweise steigen sie nach [NDN01] für einen Windpark mit 500 MW Nennleistung von ca. 16,5 % der Investitionssumme bei 20 km Küstenentfernung über 24 % bei 70 km auf 28 % bei 100 km an, wobei die Gesamtinvestition insgesamt um knapp 16 % auf etwa 1770 €/ kW ansteigen. Diese Angaben beziehen sich auf Windparks deren Einzelanlagen – wie in Tabelle 5.3 aufgeführt – eine Nennleistung von je 5 MW aufweisen und mit 1000 €/ kW relativ hohe Kosten aufweisen. Die Wassertiefe wurde konstant mit 35 m angesetzt.

⁴¹ Oberhalb dieser Entfernung wird eine andere Übertragungstechnik kostengünstiger, deren entfernungspezifischer Kostenzuwachs dann bis mindestens 200 km etwa um zwei Drittel niedriger liegt.

Kosten der Netzanbindung mit zunehmender Größe der Windparks eine kleiner werdende Entfernungsabhängigkeit aufweisen. Dagegen ist der ebenfalls lineare Anstieg der Kosten in [BCHK98] trotz niedrigerer Parkleistung für Entfernungen bis 140 km niedriger angesetzt. Wie Tabelle 5.1 auf Seite 64 zu entnehmen ist, steigt das Offshorepotential selbst bei Berücksichtigung großer Wassertiefen bis 55 m im Szenariogebiet bei großen Küstenentfernungen oberhalb 150 km nur noch relativ geringfügig mit der Entfernung an⁴². Daher spielen die ganz großen Entfernungen für die Kostenabschätzung eine eher untergeordnete Rolle.

Tabelle 5.3: Einzelkosten für Fundament, Netzanbindung und Windkraftanlagen in Abhängigkeit von Wassertiefe Parkgröße und Entfernung vom Land nach verschiedenen Studien

Anlagenleistung	[MW]	3	4	4	5	5	5	5	5	5
Parkleistung	[MW]	300	400	400	500	500	500	500	500	1000
Wassertiefe	[m]	14 – 19			20	50				20 – 50
Seekabellänge	[km]	15	20	70			20	70	100	100
Fundamentkosten	[€/ kW]	400			145	360				480
Netzanbindungskosten	[€/ kW]	260	265	410			245	400	495	440
WKA-Kosten	[€/ kW]	580	640	640	1000	1000	1000	1000	1000	760
Bezugsjahr										2010
Quelle		[BBC+98]	[BCHK98]				[NDN01]			[Noo99]

Ebenso wie die Kosten für die Netzanbindung als linear von der Entfernung abhängige Größe angenommen werden, wird in [NDN01] bei der Verwendung von Dreibeinfundamenten auch ein linearer Anstieg der Fundamentkosten⁴³ mit steigender Wassertiefe erwartet und für Tiefen von 10 bis 60 m skizziert. Für die Gesamtkosten spielt damit auch die Meerestiefe eine wichtige Rolle, es scheint aber keine Tiefe zu geben, ab der die Fundamentkosten plötzlich wesentlich schneller zu steigen beginnen. Wie aus den Angaben in Tabelle 5.3 zu entnehmen ist, sinken die leistungsspezifischen Fundamentkosten mit zunehmender Anlagenleistung. Dabei bilden die Fundamentkosten nach [Noo99] nur scheinbar einen "Ausreißer", da die Fundamente für Anlagen mit 10 MW ausgelegt sind. Bei großen Offshore-Windparks mit großen Einzelanlagen könnten demnach – auch bei gleichzeitig großen Wassertiefen (z.B. 50 m und mehr) und weiten Küstenentfernungen (z.B. 100 km und mehr) je nach Kosten für die WKA – Projektkosten zwischen etwa 1400 und 1900 €/ kW erreicht werden.

Damit tragen zwar bei Offshore-Windparks sowohl die Fundamente als auch die Netzanbindung einen sehr viel größeren Anteil zu den Gesamtkosten bei als an Landstandorten, da aber beide nur linear mit der Tiefe oder dem Abstand anwachsen, kann keine klare Grenze gefunden werden, ab der die Nutzung der Offshore-Windenergie nicht mehr sinnvoll ist. Diese ergibt sich erst, wenn man eine harte Kostengrenze für den Windstrom annimmt, und das Einhalten einer solchen Grenze ist dabei natürlich auch ganz wesentlich vom Ertrag am jeweiligen Standort abhängig.

Ebenso wie für die Investitionskosten der Offshorewindparks werden auch zu Aufwendungen für

⁴² Der stärkste Anstieg der Potentiale bei zunehmender Küstenentfernung ist dabei in der Nordsee mit ihren weitreichenden relativ flachen Schelfbereichen zu finden.

⁴³ Für einen Windpark, der sich 70 km vor der Küste befindet, steigen die Fundamentkosten nach [NDN01] von ca. 15 % bei einer Wassertiefe von 35 m auf etwa 20 % bei 50 m, wobei die gesamten Investitionskosten um gut 6 % auf etwa 1780 €/ kW ansteigen. Die übrigen Parameter dieser Abschätzung entsprechen denen in Fußnote 40.

Betrieb, Wartung und Instandhaltung unterschiedliche Angaben gemacht. In [Su97] wurden die Betriebs- und Wartungskosten pauschal mit knapp $1,1 \text{ €ct} / \text{kWh}$ angesetzt. Bezogen auf die Investitionskosten für den Windpark Horns Rev, entspricht das einem jährlichen Betrag von $2,4\%$. In [NDN01] werden diese Kosten mit jährlich etwa $3,5\%$ der Anfangsinvestition angesetzt und zusätzlich werden auch noch größere Reinvestitionen in der zweiten Lebenshälfte der Offshore-windparks unterstellt. In [BBC⁺98] werden die jährlichen Wartungs und Instandhaltungskosten mit $2,4\%$ der Anfangsinvestition angesetzt und am Ende der Lebensdauer werden Abrißkosten von 10% der Anfangsinvestition erwartet. Als Grundannahme werden in [Noo99] dagegen nur jährlichen Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten von $0,85\%$ der Anfangsinvestition angesetzt. In [Duw01] werden sie in einen fixen Anteil von $30 \text{ €} / (\text{kW} \times a)$ und einen betriebsbedingten Anteil von $0,5 \text{ €ct} / \text{kWh}$ unterteilt, was an einem Standort mit 4000 Volllaststunden Anlagenauslastung bei Anfangsinvestitionen von $1800 \text{ €} / \text{kW}$ zusammen einer jährlichen Belastung von knapp $2,8\%$ entspricht. In [Win98] werden diese Kosten wiederum alleine als betriebsbedingter Aufwand von ca. $1 \text{ €ct} / \text{kWh}$ erfaßt, was bei sonst gleichen Annahmen einer jährlichen Belastung von etwa $2,2\%$ der Anfangsinvestitionen entspricht.

5.4 Windenergie in den Regionen des Szenariogebiets

Aus rechentechnischen Gründen ist es nicht möglich jeden, durch das ERA-15 Gitter vorgegebenen Einzelstandort innerhalb des Szenariogebiets bei der Kraftwerks-Einsatz und -Auswahlplanung mit der Zeitreihe seiner potentiellen Stromerzeugung zu berücksichtigen (s.a. Kap. 14). Daher müssen die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen aggregiert werden (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Gleichzeitig wäre es in Anbetracht der Größe und der qualitativen Unterschiede der Windpotentiale aber nicht sinnvoll je einen Mittelwert der Produktion für die gesamte Region zu verwenden, da dann schlechte Standorte, die zur Stromversorgung nicht nötig sind, berücksichtigt werden. Daher wurde in jeder Region mindestens ein "Summenstandort" 1. Wahl gebildet, der die besten Einzelstandorte enthält. Für Regionen mit besonders großen Potentialen an Land oder zusätzlichen Offshore-Potentialen wurden zudem ein "Summenstandort" 2. Wahl oder offshore gebildet. In Tabelle 5.4 sind die installierbaren Nennleistungen (NL), jährliche Erzeugungsmöglichkeit (JE) und die mittlere Auslastung (Ausl.) der WKA aufgelistet.

Die Auswahl der Standorte, die im jeweiligen "Summenstandort" berücksichtigt werden, hängt von verschiedenen Kriterien wie

- langfristige Ertragserwartungen (1979-1992)
- Bevölkerungsdichte
- Gesamtpotential in der jeweiligen Region
- Ausgleichspotential für kurzfristige Schwankungen am "Summenstandort"

ab. Die langfristigen Ertragserwartungen ergeben sich aus den Daten der ERA-15 anhand der Berechnungen, die in Kapitel 18.2 dargestellt sind. Für die maximal mögliche Leistungsdichte an jedem Standort wird angenommen, daß sie sich umgekehrt proportional zur Bevölkerungsdichte verhält (s. Kap. 18.2). Damit sollen Nutzungseinschränkungen durch die Einhaltung von Mindestabständen zu Gebäuden und anderen Einrichtungen sowie andere konkurrierende Nutzungen der

Tabelle 5.4: Zum Zubau freigegebene potentielle Nennleistung von WKA in den Regionen sowie mittlere jährliche Erzeugungsmöglichkeit (JE) und Auslastung (Ausl.) in den Jahren 1979–1992, unterteilt in die drei Standortkategorien Landstandorte 1., 2. Wahl und Offshoreshandorte.

Größe		Landstandorte 1.Wahl			Landstandorte 2.Wahl			Offshoreshandorte		
		NL	JE	Ausl.	NL	JE	Ausl.	NL	JE	Ausl.
Einheit		[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]
Region	1	83	244	2963	–	–	–	235	854	3631
	2	24	67	2778	84	185	2213	148	439	2970
	3	43	110	2524	166	301	1813	107	314	2948
	4	11	20	1817	13	19	1415	–	–	–
	5	12	36	2893	50	90	1807	191	674	3532
	6	28	67	2364	–	–	–	174	659	3795
	7	4	6	1432	–	–	–	–	–	–
	8	16	33	2029	21	33	1547	–	–	–
	9	339	1057	3121	350	968	2767	305	1031	3380
	10	213	546	2563	647	1524	2356	220	608	2761
	11	216	361	1670	–	–	–	–	–	–
	12	505	867	1717	–	–	–	–	–	–
	13	121	410	3391	376	1142	3040	54	193	3601
	14	172	435	2538	201	440	2189	–	–	–
	15	69	174	2517	268	573	2139	–	–	–
	16	105	318	3032	486	1193	2454	39	126	3216
	17	142	400	2825	214	521	2438	–	–	–
	18	105	295	2806	245	617	2518	–	–	–
	19	12	37	3058	16	38	2374	41	145	3494
Summe oder Ø		2221	5485	2470	3136	7644	2437	1514	5043	3332

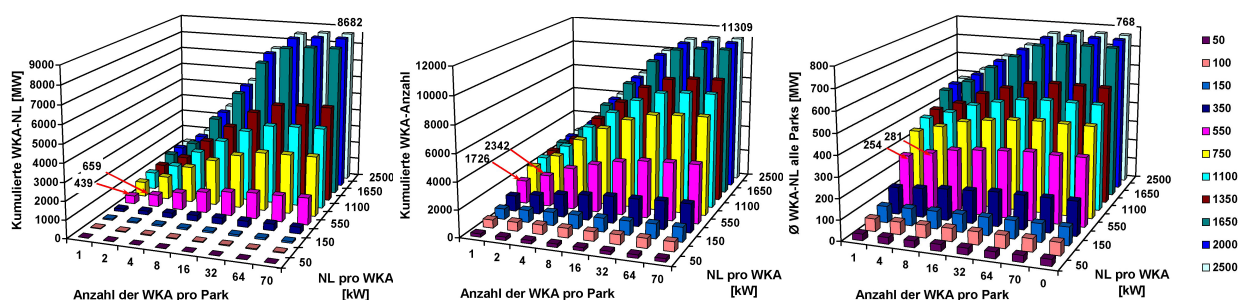
Landflächen pauschal berücksichtigt werden. Die maximale Leistungsdichte an den ausgewählten Standorten wird mit $2,4 \text{ MW} / \text{km}^2$ in Ländern mit Bevölkerungsdichten unter 23 Einwohnern / km^2 und für die ausgewählten Offshoreflächen angesetzt. In Deutschland – mit 230 Einwohnern / km^2 – sind auf Landflächen nur $0,16 \text{ MW} / \text{km}^2$ erlaubt, was knapp dem Doppelten des Ende 2001 erreichten Wertes in Schleswig–Holstein entspricht (s. a. [HHJK02]) und dort unter Berücksichtigung eines weiteren Zubaus und möglicher ”Repowering–Maßnahmen” wahrscheinlich gut zu erreichen

ist⁴⁴. Die – mit maximal $2,4 \text{ MW/km}^2$ relativ niedrig angesetzte – Obergrenze der Leistungsdichte ist im Sinne einer konservativen Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenarien gewählt und soll pauschal auch bisher nicht berücksichtigte Ausschlußgründe erfassen, wie z.B. Naturschutzgebiete. Wenn das Gesamtpotential an guten Standorten innerhalb einer Region unter Berücksichtigung der Ertragserwartungen und Bevölkerungsdichte relativ klein ist, werden auch schlechtere Standorte zur potentiellen Nutzung in den "Summenstandort" mit aufgenommen. Dabei wurden als untere Ertragsgrenzen für die einzelnen Regionen keine einheitlichen Kriterien definiert, außer, daß Standorte mit Ertragserwartungen unter 1300 V/Lh generell ausgeschlossen wurden. Sonst wurde versucht, für jede Region einen sinnvollen Kompromiß zu finden, der den Anforderungen an das zeitliche Ausgleichspotential, das Gesamtpotential und möglichst gute Ertragserwartungen gleichermaßen gerecht zu werden verspricht⁴⁵. Besonders große Potentiale mit hohen Ertragserwartungen finden sich unter den gegebenen Bedingungen z.B. in Region 9 in dünn besiedelten Tundragebieten Nordrußlands und Westsibiriens oder an der atlantischen Küstenwüste von Region 13 (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Hier – wie in vielen anderen Regionen – konnten die Potentiale an Land in "Summenstandorte" 1. und 2. Wahl untergliedert werden, wobei die Ertragserwartungen der Standorte 2. Wahl oftmals nur geringfügig hinter denen 1. Wahl zurückbleiben. Diese Vorgehensweise der Unterteilung in verschiedene Standortkategorien schafft der gekoppelten Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung einen größeren Optimierungsspielraum als die Aggregation zu jeweils einem "Summenstandort" pro Region.

In einigen Regionen gibt es auch gute Offshore–Bedingungen mit großen Potentialen. Die maximale Leistungsdichte an den ausgewählten Offshore–Standorten wird wie an Land mit $2,4 \text{ MW/km}^2$ angesetzt, um pauschal mögliche Flächenausschlußgründe durch Schifffahrtsstraßen, Vogelschutz-

⁴⁴ In Deutschland waren Ende 2001 von insgesamt ca. 11300 WKA mit knapp $8,7 \text{ GW}_{\text{NL}}$ etwa 4200 Anlagen in Windparks mit durchschnittlichen WKA–Nennleistungen bis 500 kW installiert. Davon waren beispielsweise ca. 1700 einzeln stehende WKA mit einer Gesamtleistung von 440 MW also durchschnittlich wenig mehr als 250 kW pro WKA. Allein durch ihren Ersatz mit den heute größten WKA ließen sich zusätzliche 45% der gesamten WKA–Leistung in der BRD installieren. Das gesamte Repoweringpotential innerhalb der nächsten Jahrzehnte ist sicher deutlich größer, was auch die durchschnittliche Leistung aller heute in der BRD installierten WKA nahelegt, die schon 2001 mit ca. 770 kW etwa bei einem Drittel der größten marktverfügbaren WKA mit $2,5 \text{ MW}_{\text{NL}}$ lag und weiterhin steil ansteigt (vgl. Abbildungen unten).

Windkraftanlagen in Deutschland Ende 2001 über Windparkgrößen kumuliert.



Daten: Betreiber–Datenbasis für Windenergieanlagen [IHK02]

⁴⁵ Diese Vorgehensweise hat zwangsläufig einen subjektiven Charakter, ist aber im Hinblick auf die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung aus rechentechnischen Gründen wohl noch viele Jahre unerlässlich. Eine nicht aggregierte Erfassung aller Einzelstandorte innerhalb des gesamten Versorgungsgebietes würde deutlich größere Optimierungsspielräume lassen und somit zu kostengünstigeren Lösungen des gestellten Stromversorgungsproblems führen. Daher muß auch die Aggregation zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Möglichkeiten führen und kann im Sinne einer konservativen Erstellung der Szenarien interpretiert werden. D.h. die natürlichen Bedingungen ließen mit Sicherheit kostengünstigere Lösungen zu, als sie die Optimierung mit den gewählten Eingangsdaten auffinden kann.

gebiete, wichtige Fischbrutstätten ... zu berücksichtigen. Die maximale Wassertiefe wurde bei der Flächenauswahl auf 50 Meter und die größte Entfernung von der Küste auf 150 km begrenzt. Das gesamte berücksichtigte Offshore-Potential beläuft sich auf gut 1500 GW installierbare Leistung⁴⁶ oder über 5000 TWh potentielle Jahresproduktion (vgl. Tab 5.4 auf Seite 70). Die Differenz der Ertragserwartungen zwischen Offshore- und Land-Standorten ist in einigen Regionen sehr viel geringer, als z.B. in der Nordsee-Region 6. Wenn dies der Fall ist und in der Region gleichzeitig große ertragreiche Land-Potentiale vorliegen, scheint eine Nutzung dieser Offshore-Standorte aus ökonomischer Sicht wenig interessant. Eine solche Region ist beispielsweise Region 9, wo die Offshore-Ertragserwartungen weniger als 10% über denen der Landstandorte 1. Wahl liegen.

Insgesamt bieten die ausgewählten Potentiale mit einer summarischen Erzeugungsmöglichkeit über 18 000 TWh/a mehr als das Vierfache des Energieäquivalents des Strombedarfs innerhalb des Szenario-Gebietes (vgl. Tab. 13.5 auf Seite 191). Damit ist reichlich Optimierungsspielraum für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gegeben.

5.4.1 Zeitliche Charakteristika der Windstromproduktion im Szenariogebiet

Das Dargebotsverhalten der Windenergie weist in den verschiedenen Regionen des Szenariogebietes teilweise sehr große zeitliche Unterschiede auf. Andererseits gibt es teilweise auch sehr große Übereinstimmungen der Erzeugungsmusters in benachbarten Regionen.

⁴⁶ Diese Leistung ist deutlich kleiner als das Potential, das beispielsweise in [Gar04] allein für die Staaten der EU-15 angenommen wird (vgl. Fußnote 27 auf Seite 62).

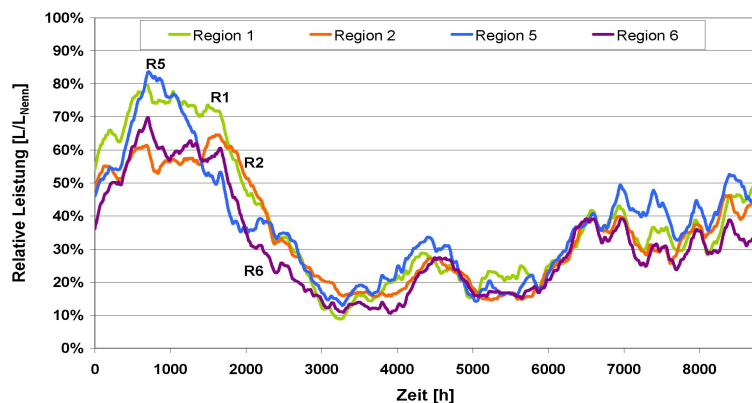


Abbildung 5.14: 30-Tage-Mittelwerte der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie in den vier Nordseeanreiner-Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

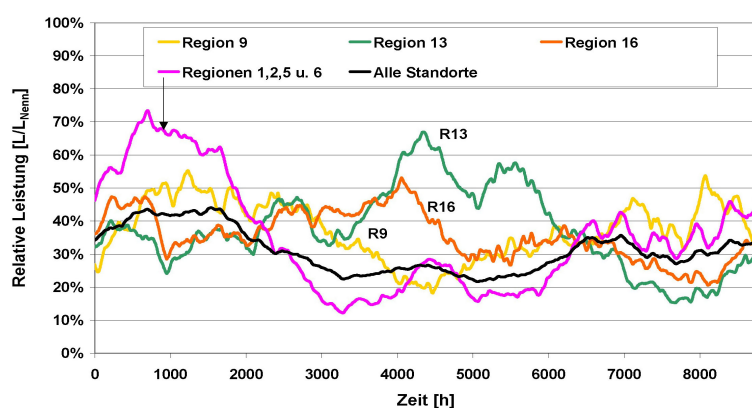


Abbildung 5.15: 30-Tage-Mittelwerte der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie ausgewählter außereuropäischer Regionen und gemeinsamer Nutzung aller Nordseeanreiner-Regionen (1, 2, 5 und 6) sowie bei gleichverteilter Nutzung in den Regionen aller "Summenstandorte" on- und offshore im Versorgungsgebiet (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

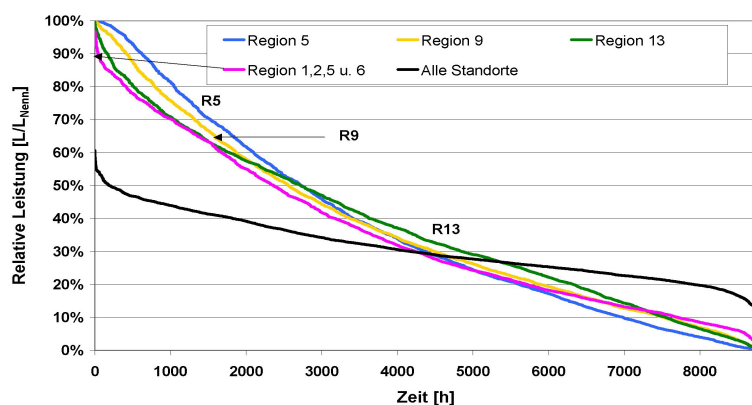


Abbildung 5.16: Dauerlinien der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie ausgewählter inner- und außereuropäischer Regionen und gemeinsamer Nutzung aller Nordseeanreiner-Regionen (1, 2, 5 und 6) sowie gleichverteilter Nutzung aller ausgewählten Standorte on- und offshore im gesamten Versorgungsgebiet (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

Wie nebenstehende Abb. 5.14 veranschaulicht, sind z.B. die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie – bei den vier an die Nordsee grenzenden Regionen – deutlich korreliert. Das bedeutet, daß sich die längerfristigen Produktionsschwankungen in einer dieser Regionen nicht durch die gleichzeitige Nutzung der Windenergie in einer oder mehreren der anderen drei Regionen ausgleichen

lassen. Für kurzfristige Schwankungen über einige Stunden – bis hin zu Tagen – kann dies allerdings zu einem gewissen Maße erreicht werden. Längerfristige Schwankungen können durch die Nutzung der Windenergie weiter entfernter Regionen ausgeglichen werden. So weisen die von Passatwinden dominierten Regionen (s. R13 u. R16 in Abb. 5.15) Produktionsmaxima in Frühjahr und Sommer auf, wenn in den nördlichen Winterwindgebiete die geringsten Erträge erzielt werden.

Eine kombinierte Nutzung in verschiedenen Regionen verspricht somit günstige Ausgleichseffekte. Dies verdeutlichen auch die Dauerlinien der Windstromerzeugung in Abb. 5.16. Ihr Verlauf ähnelt sich in allen Regionen, wo jeweils Situationen auftreten, in denen alle WKA gleichzeitig Vollast erbringen, wie auch solche der zeitgleichen Flaute. Auch die gleichzeitige Nutzung aller Standorte der Nordseeanreiner-Regionen verändert dieses Verhalten nur geringfügig. Eine wesentliche Veränderung des zeitlichen

Verhaltens ergibt sich aber, sobald Regionen mit großen Entfernungen und unterschiedlichen Klimata zur gemeinsamen Stromproduktion herangezogen werden. In einem einfachen Beispiel ist hier – wie in Abb. 5.15 – die Kombination aller ausgewählten Standorte on- und offshore im gesamten Versorgungsgebiet wiedergegeben. Typisch für diese Art der großräumigen Nutzung ist die deutliche Absenkung der Maximalleistung und der langsame Abfall der Leistung, also eine wesentlich gleichmäßigere Produktion. Der Vergleich der potentiellen Stromproduktion in einzelnen Regionen weist, sofern sie weit genug voneinander entfernt liegen, teilweise nur geringe Korrelationen auf oder kann sogar deutlich antikorreliert sein (s.a. [CE01]).

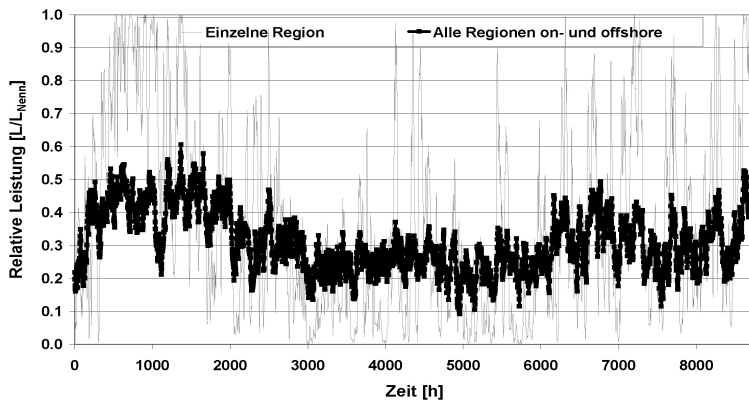


Abbildung 5.17: Zeitreihe der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie für eine ausgewählte Region sowie für die gemeinsame gleichverteilte Nutzung aller ausgewählten Standorte on- und offshore im Versorgungsgebiet (Regionen s. Abb. 21.1).

Die grundsätzliche Veränderung des Verhaltens der Windstromproduktion bei großräumiger Nutzung gegenüber regionaler Nutzung verdeutlicht auch nebenstehende Abb. 5.17. Die extremen Abweichungen treten im Verbund nur noch relativ kurzfristig auf. Dagegen sind lang anhaltende windstarke und leistungsarme Perioden bei regionaler Nutzung der Windenergie die Regel. Die gleichmäßigere Produktion ermöglicht bis zu einem gewissen Grad gesicherte Stromerzeugung

alleine aus Windenergie. Bei der gleichzeitigen Nutzung aller Regionen sind dies knapp 10% der installierten Windleistung. Die zusätzliche Nutzung von Back-up-Systemen kann die gesicherte Leistung schon bei sehr kleinen Anteilen an der Gesamterzeugung deutlich steigern. Für eine einfache Kombination von Standorten der Windstromerzeugung, die gemeinsam mit den heute existierenden westeuropäischen Speicherwasserkraftwerken für die westeuropäische Stromversorgung genutzt werden, ist diese Option genauer untersucht worden [CG00]. Als ein Maß für die Variabilität der Windstromproduktion kann die relative Standardabweichung $\sigma / \bar{\sigma}$ dienen. Sie ist zusammen mit den Maxima und Minima der Produktion aus Windenergie in Tabelle 5.5 wiedergegeben. Die Daten wurden aus Zeitreihen mit 6-Stundenwerten innerhalb eines Jahres – sowohl für die einzelnen Regionen als auch für die gleichverteilte gemeinsame Nutzung in allen Regionen on- und offshore – ermittelt. Hier zeigt sich für alle großräumigen Nutzungsoptionen eine deutliche Reduktion der relativen Standardabweichung, gleichbedeutend mit einer gleichmäßigeren Stromproduktion bei seltenem Auftreten von extremen Produktionsbedingungen. Besonders deutlich werden die Vorteile einer großräumigen Stromproduktion aus Windenergie, wenn Extremwerte der Monatsproduktion einzelner Regionen mit denen bei gemeinsamer Nutzung verglichen werden. Diese Werte sind in Tabelle 5.6 wiedergegeben. Beispielsweise steigt das Monatsminimum bei gleichzeitiger, gleichverteilter Nutzung aller Standorte on- und offshore auf 22% der Nennleistung und liegt damit mehr als 70% über dem mittleren Monatsminimum der Einzelregionen, das bei 12,6% liegt. Der Vergleich mit den Werten einzelner Regionen fällt teilweise noch viel deutlicher zugunsten der gemeinsamen Nutzung aus. Besonders gleichmäßige Monatsproduktionen finden sich in den

Küstengebieten Mauretaniens in Region 16 mit einem ausgeprägten Passatwindeinfluß, die sich deutlich beim Landstandort 1. Wahl und beim Offshorstandort abzeichnen. Auch Region 9 zeichnet sich durch eine sehr ausgeglichene potentielle Stromproduktion aus.

Eine längerfristig gleichmäßige Stromproduktion innerhalb eines großräumigen Stromverbunds kann vor allen im potentiellen Zusammenspiel zwischen Speicherwasserkraftwerken und Windenergie zu einem wesentlichen Vorteil im Sinne einer vornehmlich auf der Nutzung regenerativer Energien basierenden Stromversorgung führen. Der Speicherbedarf ist geringer als in kleinräumigeren Systemen und somit können die verfügbaren Speicher für den Ausgleich der Schwankungen wesentlich größerer Windstromanteile ausreichen (vgl. Kap. 7).

Zur Auswahl einer geeigneten Zusammenstellung der Windenergienutzung für die zukünftige Stromversorgung in den Regionen gibt es naturgemäß eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten mit denen auch höhere Mindesterzeugungen als bei gleichmäßiger Nutzung aller Regionen realisierbar sind (s.a. [Czi01b] [CG00] [CG01]). Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – läßt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung – unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet – ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerksauswahl- und -einsatzplanung (s. Kapitel 14).

5.4.2 Windenergie: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien wird bei Windkraftanlagen an Landstandorten einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 1000 €/kW gerechnet. Das ist ein Wert, der zwar unterhalb der durchschnittlichen Kosten Deutscher Windkraftanlagen liegt, andererseits liegt er deutlich über den Kosten in Spanien (vgl. Kap. 5.3 auf Seite 64). In Ländern mit niedrigen Lohnkosten könnten – bei leistungsstarkem Ausbau der Windenergie und großer inländischer Fertigungstiefe – wahrscheinlich noch wesentlich niedrigere Kosten erreicht werden. So können die Annahmen der Investitionskosten als relativ konservativ – im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen werden. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5%/a berechnet. Die Betriebskosten werden mit jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt, was nach [DEH⁺01] u. [Win98] eher am oberen Rand der Betriebskosten für größere moderne WKA angesiedelt ist. Weitere Kosten werden nicht berücksichtigt, können aber nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden, wenn beispielsweise Reparaturmaßnahmen notwendig werden sollten, die nicht von den Versicherungen abgedeckt sind. Nach den bisherigen Auswertungen des ISET zeichnen sich aber selbst bei älteren Anlagen – nach mehr als 10 Jahren – noch keine deutlichen Steigerungen der Kosten oder der Schadensfälle ab, die die Annahme weiterer Kosten nahelegen würde. Eher läßt sich aus der Datenlage – auch noch bei höherem Alter – auf Reduktionen der Kosten und insbesondere der Schadenshäufigkeit schließen (vgl. [DEH⁺03]). Die Verfügbarkeit der WKA wird mit 98,5% knapp oberhalb des heutigen Mittelwerts in Deutschland angesetzt.

Als Ansatz für die Offshorstandorte in den Szenarien wird einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten der Windparks von 1750 €/kW gerechnet.

Tabelle 5.5: Statistische Charakteristika der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie in den einzelnen Regionen, sowie bei gleichzeitiger gleichverteilter Nutzung in allen Regionen für 6-Stunden-Werte eines Jahres.

Region	Landstandorte 1.Wahl			Landstandorte 2.Wahl			Offshorestandorte		
	Max*	Min*	σ* / Ø	Max*	Min*	σ* / Ø	Max*	Min*	σ* / Ø
	[%]			[%]			[%]		
1	100	0,1	78	-	-	-	100	0,6	68
2	100	0,5	68	97	1,5	69	98	1,8	71
3	100	0,0	88	92	0,5	80	100	0,2	84
4	99	0,0	101	83	0,0	88	-	-	-
5	100	0,1	77	99	0,1	89	100	0,1	72
6	100	0,0	87	-	-	-	100	0,1	70
7	97	0,1	121	-	-	-	-	-	-
8	99	0,0	81	93	0,3	86	-	-	-
9	100	0,2	70	100	0,2	73	100	0,7	61
10	100	0,0	92	96	0,5	71	100	0,1	94
11	83	0,1	75	-	-	-	-	-	-
12	51	0,2	74	-	-	-	-	-	-
13	100	0,2	64	96	0,7	57	100	0,0	66
14	94	0,3	61	92	0,2	55	-	-	-
15	96	0,0	78	84	0,1	69	-	-	-
16	96	0,0	62	86	0,9	58	100	0,0	71
17	98	0,0	65	95	0,1	67	-	-	-
18	99	0,0	67	97	0,1	64	-	-	-
19	100	0,0	82	100	0,0	89	91	0,1	74
Ø	95	0,1	78	93	0,4	73	99	0,4	73
Alle	57	7	29	54	11	28	81	7	39
	Alle Regionen und Standorte								
Ø	96	0,2	75						
Alle	61	9	30						

* Aus 6-Stunden-Werten der potentiellen Stromerzeugung abgeleitet.

Für größere Windparks mit bis zu 1000 MW liegt dies selbst bei großen Küstenentfernungen und Wassertiefen eher im oberen Bereich der Erwartungen (vgl. Kap. 5.3 auf Seite 64 ff.). Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt, ohne beispielsweise eine eventuell längere Lebensdauer der Offshorefundamente und deren Wiederverwendbarkeit nach Beendigung der Lebensdauer der WKAs zu berücksichtigen⁴⁷. Die annuitätischen Kosten werden mit einem Realzins von 5%/a be-

⁴⁷ In [Win98] wird zur Lebensdauer von Offshore-WKAs angemerkt: "Offenbar streben die dänischen Energieversorger jedoch eine Lebensdauer von 50 Jahren an, da sie schon heute diese 50jährige Lebensdauer für Fundamente, Turm, Gondelschalen und Hauptwelle der Anlage fordern."

Tabelle 5.6: Statistische Charakteristika der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie in den einzelnen Regionen, sowie bei gleichzeitiger gleichverteilter Nutzung in allen Regionen für gleitende Monatsmittelwerte (30-d) eines Jahres.

Region	Landstandorte 1.Wahl			Landstandorte 2.Wahl			Offshorestandorte		
	Max*	Min*	Ø	Max*	Min*	Ø	Max*	Min*	Ø
	[%]			[%]			[%]		
1	80	9	38	-	-	-	88	14	45
2	65	15	34	55	10	29	68	15	36
3	67	10	31	57	8	24	72	12	35
4	36	9	21	28	9	17	-	-	-
5	84	13	37	66	9	26	90	17	45
6	70	11	31	-	-	-	90	19	48
7	32	4	14	-	-	-	-	-	-
8	37	10	23	34	8	19	-	-	-
9	55	18	37	53	15	32	59	22	41
10	55	13	28	46	14	25	51	10	27
11	40	11	21	-	-	-	-	-	-
12	19	7	12	-	-	-	-	-	-
13	67	15	38	59	15	35	70	16	40
14	43	15	30	40	16	28	-	-	-
15	53	12	27	42	11	24	-	-	-
16	53	21	36	44	16	31	57	23	38
17	47	14	32	44	11	29	-	-	-
18	71	13	35	65	13	33	-	-	-
19	58	6	35	54	5	31	62	9	37
Ø	54	12	29	49	11	27	71	16	39
Alle	41	21	29	38	20	27	60	25	39
	Alle Regionen und Standorte								
Ø	56	12.6	31						
Alle	44	22	31						

* Aus gleitenden 30-Tagesmittelwerten der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie abgeleitet.

rechnet und Betriebskosten mit jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten. Die Verfügbarkeit der Anlagen wird mit 95% angesetzt.

Insgesamt können die verschiedenen Annahmen zur Kostenberechnung für die Windstromproduktion on- und offshore als relativ konservativ – also im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen werden.

6 Nutzung von Biomasse

Der Energieinhalt der jährlichen weltweiten Neubildung pflanzlicher Biomasse wird auf etwa 800'000 *TWh* geschätzt, wovon die größten Anteile mit etwa 42% auf Wälder entfallen sowie 38% auf die Ozeane, 9% auf Grasland und nur 5% auf Ackerflächen (s. z.B. [Dre00]). Das entspricht etwa dem Siebenfachen des weltweiten Primärenergieverbrauchs oder 1‰ der Solarstrahlung, die die Atmosphäre durchdringt (vgl. Fußnote 23 auf Seite 57). Bei den Angaben zur weltweiten Neubildung von Biomasse liegen verschiedene Quellen relativ nahe beieinander¹. Allerdings ändert sich das Bild, wenn es um die energetische Nutzung geht. Schon bei der Einschätzung der derzeitigen Nutzung von Biomasse sind die Angaben sehr unterschiedlich. In [Swi94] wurden verschiedene Literaturquellen gegenübergestellt, von denen vier Angaben zum energetischen Biomasseeinsatz im Jahr 1990 machen. Die Werte liegen zwischen 9'400 und 21'000 *TWh*. Selbst bei kommerziell gehandelter Biomasse scheint die Erfassung der Quantitäten Schwierigkeiten zu machen, sodaß auch die Angaben, die aus drei Quellen zitiert werden, mit Werten zwischen 1'700 und 4'800 *TWh* weit auseinander liegen.

6.1 Biomassepotentiale

Bei Prognosen über die zukünftige energetische Nutzung von Biomasse haben – über die Frage der Erfassung hinaus – viele weitere Faktoren einen wesentlichen Einfluß. Zwei wichtige Faktoren sind beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung und die Ernährungsgewohnheiten in den zukünftigen Gesellschaften, die beide mit über den Flächenbedarf für die Nahrungsmittelproduktion entscheiden. Eine weitere wichtige Einflußgröße sind die landwirtschaftlichen Erträge, die pro Fläche erwirtschaftet werden können und ihrerseits sowohl von der zukünftigen Produktivitätssteigerung² als auch von der Wahl der Pflanzen abhängen. Gerade die Wahl der Energiepflanzen hat einen wesentlichen Einfluß auf den Energieertrag. Dies zeigt sich auch anhand Abbildung 6.1, in der die potentielle Jahreserzeugung pflanzlicher Trockenmasse als Funktion der lokalen klimatischen Bedingungen aufgetragen ist. In der Graphik wird das Trockenmassepotential für die Flächen in

¹ Die gesamte Neubildung an biogener Trockenmasse wird beispielsweise in [Dre00] mit 55 *Mrd. t* in den Ozeanen und 99 *Mrd. t* an Land angegeben, was grob mit den Angaben von 120 *Mrd. t* in [FLM94] übereinstimmt.

² Die durchschnittliche Flächenproduktivität in der Landwirtschaft hat sich in den letzten 40 Jahren weltweit auf das Zweieinhalbfache erhöht (vgl. [FAO04]), wobei die Entwicklung in verschiedenen Regionen recht unterschiedlich verlief. So konnten im weltweit bevölkerungsreichsten Land, China, die Erträge seit Anfang der 1960er Jahre auf das Sechsfache gesteigert werden, wogegen Indien – als das Land mit der zweitgrößten Bevölkerungszahl – die Flächenerträge nur um 23% steigern konnte. Auf dem Gebiet der früheren UdSSR und der Transformationsstaaten sind die Erträge von Anfang der 1960er bis Ende der 1980er stark gestiegen und beginnend mit dem Zusammenbruch des Ostblocks bis heute beinahe wieder auf den Ausgangswert abgefallen. In Subsahara-Afrika ist die landwirtschaftliche Produktivität beinahe kontinuierlich bis heute um 15% zurück gegangen, wobei immerhin die Produktion von Getreide und Reis einem flachen positiven Trend gefolgt ist. Allerdings befindet sich auch bei diesen Feldfrüchten die Produktivität mit 32% (ca. 0,1 *kg/(m² a)* oder 1 *t/ha*) und 40% der weltweiten oder mit 18% und 25% der Westeuropäischen Durchschnittserträge auf sehr niedrigem Niveau, obwohl die klimatischen Bedingungen für höchste Erträge geeignet wären (vgl. Abb. 6.1). Die weltweiten Getreideerträge sind zwischen 1950 und 1998 von gut 1,1 *t/ha* – einem bis heute weitgehend linearen Verlauf folgend – auf etwa 2,9 *t/ha* gesteigert worden, weshalb heute etwas mehr als 2 *Mrd. t* auf etwa 700 *Mio. ha* angebaut werden, wogegen 1950 noch gut 600 *Mio. ha* für 680 *Mio. t* benötigt wurden [Bor00] (vgl. z.B. auch weltweite Erträge in [FAS03]).

Mitteleuropa meist zwischen 6 und 12 t/ha angegeben. Andererseits ist bekannt, daß die Energiepflanze *Miscanthus* in Mitteleuropa mit bis zu 25 t/ha mehr als den doppelten Ertrag erbringen kann (s. z.B. [Dre00], [JK03] u. [BP01]). Deutlich höhere Erträge sind auch in anderen Gebieten zu erwarten, für die auch andere Energiepflanzen³ in Frage kommen. Die Grafik muß also eher als etwas konservativer Anhaltspunkt für das regionale Ertragspotential gesehen werden oder als Ertragserwartung von Hohertragspflanzen bei weniger guter Boden- und/oder Standortqualität.

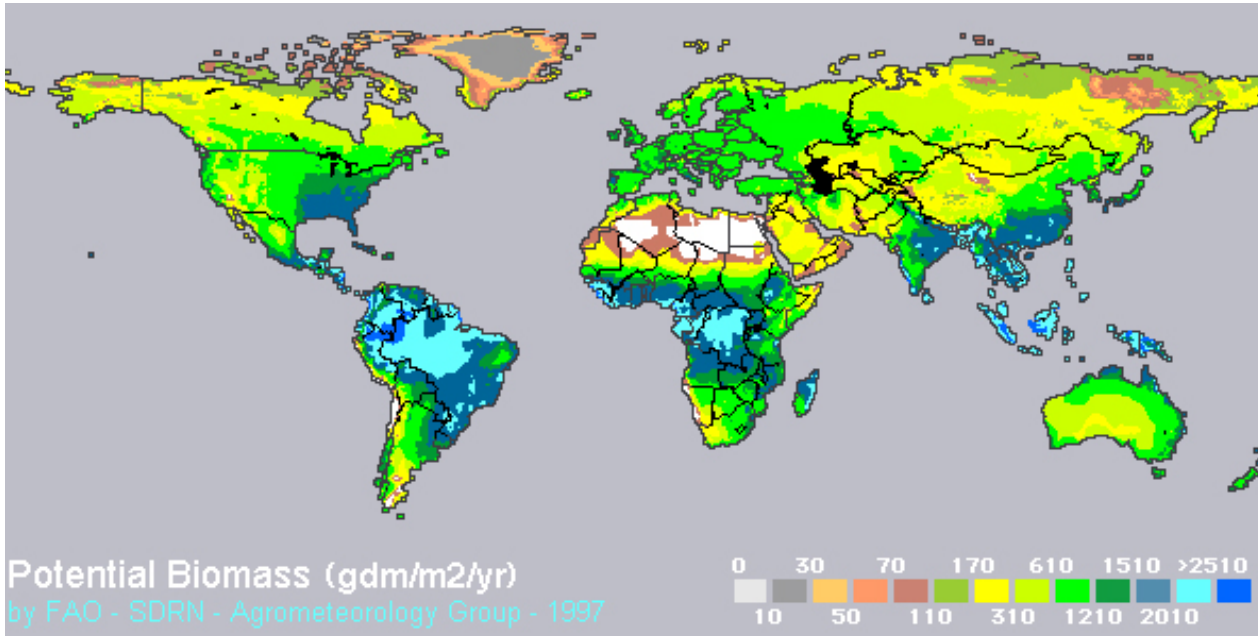


Abbildung 6.1: Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von Biomasse (Trockenmasse (TM) [$g_{TM}/(m^2 a)$]) unter Berücksichtigung der klimatischen Verhältnisse. Originalgrafik: FAO [GPT99]

Aufgrund der oben genannten Faktoren sowie vieler weiterer sozialer, ökologischer sowie ökonomischer Einflußgrößen ist die Schätzung des weltweiten Potentials nutzbarer Biomasse für die Energieversorgung ein sehr komplexes Problem. Das Potential unterliegt zudem in vielerlei Weise auch zeitlichen Entwicklungen. Daher ist es nicht verwunderlich, daß bisherige Studien zu einer Vielzahl unterschiedlicher Angaben über die zukünftige energetische Nutzung von Biomasse führten. In [Swi94] wurden z.B. verschiedene Literaturquellen gegenübergestellt, von denen vier

³ Beispielsweise liegen die durchschnittlichen Erträge von Zuckerrohr, das in den Tropen angebaut wird, bei etwa 65 t/ha [FAO04]. Das Rohr enthält etwa 29% Trockenmasse (TM). Die übrigen oberirdischen Pflanzenteile enthalten nochmal etwa zwei Drittel der Trockenmasse des Rohrs, sodaß auf jedes Kilogramm Zuckerrohr etwa 470 g_{TM} Trockenmasse entfallen (vgl. [Cor03]). Bezogen auf die weltweiten Durchschnittserträge ergeben sich gut 30 Tonnen Trockenmasse pro Hektar, und bei Zuckerrohrerträgen von 100 bis 120 t/ha , die in einigen Ländern erwirtschaftet werden, läge der Trockenmasseertrag bei etwa 50 t_{TM}/ha . Tatsächlich wurde von Trockenmasseerträgen bis 73 t_{TM}/ha berichtet [Duk83]. Sehr hohe Energieerträge können auch von Ölpalmen erwartet werden, deren theoretisches Potential zur Ölproduktion bei 17 $t_{öl}/ha$ liegt, wobei die durchschnittlichen Erträge heute wesentlich niedriger liegen und zukünftige Werte um 9 $t_{öl}$ eventuell eine realistische – wenn auch nicht konservative – Schätzung sind (vgl. [FM99] [Sch01]). Der Energieinhalt entspräche mit ca. 92 MWh_{Hu}/ha etwa dem von 18 t_{TM} Weidenholz oder *Miscanthus* (bzw. 17 t_{TM} Zuckerrohr). Allerdings fallen bei der Ölproduktion noch die Strünke von den Fruchtständen sowie Faserrückstände und Schalen von den Ölfrüchten an, deren Masse etwa 140% des Öls beträgt [AFK⁺01]. Pro Hektar werden zusätzlich etwa 10 t_{TM} Palmwedel abgeerntet [BHJ⁺04]. Am Ende der wirtschaftlichen Nutzung der Ölpalmen (ca. 25 a [Dep03] [FM99]) bieten sich auch die Stämme zur energetischen Nutzung an. Faßt man alle Trockenmasseerträge der Ölpalmen zusammen, so scheint bei Ölpalmen – in Malaysia – die jährliche Trockenmasseproduktion bei etwa 55 t_{TM}/ha zu liegen [MTC02] [Ber03].

Annahmen zum energetischen Biomasseeinsatz im Jahr 2020 machen. Die Werte liegen zwischen 14'200 und 32'600 *TWh*, und drei weitere Quellen setzen für den gleichen Zeitraum allein die kommerzielle energetische Nutzung von Biomasse mit Werten zwischen 4'100 und 15'900 *TWh* an. Mit **”A Review of Assessments on the Future Global Contribution of Biomass Energy”** wurde eine Auswertung von 17 verschiedenen Nutzungsszenarien⁴ vorgestellt, die teilweise bis zum Jahr 2100 reichen [BBB⁺01]⁵. Für das Jahr 2050 liegen demnach die Annahmen zur Biomassenutzung zwischen 5'200 und 125'000 *TWh*. Der letztgenannte Wert entspricht in etwa dem heutigen weltweiten Primärenergieverbrauch (vgl. Fußnote 23 auf Seite 57). Für das Jahr 2100 liegt die Untergrenze der Biomassenutzung in den ausgewerteten Szenarien bei 15'600 *TWh* [BBB⁺01]. Je nach Szenario tragen Rückstände aus der Land- und Forstwirtschaft bis zu 47'000 *TWh* bei.

Als mitentscheidende Größe für das nutzbare Potential wird auch die Erschließung von Flächen für die Aufforstung zur Produktion von Energieholz gesehen sowie die Geschwindigkeit, mit der diese Erschließung bewerkstelligt werden kann [BBB⁺01]. Dabei spielt auch die Ertragskraft der Flächen eine große Rolle. Die höchsten jährlichen Erträge für die erschließbaren Flächen – bei Ausschluß von Ackerflächen sowie bestehenden Wäldern – werden a.a.O. mit ca. 36 *t_{TM}/ha* angegeben und bei sukzessiver Erschließung von etwa 6,6 *Mrd. ha* bzw. 66 *Mio. km²* würden die niedrigsten Erträge auf den ungünstigsten Flächen bei etwa bei 4 *t_{TM}/ha* sowie die durchschnittlichen Erträge bei ca. 13 *t_{TM}/ha* liegen. Insgesamt beträgt das Biomassepotential auf diesen Flächen – etwa 46% der weltweiten Landfläche (vgl. Fußnote 23 auf Seite 57) – bei den angenommenen Erträgen etwa 450'000 *TWh* wobei auf die schlechtere Hälfte der Flächen nur etwas mehr als ein Fünftel des Gesamtpotentials entfällt [BBB⁺01]. Damit läge allein das Potential auf eigens aufgeforsteten Flächen etwa beim Vierfachen des heutigen weltweiten Primärenergieeinsatzes. Etwas niedrigere Biomassepotentiale zur energetischen Nutzung werden mit etwa 206'000 *TWh* in [Dre00] angegeben, wobei hier wiederum etwas andere Annahmen bei der Auswahl der erschließbaren Flächen zugrunde liegen⁶. Das Potential besteht mit etwa 193'000 *TWh* zum größten Teil aus eigens angebauten Energiepflanzen (primäre Biomasse) und nur zu einem deutlich kleineren Anteil von etwa 12'000 *TWh* aus sekundärer Biomasse – Reststoffe der Land- und Forstwirtschaft sowie der Lebensmittelindustrie und Energie aus menschlichen und tierischen Exkrementen [Dre01]. Diese Daten wurden für alle Länder weltweit einzeln aggregiert⁷.

Für die EU15 ergibt sich das gesamte Biomassepotential nach Dreier zu 1914 *TWh* [Dre01]. Es setzt sich zu 844 *TWh* aus primärer und zu 1070 *TWh* aus sekundärer Biomasse zusammen. Ein Vergleich mit den Zielwerten des **European Renewable Energy Council** für 2020, das bis dahin

⁴ Die Szenarien weisen die Biomassenutzung alle in relativ grober räumlicher Aggregation aus. Die feinste Untergliederung liegt bei 22 und die gröbste bei nur 6 Regionen weltweit.

⁵ Eine geringfügig ältere Auswertung verschiedener Szenarien weist für 2025 sieben Szenarien mit weltweiter Biomassenutzung zwischen 16'000 und 40'000 *TWh* aus, für 2050 sind sechs Quellen mit Angaben zwischen 26'000 und 61'000 *TWh* angegeben und für das Jahr 2100 zwei Quellen mit 37'000 bis 89'000 *TWh* [HS98]

⁶ Als Eignungsstandorte wurden in der EU auch etwa 15% der heutigen Ackerfläche für die Biomasseproduktion vorgesehen sowie in den USA etwa 40% der landwirtschaftlich genutzten Fläche, allerdings fast ausschließlich heutiges Dauergrünland [Dre01]. Sonst wurden weltweit nur Flächen vorgesehen, die heute keine Nutzung durch den Menschen erfahren und verschiedensten Kriterien der Nachhaltigkeit genügen, sowie ethischen und technologischen Anforderungen [Dre00]. Die Flächenenerträge scheinen zumindest in den Tropen konservativ angesetzt zu sein, so werden beispielsweise für Zuckerrohr in Brasilien nur etwa 17 *t_{TM}* angesetzt (vgl. Fußnote 3 auf der vorherigen Seite).

⁷ Die Länderdaten wurden von Thomas Dreier für die Erstellung der ”Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung” zur Verfügung gestellt und konnten so die Grundlage zur Berücksichtigung der Biomasse bilden [Dre01].

ein energetisch genutztes Biomassepotential von etwa 2400 *TWh* vorsieht, oder mit den Zielwerten des **EU-Weißbuchs Erneuerbare Energien**, das für 2010 etwa 1600 *TWh* vorsieht, läßt diese Potentialannahmen konservativ erscheinen [ERE04]⁸. Für Deutschland ergibt sich nach den Angaben von Dreier das primäre ebenso wie das sekundäre Biomassepotential jeweils zu etwa 180 *TWh*. Auch dieses Potential ist im Vergleich zu anderen Quellen eher konservativ. In [BMU04] wird beispielsweise das sekundäre Biomassepotential Deutschlands mit etwa 190 *TWh* sowie das primäre Biomassepotential, das auf 4,4 *Mio. ha* Acker und Wiesen gewonnen werden könnte⁹, mit maximal 330 *TWh* angesetzt. Insgesamt beläuft sich das Biomassepotential nach diesen Angaben auf knapp 530 *TWh* oder knapp 13% des heutigen Primärenergieeinsatzes in Deutschland. Diesen Werten entsprechen auch grob die Obergrenzen in [Str95]. Es gibt aber eine große Bandbreite von Abschätzungen, darunter sind auch niedrigere Biomassepotentiale zu finden. In [Kal01] wird das Biomassepotential in Deutschland mit 256 *TWh* angegeben und das weltweite Potential sehr niedrig bei etwa 29'000 *TWh*. Nach [Hei95] liegt das sekundäre Biomassepotential in Deutschland nur bei etwa 90 *TWh*, das primäre (auf 10% der Anbauflächen) bei ca. 60 *TWh*, insgesamt also bei nur 150 *TWh*. Ein einheitliches Bild von den nutzbaren Potentialen ist also kaum zu gewinnen, da sie von zahlreichen Faktoren bestimmt werden, die vielfach nicht durch unveränderliche Kriterien festzulegen sind.

6.2 Kosten von Biomasse

Biomasse kann in flüssiger Form, z. B. als Pflanzenöl, gasförmig als Bio- oder Pyrolysegas oder in verschiedenster fester Form sowie als Reststoffe oder eigens produzierte Energiepflanze vorliegen. Die Kosten der Biomasse sind dabei sehr unterschiedlich. Am günstigsten sind in der Regel Reststoffe und Abfälle, die häufig kostenlos erhältlich sind, oder deren Entsorgung sogar vergütet wird, was insbesondere für verunreinigte Reststoffe gilt (s. z.B. [Hof02a] o. [Bau99]). Kontaminierte Reststoffe können in der Nutzung problematisch sein, da sie ohne geeignete Technik bei der Verbrennung Schadstoffe freisetzen können, deshalb müßten sie relativ detailliert untersucht werden, um den Mehraufwand bei der Nutzungstechnik berücksichtigen zu können. Auch die verschiedensten nicht kontaminierten Reststoffe erfordern unterschiedliche Nutzungstechniken wie beispielsweise die Verbrennung von Großballen und Hackschnitzeln oder die Vergärung von tierischen Exkrementen vor der Nutzung des daraus anfallenden Biogases. Auf die einzelnen Techniken soll hier nicht detailliert eingegangen werden statt dessen soll die Biomasse etwas pauschalisiert anhand einiger beispielhafter Überlegungen behandelt werden. Die Kosten nicht kontaminierter Reststoffe können in günstigen Fällen unter 0,3 €ct / *kWh* liegen, aber auch bis zu einigen Cent

⁸ Um 1997 trug die Nutzung der Biomasse nach [Sch97] mit ca. 5% zur Primärenergieversorgung der europäischen Gemeinschaft bei, und bis zum Jahr 2010 wird hier ein Anstieg auf 10% für möglich gehalten. In [ERE04] wird die Biomassenutzung der EU15 2000 etwa mit 660 *TWh* oder knapp 4% des gesamten Energieeinsatzes angegeben. Nach [Hei95] beläuft sich der Energieinhalt verfügbarer Biomasse in Gesamteuropa (Atlantik bis Ural) bei energetischer Nutzung von 20% des Zuwachses in den Wäldern, Bereitstellung von 10% der landwirtschaftlichen Anbauflächen und weitestgehender Nutzung aller brennbaren Abfälle auf 10% des heutigen Verbrauchs.

⁹ 4,4 *Mio. ha* entsprechen etwa 23% der Landwirtschaftsfläche Deutschlands. Damit sind in [BMU04] größere Flächen für Energiepflanzungen angesetzt sind als in [Dre01] (vgl. Fußnote 6).

reichen¹⁰. Wenn die Kosten der Reststoffe die Kosten von eigens angebauten Energiepflanzen übersteigen und der Kostenunterschied nicht durch andere Effekte – beispielsweise niedrigere Kraftwerkskosten oder höhere Wirkungsgrade bei Verwendung einer teureren Form biogener Reststoffe – wettgemacht wird, ist es wirtschaftlich sinnvoll, auf die Energiepflanzen auszuweichen, solange die Flächen für deren Anbau zur Verfügung stehen. In [UCE01] wird davon ausgegangen, daß in großen Teilen der Welt Biomasse zu Kosten von etwa 0,6 bis 0,8 €ct / kWh produziert werden kann¹¹. In Mittel- und Nordeuropa scheinen die Kosten von Energiepflanzen teilweise eher etwas höher zu liegen. So wird in [HS98] über schwedische Brennholzkosten von etwa 1,2 €ct / kWh berichtet. In [Dre00] werden für die Energiepflanzen Prärie gras, Miscanthus, Pappel und Weide in Deutschland etwa 1,2 bis 1,5 €ct / kWh angegeben¹². Gasförmige und flüssige Energieträger aus Biomasse sind in der Regel wesentlich teurer als holzige Biomasse und sind daher wohl meist besser für den Einsatz im Verkehrsbereich geeignet¹³.

6.3 Biomassekraftwerke

Je nach Art der jeweiligen Biomasse wird die – zu ihrer Nutzung benötigte – Kraftwerkstechnik unterschiedlich ausfallen. Die Darstellung der verschiedenen Kraftwerksoptionen mit ihren jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Daher soll dies hier nur grob anhand exemplarischer Beispiele erfolgen. In Tabelle 6.1 ist eine Übersicht verschiedener Biomassekraftwerke mit Investitionskosten sowie vielfach mit Wirkungsgraden und einigen weiteren Spezifika zusammengestellt.

¹⁰ Für die Kosten von Landschaftspflegematerial werden in [BK00] ca. 0,3 bis 0,8 €ct / kWh angegeben. Für Waldrestholz finden sich in [BK00] Kosten zwischen 1 bis 2,7 €ct / kWh, in [Fel95] werden sie mit ca. 1 €ct / kWh angegeben, und eine Auswertung verschiedener Quellen weist die Kosten mit 1 bis 5 €ct / kWh aus [Hof02a]. Für Rinde werden hier – ebenfalls frei Abnehmer – Kosten zwischen ca. 0,4 bis 0,7 €ct / kWh ausgewiesen. Die Angaben von [Sch98] liegen mit ca. 0,3 €ct / kWh für Rinde noch etwas niedriger. Kosten für Getreidestroh liegen etwa bei 1,2 €ct / kWh [Fel95] (1,6 €ct / kWh [Sch98]). Biogas, das üblicherweise auch aus Reststoffen (der Tierhaltung) produziert wird, ist mit ca. 2,4 bis 4,3 €ct / kWh ([Fel95]) etwas teurer, als die zuvor genannten Reststoffe. Wenn man auch Reststoffe, die in anderen Teilen der Welt – also beispielsweise nicht in Mitteleuropa – anfallen, berücksichtigt, dann kann wohl teilweise auch bei Biomasse, die in großen Mengen anfällt, von sehr niedrigen Kosten ausgegangen werden. Solche Reststoffe sind beispielsweise bei Ölpalmen zu erwarten, bei denen die Strünke der Fruchtstände, Schalen u.a. am Ort der Ölmühlen anfallen (vgl. a. Fußnote 3 auf Seite 80). Für Reststoffe in den USA, die in Biomassekraftwerken eingesetzt werden können, aber nur in relativ geringem Umfang zur Verfügung stünden, sind in [BK98] Kosten von unter 0,2 €ct / kWh angegeben.

¹¹ Beispielsweise werden die Kosten für Produktion und lokalen Transport von Eukalyptus in Nikaragua mit etwa 0,7 €ct / kWh angenommen [UCE01] (s.a. [BF01]). Für Zuckerrohr, das in Brasilien angebaut wird, werden die Kosten in [Dre00] mit 0,5 €ct / kWh angesetzt, wobei die Nutzung der übrigen Pflanzenteile noch nicht berücksichtigt scheint (vgl. Fußnote 3 auf Seite 80). Selbst in Finnland lagen die Kosten für Holzhackschnitzel 1999 unter 0,9 €ct / kWh mit fallender Tendenz [IEA03], und für die USA werden die Kosten von Holzhackschnitzel in [BK98] mit etwa 0,6 €ct / kWh angesetzt, wobei weitere Kostensenkungen bis auf etwa 0,3 €ct / kWh erhofft werden. Dagegen werden in [DG97] die Brennstoffkosten für Biomassekraftwerke in den USA von 1997 bis 2030 konstant mit gut 0,8 €ct / kWh angesetzt.

¹² In [BK00] werden die Kosten von Pappel und Chinaschilf dagegen fast doppelt so hoch eingeschätzt. [Bau99] weist dagegen Brennholzkosten zwischen 0,8 und 1,6 €ct / kWh aus.

¹³ Zu Kosten von Biogas vgl. Fußnote 10. Einige flüssige Energieträger, die aus Biomasse gewonnen werden können, sind in Kapitel 10.2 in Tabelle 10.2 auf Seite 144 angegeben. Die internationalen Preise von Pflanzenölen liegen (frei Hafen) etwa im Bereich von knapp 4 €ct / kWh (Palmöl) und etwa 6 €ct / kWh (Rapsöl) und damit deutlich höher als die Kosten holziger Biomasse (Ölpreise vgl. a. [Lin03], [TG04] und [Sch01]). Davon abgeleitete Produkte – wie Raps-Methyl-Ester – müssen aufgrund der zusätzlichen Verfahrensschritte noch teurer sein.

Die leistungsspezifischen Kosten der Kraftwerke fallen im Allgemeinen stark mit zunehmender Kraftwerksleistung, wobei die Wirkungsgrade gleichzeitig deutlich ansteigen (vgl. z.B. Kraftwerke nach [HS00] in Tab. 6.1). Von Biomassekraftwerken mit Leistungen unter 1 MW_{el} werden häufig noch nicht einmal elektrische Wirkungsgrade über 10% erreicht¹⁴. Die Wirkungsgrade sind auch stark vom Kraftwerkstyp abhängig¹⁵. Bei Dampfkraftwerken mit direkter Biomasseverbrennung muß in der Regel mit wesentlich niedrigeren Wirkungsgraden gerechnet werden als bei Kraftwerken mit Biomassevergasung und anschließendem GuD-Prozeß (vgl. BDV-D- u. BV-GuD-Kraftwerke in Tab. 6.1). Die höchsten Wirkungsgrade und niedrigsten Investitionskosten werden von großen GuD-Kraftwerken erwartet, die mit Gas aus einem vorgeschalteten Biomassevergaser betrieben werden¹⁶. Dabei können die Wirkungsgrade im Multimegawattbereich deutlich über 40% liegen, wobei für Kraftwerk inklusive Vergaser teils mit Investitionskosten unter $1300 \text{ €} / \text{kW}_{el}$ gerechnet wird¹⁷. Dabei fallen gegebenenfalls für eine Wärmeauskopplung gegenüber Kraftwerken, die nur zur Stromerzeugung einsetzbar sind, nur geringe Mehrkosten an (vgl. Kraftwerke nach [Ren00] und Anmerkungen in Tab. 6.1). Durch diese Maßnahme kann aber der Gesamtnutzungsgrad der Bioenergie wesentlich gesteigert werden. Bei großen Kraftwerken mit hohen elektrischen Wirkungsgraden fällt die Nutzwärmemenge, die ausgekoppelt werden kann, zwangsläufig kleiner aus als bei kleinen Kraftwerken mit niedrigen elektrischen Wirkungsgraden¹⁸. Zwar fallen die Investitionskosten der großen Kraftwerke in der Regel niedriger aus als die von kleineren Kraftwerken, aber teilweise werden auch bei kleineren Kraftwerken relativ niedrige Investitionskosten erreicht (s. z.B. Kraftwerke nach [Hof02a] und Anmerkungen in Tab. 6.1).

¹⁴ In [BJH⁺97] sind 15 Biomasse-Heizkraftwerke mit Leistungen im Bereich von $0,4 \pm 0,3 \text{ MW}_{el}$ aufgeführt, von denen nur 4 die 10%-Marke überschreiten. Darunter sind die beiden größten Dampfturbinenkraftwerke mit 0,6 und 0,7 MW_{el} , die Wirkungsgrade von 11 und 13% aufweisen, sowie zwei kleine Kraftwerke, zu denen ein Stirlingmotor mit 0,1 MW_{el} und 21% Wirkungsgrad gehört und ein Kraftwerk mit Holzvergasung und Verbrennungsmotor, das bei einer Leistung von 0,2 MW_{el} einen elektrischen Wirkungsgrad von 20% erreicht.

¹⁵ Vergleiche auch Fußnote 14 und Kapitel 12.

¹⁶ Siehe auch Kapitel 12.

¹⁷ Oft wird angeführt, daß der Wirkungsgrad der Biomassenutzung bei Berücksichtigung des vorgelagerten Transportaufwands stark von der Entfernung abhänge und sich daher große Kraftwerke energetisch nicht rentierten. Diese Behauptung scheint aber selbst beim relativ energieintensiven Transport mittels Lastwagen bis zu sehr großen Kraftwerksleistungen und den damit auch relativ großen Einzugsbereichen und Transportentfernungen kaum haltbar zu sein. So liegt nach [Dre00] der Primärenergieaufwand für den Biomasse-Transport selbst bei einer Feuerungsleistung von 120 MW je nach jeweiliger Biomasse bei nur etwa 0,4 bis maximal 1,1% des Energieinhalts der Biomasse und steigt nur proportional zur Quadratwurzel der Feuerungsleistung. Damit beeinflusst der Transportaufwand den Gesamtwirkungsgrad bis zu sehr großen Kraftwerksleistungen nur unwesentlich.

¹⁸ Der Zusammenhang zwischen steigendem elektrischen Wirkungsgrad und fallendem Verhältnis von Nutzwärmeleistung zu elektrischer Leistung deutet sich auch anhand eines Vergleichs der Angaben zu den Kraftwerken nach [BOC96] und [Ren00] in Tabelle 6.1 an. Für die kleinen Biomasse-Heizkraftwerke, die in Fußnote 14 erwähnt sind, ist der Gesamtnutzungsgrad mit etwa 85% für fast alle Kraftwerke weitgehend identisch und somit fast unabhängig vom elektrischen Wirkungsgrad. Auch bei den großen Biomasse-GuD-Kraftwerken nach [Ren00] wird bei Wärmeauskopplung etwa der gleiche Gesamtnutzungsgrad erreicht.

Tabelle 6.1: Kosten, Kostenschätzungen und Wirkungsgrade von Biomassekraftwerken

KW-Typ ⁺	BDV-D [♣]	BV-GuD [◇]	BV-GuD	BV-GuD	BV-GuD	BDV-D	BDV-D	BV-GuD*
BS [⊙]	versch.♣		Holz u.a.	Holz u.a.	Holz u.a.	Holz	Holz	Holz
EL [⊙] [MW _{el}]	5 – 9	10 – > 140	75	100	110	60	100	56
NWL [⊙] [MW _{th}]	13 – 25							
η _{el} [%]		> 40	36	37	45	27.7	27.7	32.4
η _{ges.} [%]								
IK [⊙] [€ / kW _{el}]	2500 – 1055♣	1770 – 1050 [◇]	1700	1480	1000	1570	1360	860
WK [∘]		0,815 $\frac{€}{US\$}$	0,899 $\frac{€}{US\$}$	0,899 $\frac{€}{US\$}$	0,899 $\frac{€}{US\$}$	0,899 $\frac{€}{US\$}$	0,899 $\frac{€}{US\$}$	0,832 $\frac{€}{US\$}$
BJ [⊙]	92 – 94		2000	2005	2030	2000	2005	
Quelle	[BOC96]	[BOC96]	[DG97]	[DG97]	[DG97]	[DG97]	[DG97]	[BK98]

KW-Typ ⁺	BDV-D	BDV-D [§]	BV-GuD [♡]	BV-GuD [♠]	versch. [#]	BDV-D	BDV-D	BDV-D
BS [⊙]	versch. [%]	Holz	Holz u.a.	Holz u.a.	#	WRH [⊙]	WRH [⊙]	AH [⊙]
EL [⊙] [MW _{el}]	11.5	5 – 50	63,7	55.8	0.5 – 11.5	1	5	20
NWL [⊙] [MW _{th}]			63	65.9				
η _{el} [%]	31.8 brutto	24 – > 32 [@]	43.3	38		20	20	30
η _{ges.} [%]			86.2	82.8				
IK [⊙] [€ / kW _{el}]	2680	1800 – 1200	1230	1250	1714 – 8522	4000	3300	2500
WK [∘]	0,511 $\frac{€}{DM}$		0,116 $\frac{€}{SEK}$	0,116 $\frac{€}{SEK}$				
BJ [⊙]		94 – 97						
Quelle	[Gie99]	[HS00]	[Ren00]	[Ren00]	[Hof02a]	[Hof02a]	[Hof02a]	[Hof02a]

⁺ Kraftwerkstypen: Biomasse-Vergaser Gas- und Dampfkraftwerk (BV-GuD); Biomasse-Direkt-Verbrennung Dampfkraftwerk (BDV-D).

[⊙] Elektrische Leistung (EL), Nutz-Wärme-Leistung (NWL), Investitionskosten (IK), Brennstoff (BS), Wechselkurs (WK), Bezugsjahr (BJ).

* BV-GuD an ausgebautem Kraftwerksstandort mit (brutto) 38 MW aus Gasturbine und 24.9 MW aus Hoch u. Niederdruck-Dampfturbine (davon Vergaserkosten 220 € / kW_{el})

[#] 6 verschiedene Kraftwerke und Heizkraftwerke für Holz, Altholz, Hackgut und Rinde aus verschiedenen Literaturquellen; keine klare Leistungsabhängigkeit der Kosten erkennbar, da höchste IK[⊙] bei einem Heizkraftwerk (HKW) mit 1,2 MW_{el} und niedrigste bei einem HKW mit 0,7 MW_{el} ausgewiesen sind.

[∘] Wechselkurs (WK) bezogen auf die Währung im Quelltext zum angegebenen Zeitpunkt oder zum Veröffentlichungsdatum.

[§] 10 finnische BDV-D-Kraftwerke gebaut zwischen 1994 und 1997; Kosten mit steigender Leistung weitgehend kontinuierlich fallend.

[@] Angabe typischer Wirkungsgrade von Dampfkraftwerken mit Leistungen zwischen 5 und 50 MW, weitgehend kontinuierlich mit der Kraftwerksleistung steigend, bei niedrigeren Leistungen werden weiter fallende Wirkungsgrade angegeben, z.B. bei 1 MW gut 19% (Wirkungsgrade kleiner Biomasse-Heizkraftwerke vgl. z.B. a. [BJH⁺97]).

[%] Verschiedenste biogene Brennstoffe wie Durchforstungsholz, Spätschnittgras, unbelastete Resthölzer u.a.

[♣] 6 finnische BDV-D-Kraftwerke gebaut zwischen 1992 und 1994; Verhältnis von Nutzwärme zu elektrischer Leistung 2,6 bis 3; Brennstoff Holz oder Torf; Durchschnittskosten 1480 € / kW_{el}.

[◇] Auswertung von 14 Studien mit Kostenabschätzungen für BV-GuD-Kraftwerke und daraus abgeleitete Annahmen; Kraftwerkskosten bei 60 MW_{el} ca. 1240 € / kW_{el}.

[♡] BV-GuD-Heizkraftwerk mit fester Wärmeauskopplung, Kraftwerksdetails nach [Wal04], Kostenangaben gelten für ausgereifte Technik (nicht für den Prototypen). Das gleiche Kraftwerk wäre ohne Möglichkeit zur Wärmenutzung mit 1180 € / kW_{el} nur unwesentlich billiger und hätte dann bei einer etwas höheren Leistung von 64,1 MW_{el} nur einen geringfügig höheren Wirkungsgrad von η_{el} = 46,2% [Wal04].

[♠] BV-GuD-Heizkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine für Prozeßwärme, Kraftwerksdetails nach [Wal04], Kostenangaben gelten für ausgereifte Technik (nicht für den Prototypen). S. a. [♡].

[⊙] Waldrestholz (WRH), Altholz (AH).

Auch Kraftwerke, die mit eher problematischen Brennstoffen betrieben werden, müssen nicht zwangsläufig teuer sein. Als ein Beispiel kann ein für Mitteleuropa – wegen der dort unüblichen Reisspelzen als Reststoff – untypisches Kraftwerk herangezogen werden [DKKV99]. Gerade weil der Brennstoff aber etwas problematisch¹⁹ für den Einsatz in einem Kraftwerk ist, kann dieses Kraftwerk mit Leistungen von $2,4 \text{ MW}_{el}$ und $2,6 \text{ MW}_{th}$ bei Investitionskosten von etwa $1500 \text{ €} / \text{kW}_{el}$ die Möglichkeiten auch für problematischere Brennstoffe illustrieren, wenn die Technik auf den Brennstoff abgestimmt wird. Andererseits gibt es eine ganze Reihe von Kraftwerken, die weit höhere Investitionskosten aufweisen, ohne daß das einfach den Spezifika des eingesetzten Brennstoffes zugeordnet werden könnte.

Insbesondere im Submegawattbereich liegen die Investitionskosten oft sehr hoch, wogegen die Abweichungen zu hohen Investitionskosten bei großen Kraftwerken in aller Regel weniger groß ausfallen²⁰. Jedenfalls sind die Zusammenhänge zwischen Kraftwerksleistung, Wirkungsgrad, Brennstoff, Standort, Umweltstandards sowie anderen Faktoren und den Kraftwerkskosten sehr komplex. Zudem scheinen die Kosten mit der Zeit auch deutlich zu sinken²¹. Deshalb ist es sehr schwierig, einheitliche allgemeingültige Regeln für Kosten und auch für Wirkungsgrade von Biomassekraftwerken zu treffen, und verallgemeinerte Annahmen können deshalb nur mehr oder weniger plausibel sowie mehr oder weniger konservativ getroffen werden.

6.4 Berücksichtigung der Biomassenutzung in den Szenarien

Dem Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung kann in einem Stromversorgungssystem, das von Erzeugung aus anderen regenerativen Quellen mit fluktuierendem Dargebot – Windenergie, Solarenergie ... – geprägt ist, eine wichtige Bedeutung als Backup zukommen. Die Lagerfähigkeit der Biomasse macht ihren gezielten Einsatz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung möglich. Gerade in zukünftigen Energieversorgungssystemen mit evtl. großen Anteilen fluktuierender Erzeugung – wie sie in den Szenarien untersucht werden, kann dies eine wesentliche Funktion sein.

¹⁹ Problematisch sind Reisspelzen zum einen wegen des hohen Anteils an Aschen mit niedriger Schmelztemperatur, die beispielsweise zur Zerstörung der Dampferzeuger führen können. Zum anderen haben die Spelzen einen relativ hohen Wassergehalt, der vor der Verbrennung abgepreßt werden muß.

²⁰ Bei den 19 Kraftwerken im Submegawattbereich, die in [BJH⁺97] aufgeführt sind, liegen die Investitionskosten in keinem Fall unter $2000 \text{ €} / \text{kW}_{el}$, einem Wert, der beispielsweise von zwei Stirlingmotoren mit 36 und 100 kW_{el} annähernd erreicht wird, die gleichzeitig für ihre Leistung mit 21% auch sehr hohe Wirkungsgrade aufweisen. 13 der anderen Kraftwerke weisen mehr als die doppelten Investitionskosten auf. Bei den 11 Kraftwerken mit Leistungen von mehr als $1,5 \text{ MW}_{el}$, die ebenfalls in [BJH⁺97] aufgeführt sind, liegen die Investitionskosten drei mal unter $1300 \text{ €} / \text{kW}_{el}$, weitere zwei mal unter $1700 \text{ €} / \text{kW}_{el}$, weitere fünf mal unter $2300 \text{ €} / \text{kW}_{el}$ und nur bei zwei Kraftwerken darüber, mit maximal knapp $2800 \text{ €} / \text{kW}_{el}$. Der leistungsgewichtete Mittelwert der Investitionskosten dieser Kraftwerke liegt bei knapp $1700 \text{ €} / \text{kW}_{el}$ für eine mittlere Kraftwerksleistung von $38,7 \text{ MW}_{el}$. Das kleinste dieser Kraftwerke hat bei einer Leistung von $1,7 \text{ MW}_{el}$ einen elektrischen Wirkungsgrad von 24% und kostet knapp $1500 \text{ €} / \text{kW}_{el}$, das effizienteste hat bei einer Leistung von 43 MW_{el} einen elektrischen Wirkungsgrad von 42% und kostet gut $1700 \text{ €} / \text{kW}_{el}$.

²¹ Zwischen einer ersten Designstudie im Jahr 1980 und der tatsächlichen Ausführung eines Finnischen Dampf-Heizkraftwerks im Jahr 1990 haben sich nach [HS00] beispielsweise die Investitionskosten etwa um 66% grob auf ein Drittel reduziert.

6.4.1 Biomassepotential zur Stromerzeugung im Szenariogebiet

Die Stromproduktion aus Biomasse, die zur energetischen Nutzung verfügbar ist, konkurriert mit anderen Anwendungen im Verkehrsbereich oder bei der reinen Wärmeversorgung. Daher kann nur ein Teil der verfügbaren Biomasse für diesen Einsatz zur Verfügung gestellt werden. Zur Festlegung des gesamten energetisch nutzbaren Biomassepotentials konnte als Datengrundlage auf die weltweit für jedes Land aggregierten primären und sekundären Biomassepotentiale nach [Dre01] bzw. [Dre00] zurückgegriffen werden (s.a. Fußnoten 6 u. 7 auf Seite 81). Für die Erfassung der Potentiale wurden dabei die 67 Länder im Szenariogebiet nicht einzeln betrachtet sondern jeweils nach Aggregation zu den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Für das Potential zur Stromproduktion innerhalb der Szenarien wurde weiterhin angenommen, daß dafür regional maximal die Hälfte der verfügbaren Biomasse eingesetzt werden kann. Obwohl die Biomassepotentiale nach [Dre00] – wie oben gezeigt – wohl weder sehr optimistisch noch sehr pessimistisch angenommen sind, wurden – im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – die gegebenen Potentiale auf das Dreifache des sekundären Biomassepotentials begrenzt, sodaß nach deren Halbierung maximal 150% des sekundären Biomassepotentials zur Stromversorgung verfügbar sind²². Dieses zugelassene Potential sowie das Gesamtpotential aus sekundärem und des primärem Biomassepotential der Regionen des Szenariogebiets sind zusammen mit dem Stromerzeugungspotential bei einem unterstellten elektrischen Kraftwerkswirkungsgrad von 30% in Tabelle 6.2 aufgeführt. Die Beschränkungen machen sich in Regionen mit großen primären Biomassepotentialen deutlich bemerkbar. Dies trifft ganz besonders auf die Region 9 (Nordrußland mit Westsibirien) sowie die Regionen 10 und 11 und die meisten südlichen Regionen des Szenariogebiets zu und bedeutet, daß insgesamt nur 13% des Biomassepotentials (nach [Dre00]) im Szenariogebiet zur Stromversorgung beansprucht werden können. Damit sind die Vorgaben zumindest bezogen auf das Gesamtgebiet sehr konservativ gewählt.

6.4.2 Biomasseverstromung: Weitere Annahmen zur Berücksichtigung in den Szenarien

Bei der Biomasseverstromung kann optional auch Nutzwärme produziert werden, wenn die Stromproduktion mit dem Wärmebedarf zusammenfällt. Die Entscheidung über den Kraftwerksbau sowie die zeitliche Fahrweise der Biomassekraftwerke unterliegt dabei der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung²³. Dabei wird die nutzbare Wärme relativ konservativ mit $1,25 \text{ €ct} / \text{kWh}_{th}$ vergütet. Falls die Wärme, die das Kraftwerk produziert, also genutzt werden kann, verringern sich die variablen Kosten der Biomasseverstromung, was die Optimierung veranlaßt, möglichst große Wärmeerlöse zu erzielen, solange diese nicht von anderen Opportunitätskosten übertroffen werden, die die jeweilige Entscheidung mit sich bringt. Der Wärmebedarf ist wiederum – gemäß der Beschreibung in Kapitel 18.3 ab Seite 367 – für jede Region als eine Zeitreihe definiert, wovon einige als 30–Tage–Mittelwerte in Abbildung 6.2 dargestellt sind. Von diesem Wärmebedarf müssen die

²² Wenn in einer Region das primäre Potential kleiner als das Doppelte des sekundären Potentials ist, dann wurde das Potential auf die Hälfte der beiden Potentiale begrenzt und sonst auf 150% des sekundären Biomassepotentials.

²³ Die mathematische Behandlung der Biomasseverstromung in der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung und einige Details sind in Kapitel 20.1.10 ab Seite 404 behandelt.

Tabelle 6.2: Biomassepotentiale: **Gesamtpotential** als Summe von **primärem** und **sekundärem** Potential, sowie in den Szenarien zur elektrischen Erzeugung **zugelassenes** Potential und die daraus bei einem Kraftwerkswirkungsgrad von $\eta_{KW} = 30\%$ **mögliche Erzeugung** elektrischer Energie.

Größe	Gesamt-Potential	primäres Potential (angebaut)	sekundäres Potential (Reststoffe u.a.)	Zugelassenes Potential für el. Erzeugung	Mögliche el. Erzeugung aus Biomasse bei $\eta_{KW} = 30\%$
Einheit	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{el}]
Region					
1	175	56	119	88	26
2	610	352	258	305	92
3	602	225	377	301	90
4	1132	836	296	444	133
5	476	199	277	238	71
6	418	208	210	209	63
7	262	144	118	131	39
8	239	129	110	120	36
9	2751	2567	184	276	83
10	2740	2633	107	161	48
11	5315	5217	97	146	44
12	240	229	11	17	5
13	398	335	63	95	29
14	90	75	15	22	7
15	72	23	49	36	11
16	1298	1258	40	59	18
17	1093	1050	43	64	19
18	3061	2902	160	107	32
19	0.31	0.17	0.14	0.15	0.05
Summe	20973	18438	2534	2818	845

Biomassekraftwerke über den Tag mindestens die Hälfte decken. Die Deckung des restlichen Bedarfs ist optional. Der angenommene mittlere Wirkungsgrad der Biomassekraftwerke beträgt 30%. Er befindet sich also weder am oberen Ende der in Kapitel 6.3 aufgeführten Biomassekraftwerke, noch im unteren Bereich. Dabei ist auch ein Kraftwerksmix vorstellbar, der aus größeren Kraftwerken mit höheren Wirkungsgraden und kleineren mit niedrigeren Wirkungsgraden besteht.

Die potentielle Nutzwärmeerzeugung ist mit dem Doppelten der Stromerzeugung angesetzt, womit der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad bei 90% liegt. Auch diesen Wert kann man sich als Mix aus allen Biomassekraftwerken – kleinen wie großen – vorstellen. Die Verfügbarkeit der Kraftwerke ist mit 94% angesetzt, womit eventuelle Wartungsarbeiten, die gezielt zu Schwachlastzeiten ausgeführt werden, noch nicht zwingend erfasst sind. Diese könnten in einem Optimierungsprozeß bestimmt werden, der der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung nachgelagert ist.

Die Investitionskosten sind mit 2000 €/kW_{el} ebenfalls im mittleren Bereich der – in Kapitel 6.3

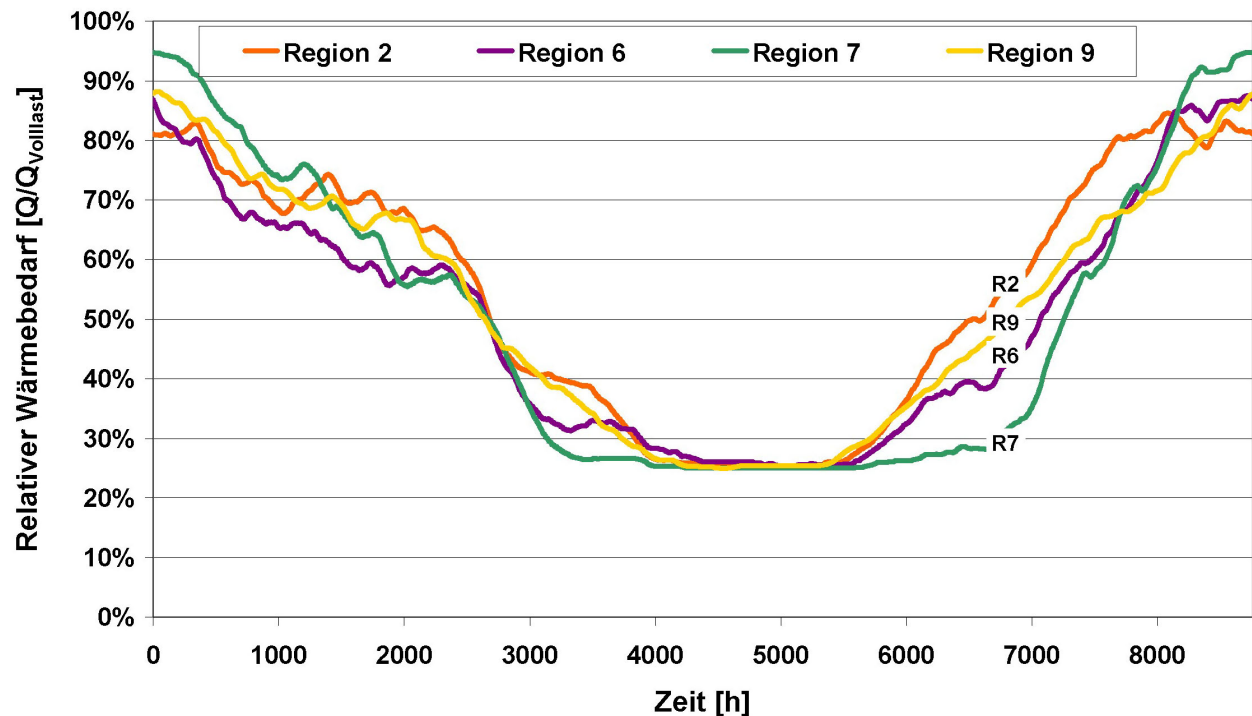


Abbildung 6.2: 30-Tage-Mittelwerte des in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Wärmebedarfs, der optional aus Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden kann, angegeben für einige ausgesuchte Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1). Quellen der verwendeten Daten der Umgebungstemperatur: [EZM]

– aufgeführten Kraftwerks-Investitionskosten angesiedelt. Dieser Wert liegt unter den üblichen Kosten für kleine Biomassekraftwerke und andererseits wesentlich höher als die Kosten für große Kraftwerke mit Biomassevergasung und anschließendem GuD-Prozeß (vgl. BDV-D- u. BV-GuD-Kraftwerke in Tab. 6.1). Die Kosten für Betrieb (ohne Brennstoff), Wartung und Instandhaltung der Kraftwerke sind über die – mit 20 Jahren angesetzte – Lebensdauer der Kraftwerke pauschal mit jährlich 3,5% der Anfangsinvestition angesetzt und liegen grob im mittleren Bereich zwischen den entsprechenden Kosten großer und kleiner Kraftwerke (vgl. z.B. [BJH⁺97] u. [DG97]). Die gesamte Annuität ergibt sich so beim angesetzten Realzinssatz von 5% zu gut 11,5%.

Die Brennstoffkosten wurden mit 1,2 €/t / kWh_{Hu} etwa bei den Kosten für Biomasse aus Energieplantagen in Mitteleuropa angesetzt und damit relativ konservativ oberhalb der Kosten vieler Reststoffe (vgl. Kap. 6.2). Kosten für Biomasse aus anderen Ländern können dort deutlich niedriger sein, was schon für einige Westeuropäische Länder zutrifft aber – wie oben dargelegt – noch mehr für außereuropäische Länder gilt. Von dort im großen Stil nach Mitteleuropa importierte Biomasse könnte mit einiger Sicherheit auch hier noch günstiger sein als die angesetzten Biomassekosten.

Mit den getroffenen Annahmen für die Szenarien wurde der Versuch gemacht, alle Eingangsdaten für die Biomasseverstromung inklusive der Biomassekosten im Sinne einer konservativen Erstellung der Szenarien etwa bei den heutigen Werten anzusetzen.

7 Wasserkraft

Die Wasserkraft leistet heute einen wesentlichen Beitrag zur weltweiten Stromerzeugung. 1995 wurden 19% der gesamten Nettostromerzeugung¹ aus Wasserkraft gewonnen, wobei sie 22%² der 2950 GW weltweit installierter Kraftwerkskapazität ausmachte [DOE96]. Für West- und Osteuropa (inkl. ehem. Sowjetunion) beliefen sich die Zahlen auf 21% und 19% der Nettostromerzeugung (ca. 500 TWh und 270 TWh [DOE01a])³. Der größte Teil der osteuropäischen Stromproduktion aus Wasserkraft entfiel dabei auf Rußland wo heute wiederum knapp 110 TWh oder etwa 65% im asiatischen Teil des Landes anfallen [GV99]. Der durchschnittliche weltweite Zuwachs der Stromerzeugung aus Wasserkraft lag zwischen 1980 und 1995 mit 2,3%/a hinter dem Anstieg der gesamten Stromerzeugung von 3,1%/a [GV99]. Bis 2010 wird mit einem weiteren Zuwachs der Stromerzeugung aus Wasserkraft um 2,4%/a gerechnet, wobei für die Weltstromerzeugung nur noch ein Anstieg um 2,8%/a angenommen wird [GV99]. Für Westeuropa wird nur noch ein relativ geringer Anstieg der Wasserkraftnutzung von ca. 1%/a erwartet.

7.1 Energiedargebot der Wasserkraft

Das lokale Energiedargebot der Wasserkraft wird von der Abflußbildung im Einzugsgebiet des jeweiligen Standorts bestimmt. Diese ist einerseits von der Niederschlagsmenge und -form, sowie andererseits von Evapotranspirationsprozessen abhängig. Abbildung 7.1 zeigt die weltweite Abflußbildung, die mit dem "Global Integrated Water Model WaterGAP 2.1" errechnet wurde (s. [ADH⁺01]). WaterGAP ist für die Kopplung mit verschiedenen Klimamodellen und meteorologischen Datensätzen konzipiert, mit deren Hilfe die meteorologischen Bedingungen historischen Klimas sowie verschiedener Klimaszenarien integriert werden können. Meteorologische Daten des Klimadatensatzes CRU2000 der "Climatic Research Unit" (CRU) (beschrieben in [HJN00]), der in einem weltweiten 0,5° Gitter in Monatswerten vorliegt, wurden in WaterGAP als Eingangsdaten verwendet um die Abflußbildung zu berechnen. WaterGAP berechnet weitere nötige meteorologische Größen, wie die Sonnenscheindauer u. a., zur Bilanzierung der Abflußbildung.

Der Abfluß sammelt sich in den Einzugsgebieten von Bächen und Flüssen, um schließlich entweder im Meer oder in einer Inlandsenke zu enden. Bei bekannter Abflußrichtung und "Fallhöhe" läßt sich die potentielle Energie oder das Brutto-Potential BP des Abflusses zu

$$BP = m g \delta h \quad (7.1)$$

bestimmen, wobei m die Wassermasse, g die Erdbeschleunigung und δh der Höhenunterschied ist.

¹ Der weltweite Stromverbrauch lag 1995 nach [DOE96] bei 11400 TWh, die Stromerzeugung lag nach [DOE96] bei 12700 TWh und nach [GV99] bei 13200 TWh.

² Nach [GV99] belief sich der Anteil der Wasserkraft mit ca. 750 GW bei einer weltweit installierten Kraftwerksleistung von 3310 GW auf 23%.

³ Stromverbrauch in West- und Osteuropa (inkl. ehem. Sowjetunion) belief sich 1995 auf ca. 2400 und 1460 TWh [DOE02a].

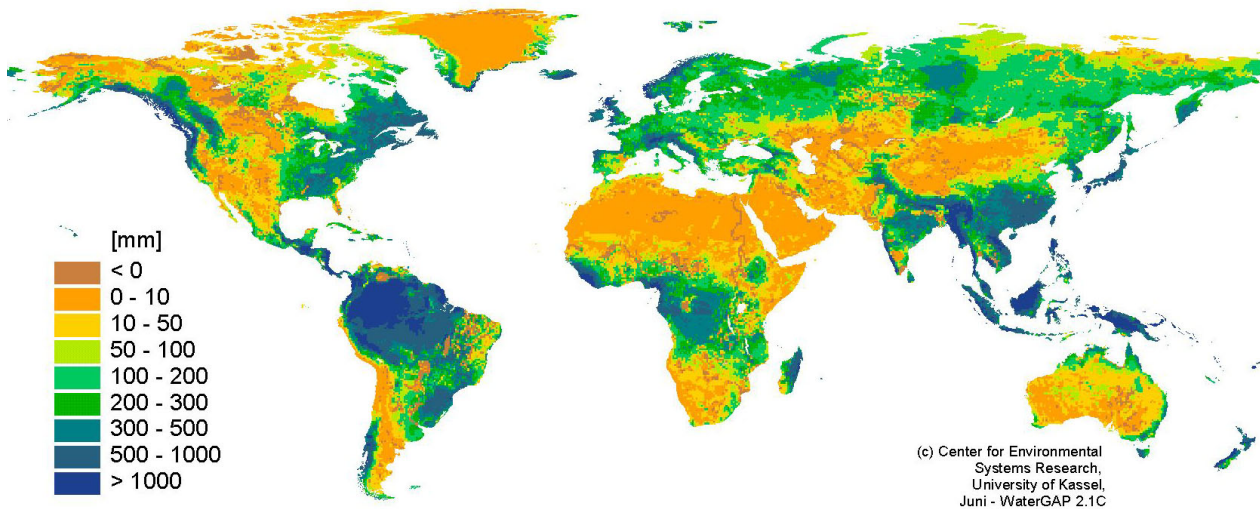


Abbildung 7.1: Mittlere jährliche Abflußbildung weltweit unter Berücksichtigung von Niederschlag, Wassernutzung und Verdunstung berechnet mit dem "Global Integrated Water Model WaterGAP 2.1" für die Jahre 1961–1990. Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] Kartenerstellung: [Leh01]

WaterGAP nutzt zur Bestimmung der Abflußrichtungen einen eigens entwickelten weltweiten Datensatz der Abflußrichtung im $0,5^\circ$ Gitter, der unter Zuhilfenahme hoch aufgelöster topografischer Daten und geographischer Informationen über Flußverläufe, Seen und Feuchtgebiete erstellt wurde (s. [ADH⁺01]). Für die Ermittlung des Höhenunterschieds oder der "Fallhöhe" mußten einige Annahmen getroffen werden [CLV01]. So wurde anhand topografischer Daten mit einer Auflösung von $1\text{ km} \times 1\text{ km}$ jeweils die mittlere sowie die minimale Höhe jeder $0,5^\circ$ -WaterGAP-Zelle ermittelt. Die minimale Höhe wird als Abflußhöhe interpretiert. Die Potentielle Energie des in der jeweiligen Zelle gebildeten Abflusses wird aus der Höhendifferenz der mittleren und der minimalen Höhe und der Abflußbildung aus WaterGAP gebildet. Dieser Vorgehensweise entspricht eine in der gesamten Zelle gleichverteilte Abflußbildung, was keine exakte Erfassung der Verhältnisse erlaubt, hier aber als akzeptable Näherung verstanden wird. Für den Durchfluß durch die Zelle wird die Höhendifferenz zwischen der minimalen Höhe der Zelle und der minimalen Höhe der flussaufwärts gelegenen Zellen mit dem Abfluß aus diesen Zellen gebildet. Die Summe aller Einzelpotentiale ergibt das Brutto-Potential der Wasserkraft jeder $0,5^\circ$ -WaterGAP-Zelle

$$BP_{Zelle} = \sum_{i=1}^N m_i g \delta h_i, \quad (7.2)$$

wie sie in Abbildung 7.2 dargestellt sind. (N ist die Anzahl der Zuläufe aus angrenzenden Zellen und Abflußbildung innerhalb der Zelle. Also: $N \leq 9$.) Die Summe der Bruttopotentiale aller Zellen ergibt das weltweite Bruttowasserkraftpotential, das sich nach dieser Abschätzung und ohne die in Potentiale der Antarktis, die nicht erfaßt sind, auf ca. 45.000 TWh pro Jahr beläuft. Das theoretische Wasserkraftpotential in Europa (dargestellt in Abb. 7.7 auf Seite 101) entspricht – ermittelt mit der gleichen Berechnungsmethode aus [CLV01] – einer Jahresproduktion von 2500 TWh . Eine etwas weniger konservative Berechnung ergibt ein Potential von 3300 TWh in Europa und 52.500 TWh weltweit [CLV03]. In Abbildung 7.3 sind die Standorte der Wasserkraftwerke aus der "World Electric Power Plant Database" des "Utility Data Institute" (UDI) dargestellt [UDI00], deren Standorte

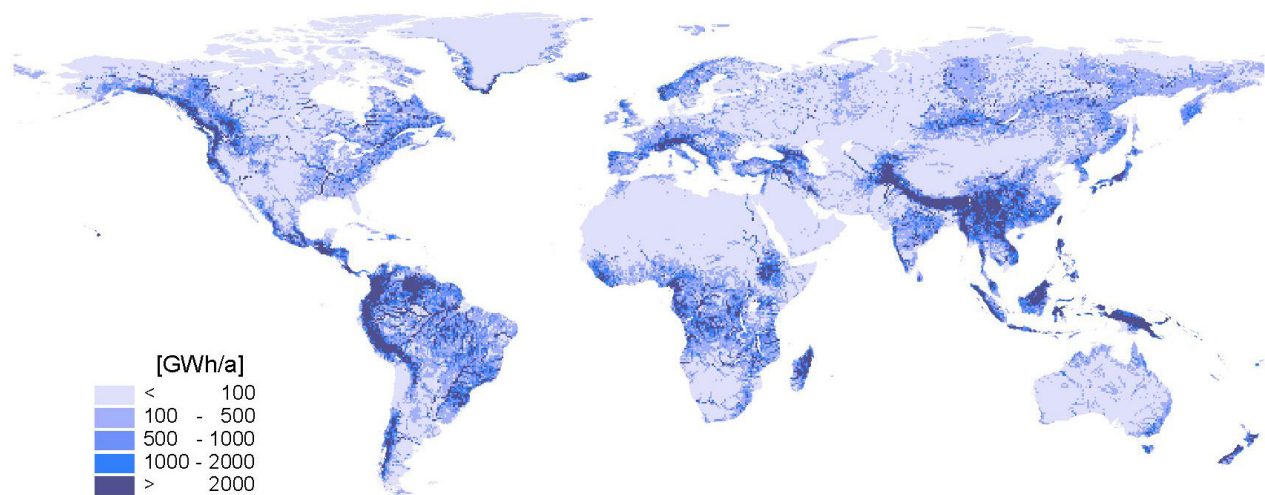


Abbildung 7.2: Weltweites Bruttopotential (*BP*) der Wasserkraft in $0,5^\circ$ -Zellen errechnet aus Höhendifferenzen zwischen und innerhalb einzelner Zellen sowie mit WaterGAP 2.1 für alle $0,5^\circ$ -WaterGAP-Zelle ermittelten Durchfluß und Abflußbildung. Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] Kartenerstellung: [Leh01]

wegen fehlender exakter Ortsangaben zuvor mittels verschiedener anderer Datensätze und Verfahren bestimmt werden mußten [CLV01]. Die Übereinstimmung, die durch diese Verfahren auf Länderebene erreicht werden konnte, kann als zufriedenstellend angesehen werden. So weist die zugeordnete Kraftwerksleistung in 23 Ländern Europas meist etwas höhere Werte aus, als in anderen Quellen wie beispielsweise [UCP98] verzeichnet. Dieser Umstand ist höchstwahrscheinlich durch die Erfassung kleiner Wasserkraftwerke in einzelnen Fällen bis zu einem *kW* Nennleistung begründet, die in den anderen Quellen nicht mehr mit aufgenommen sind. Weltweit beläuft sich die Nennleistungen der im UDI-Datensatz erfassten Wasserkraftwerke auf 741 *GW*, womit sie knapp 8% über der vom US Department of Energy für das Jahr 1999 erfassten Leistung von 683 *GW* liegt [DOE01b] und sehr nahe bei den in [GV99] angegebenen 750 *GW*. Damit kann davon ausgegangen werden, daß der weltweite Wasserkraftwerksbestand in der Abbildung weitgehend wiedergegeben ist. Die Nutzung der Wasserkraft ist weltweit sehr unterschiedlich vorangeschritten. Beispielsweise ist in Abbildung 7.3 für Europa oder Japan eine hohe Dichte der Wasserkraftwerke erkennbar. Dagegen sind viele große Potentiale in Afrika, Ozeanien und anderen Regionen noch weitgehend unerschlossen. Die regionalen Schwankungen der jährlichen Stromproduktion aus Wasserkraft sind – bedingt durch die Variabilität des Dargebots – beträchtlich. Die Schwankung des Stromerzeugungspotentials sind in Abbildung 7.4 als Quotient der Summe des Durchflusses im Jahr 1983 und dem 30-jährigen Mittelwert der Jahre 1961–1990 dargestellt. Regionale jährliche Schwankungen von $\pm 25\%$ sind danach keine Seltenheit und auch Werte über $\pm 50\%$ scheinen erreicht zu werden, was sich auch durch Angaben aus Quellen der kommerziellen Stromerzeugung bestätigen läßt ⁴. Die Schwankungen scheinen eher großräumiger Natur zu sein. Durch die unterschiedlichen klimatischen Bedingungen in den drei französischen Regionen Zentral-Frankreich, Pyrenäen und Alpen hat während der Jahre 1994–1997 beispielsweise trotz Schwankungen der Stromproduktion von +40% bis –31% in den einzelnen Regionen die Stromerzeugung aus Wasserkraft in diesem Zeit-

⁴ Die Technischen Betriebsergebnisse der EDF weisen beispielsweise für das Jahr 1994 in Zentral-Frankreich eine Mehrproduktion aus Wasserkraft von 40% gegenüber dem Vorjahr aus [EDF95].

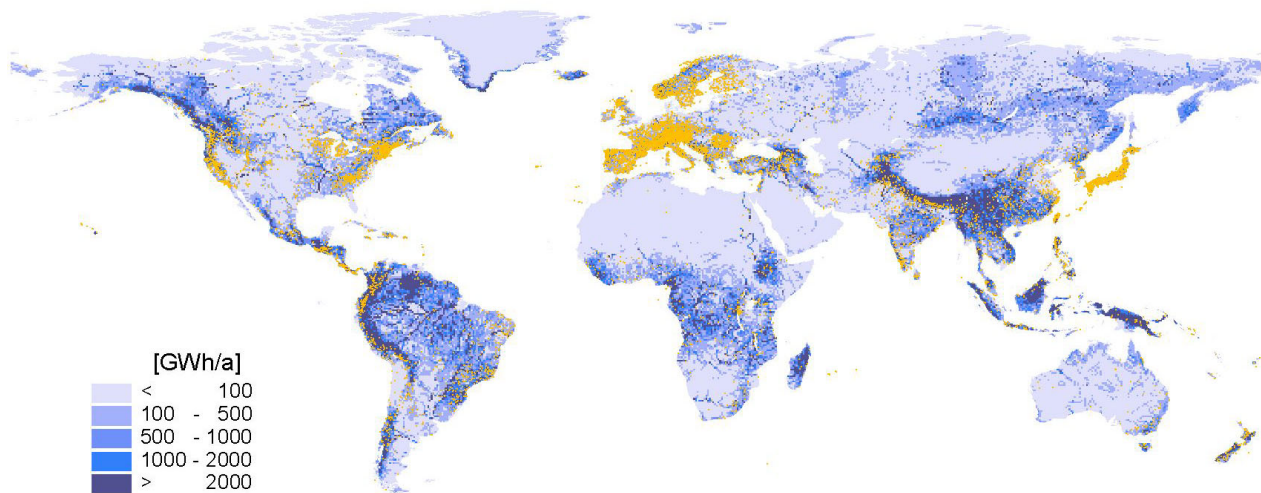


Abbildung 7.3: Weltweite Standorte von Wasserkraftwerken über den Bruttopotentialen nach Abb. 7.2 dargestellt: Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] Kartenerstellung: [Leh01]

raum für das gesamte Gebiet nur von +15% bis –10% um die mittlere Erzeugungsmöglichkeit geschwankt (vergl. [EDF95], [EDF96], [EDF97] und [EDF97]). Eine Situation mit schlechten Bedingungen in Frankreichs südlichen Alpen und den Pyrenäen und höherer Produktion im nördlicheren Frankreich schien nach Abbildung 7.4 1983 geherrscht zu haben. Die Abbildung zeigt für Norwe-

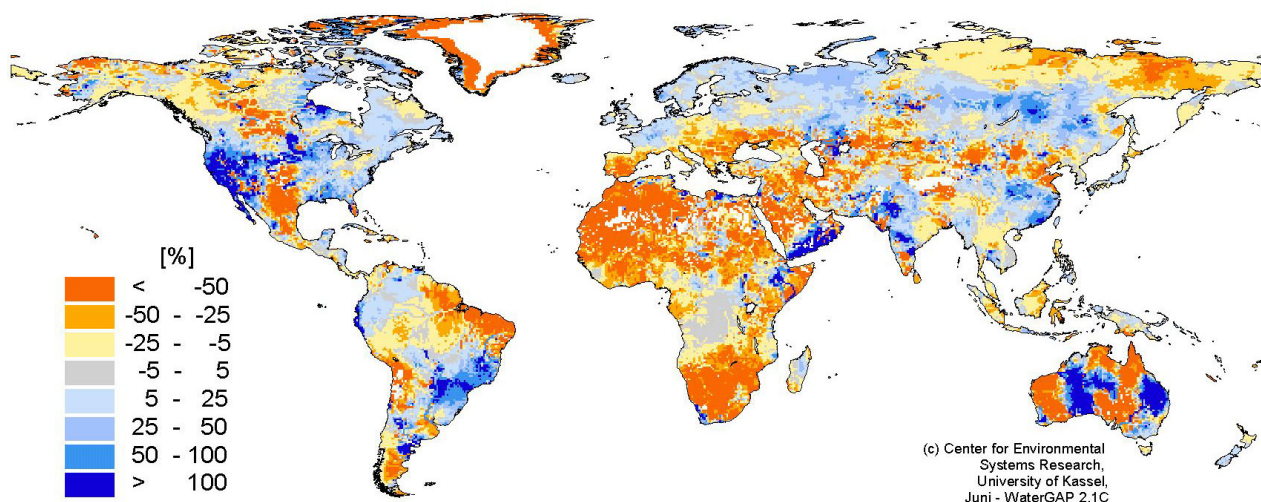


Abbildung 7.4: Jahresvergleich des Durchflusses durch 0,5°-Zellen als Abschätzung der Variabilität der potentiellen Stromerzeugung aus Wasserkraft; Quotient des Durchflusses 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1961–1990. Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] Kartenerstellung: [Leh01]

gen und Schweden ein – bis auf kleinräumige Ausnahmen – einheitliches überdurchschnittliches Stromerzeugungspotential. Eine solche Situation tritt beispielsweise im Jahr 2000 bei der tatsächlichen Stromproduktion der schwedischen und norwegischen Wasserkraft im Nordel-Verbund mit einer Mehrproduktion von 20,6% und 21,6% (im Mittel 20,9%) auf [Nor01b]. Hier scheint eine stärkere klimatische Korrelation vorzuliegen, die folglich auch eine stärkere zeitliche Korrelation der Stromerzeugungsmöglichkeit bewirkt (vergl. [Nor98], [Nor99b], [Nor00] und [Nor01b]). Für einen weitgehenden Ausgleich der Schwankungen wären relativ großräumige und leistungsstarke

Stromverbundsysteme nötig, die Regionen unterschiedlicher Klimate miteinander vernetzen.

Unter Zuhilfenahme von WaterGAP, das mit verschiedenen Klimamodellen gekoppelt wurde, war es möglich eine Abschätzung der möglichen Veränderung des Wasserkraftpotentials unter anthropogen beeinflussten Klimabedingungen zu berechnen⁵ (s.a. [CLV01]). Die Annahmen zu zukünftigen Emissionen klimawirksamer Gase für die Klimamodelle entsprechen ungefähr denen des mittleren IPCC-Szenarios IPCC–SRES–A1B, bei dem bis 2070 in etwa ein jährlicher Anstieg des CO₂–Ausstoßes von 1% pro Jahr – also ungefähr eine Verdopplung gegenüber heute – angenommen wird [IPC01]. Bis zum Jahre 2070 ergibt sich nach IPCC dann ein Anstieg der atmosphärischen CO₂–Konzentration von heute über 360ppm auf etwa 600ppm und eine Temperaturerhöhung um ca. 2,3°C. Die zu erwartenden hydrologischen Veränderungen sind in Abbildung 7.4 als Veränderung des Durchflusses durch 0,5°-Zellen dargestellt. Sie wurden unter Nutzung der historischen Klimadaten CRU2000 und des Klimamodells HadCM3 berechnet [HJN00][BCG⁺00]. Die Abbildung

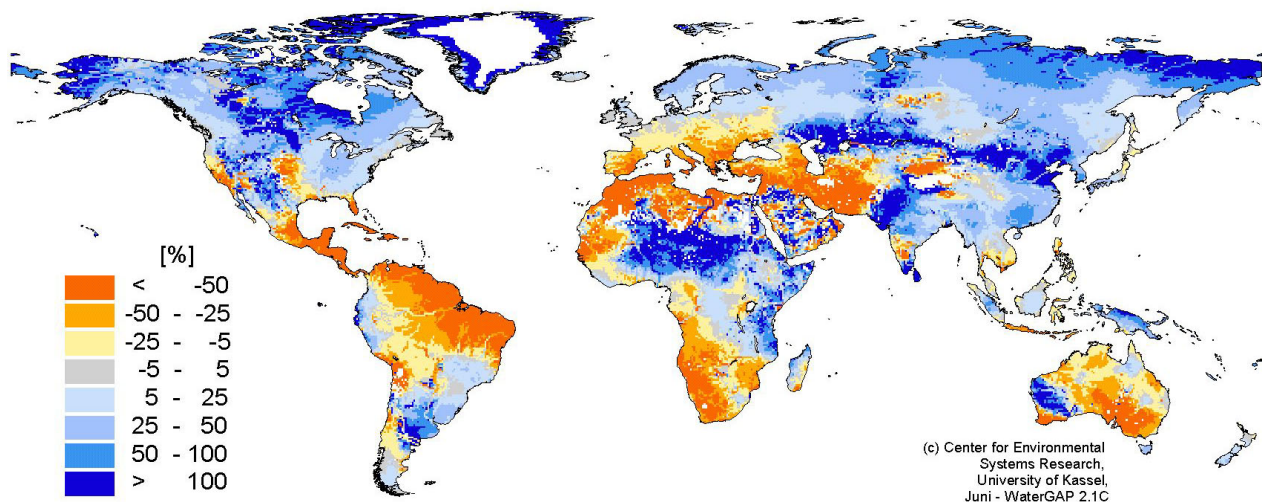


Abbildung 7.5: Veränderung des Durchflusses durch 0,5°-Zellen als Abschätzung der anthropogenen Klimaänderung ohne deutlich wirksame Gegenmaßnahmen; Quotient aus dem geschätzten Zulauf der 2070’er Jahre und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1961–1990. Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] Klimadaten: historisch CRU2000 [HJN00]; Klimaszenario 2070 HadCM3 [BCG⁺00] Kartenerstellung: [Leh01]

zeigt den Quotient des mittleren Durchflusses der Jahre 1961–1990 und des mittleren Durchflusses der mit WaterGAP unter Verwendung des Klimaszenarios HadCM3 für die 2070’er Jahre berechnet wurde. Falls die Szenarioannahmen zutreffen sollten, wären demnach deutliche Veränderungen des Wasserhaushalts zu erwarten, wobei scheinbar gerade in den ohnehin schon von Wassermangel betroffenen Regionen des Mittelmeeres deutliche Verringerungen des verfügbaren Wassers zu erwarten sind. Hier liegt die erwartete Reduktion des Durchflusses teilweise bei mehr als 50%. Der Nordeuropäische Raum kann dagegen auf eine deutliche Zunahme des Wasserangebots und damit der Wasserkraftpotentiale ”hoffen”. Das ist in Anbetracht der dort schon heute relativ großen Stromerzeugung aus Wasserkraft vielleicht ein erfreulicher Nebenaspekt der zu erwartenden anthropogenen Klimaveränderung. Andererseits scheinen die Veränderungen, die sich weltweit einstellen könnten, Gegenmaßnahmen zur Abschwächung der Folgen menschlichen Wirkens dringend zu

⁵ Als Klimamodelle wurden hierfür vom ”Wissenschaftlichen Zentrum für Umweltsystemforschung” USF die Modelle ECHAM4 [ABC⁺96] [BFL⁺98] und HadCM3 [BCG⁺00] verwendet.

empfehlen und damit eine baldige Umstellung der Energieversorgung auf die Nutzung regenerativer Energien nahezulegen.

7.2 Kraftwerkstypen

Neben des relativ großen Anteils an der Stromerzeugung zeichnet sich der Einsatz von Wasserkraftwerken durch seine große Flexibilität und die damit verbundene Eignung für Lastfolgebetrieb sowie Spitzenlastdeckung aus. Die Eignung für diesen Zweck ist bei Wasserkraftwerken abhängig vom jeweiligen Kraftwerkstyp. Hierzu ist eine Unterscheidung nach Laufwasserkraftwerken und Speicherwasserkraftwerken sinnvoll.

Laufwasserkraftwerke sind "Wasserkraftanlagen ohne eigenen Speicher, die auf die laufende Verarbeitung des jeweiligen Zuflusses angewiesen sind" [BWW98]. Laufwasserkraftwerke können für Lastfolgebetrieb sowie Spitzenlastdeckung teilweise im "Schwellbetrieb" gefahren werden. Dabei werden geringfügige Pegelstandsänderungen innerhalb relativ kurzer Zeitabstände als Speicher genutzt, die Variationen der Leistung der Kraftwerke während des Tages erlauben. In Abbildung 7.6, die die Betriebsweise des französischen Kraftwerksparks am Höchstlasttag im Winter 1996/ 1997

TAG DER JAHRESHÖCHSTLAST WINTER 1996/1997

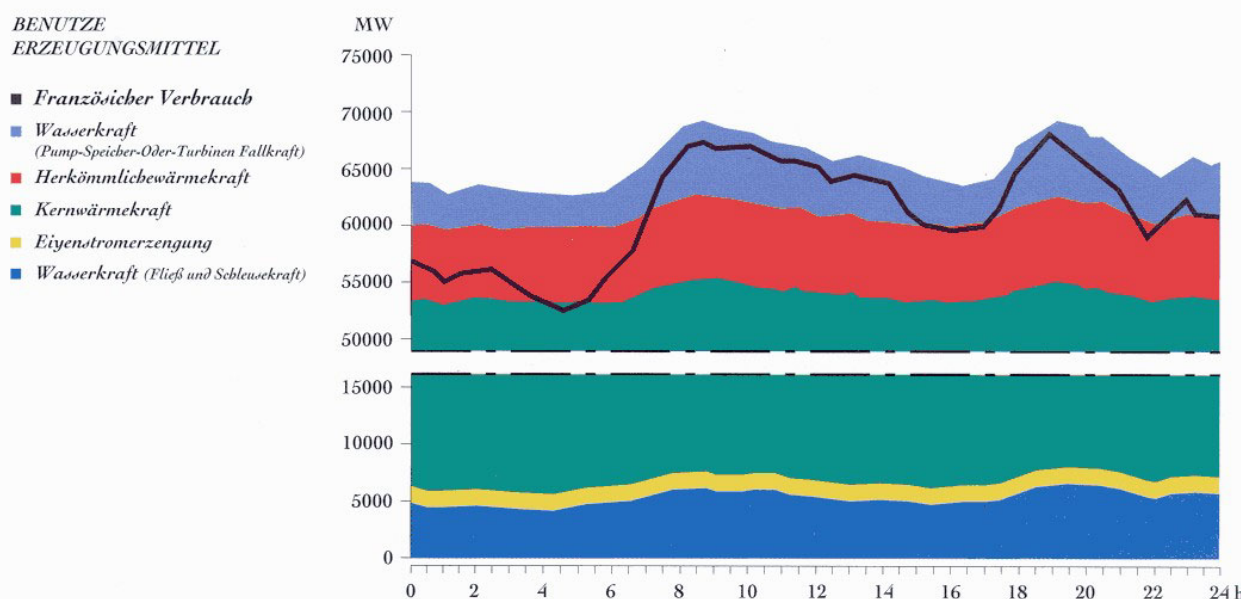


Abbildung 7.6: Lastverlauf und Kraftwerkseinsatz in der französischen Stromversorgung am Höchstlasttag 1996/ 97. Quelle: [EDF98]

zeigt, ist diese Einsatzweise gut zu erkennen. Die Regelung wird hier durch Variationen der Leistung von Laufwasser- (unten in der Grafik), Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie Veränderungen des Exportanteils bewerkstelligt. Die Tagesspitze der Leistungsabgabe aller Laufwasserkraftwerke liegt an diesem Tag bei etwa 5/ 3 ihrer minimalen Abgabe.

Speicherwasserkraftwerke "nutzen nur einen Teil des gefaßten Wassers unverzüglich. Den anderen Teil speichern sie und nutzen ihn später" [BWW98]. In Anlehnung an die Definition des schwei-

zer Bundesamts für Wasserwirtschaft werden hier auch Laufwasserkraftwerke, die ihre Energieproduktion wesentlich⁶ durch die direkte Einflußnahme auf obenliegende Speicher steuern können, als Speicherkraftwerke verstanden [BWW98]. Speichervasserkraftwerke werden nach Speicherkapazität in Tages-, Wochen, Saison- und Jahresspeicherkraftwerke unterteilt. Beispielsweise beläuft sich die notwendige Speichergröße für eine wirtschaftliche Erschließung von jährlich ca. 25 TWh Stromerzeugungspotential aus Wasserkraft in Island nach [Hel98] auf 30 bis 50% des jährlichen Zulaufs. Somit würden diese Kraftwerke als Ganzjahresspeicherkraftwerke betrieben werden. Des weiteren können Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluß – falls z.B. ein Unterbecken vorhanden ist – auch im Pumpbetrieb zur Energiespeicherung eingesetzt werden.

7.2.1 Speicherkraftwerke im Kraftwerkspark

Speichervasserkraftwerke eignen sich für Lastfolgebetrieb und Spitzenlastdeckung besonders gut. Die Nutzung von Speicherkraftwerken eröffnet interessante Möglichkeiten bei der Kraftwerkseinsatzplanung zur Optimierung des Zusammenspiels aller Kraftwerkseinheiten. Sie können als Ergänzung zu großen Grundlasteinheiten dienen, indem sie zur Deckung der Lastspitzen herangezogen werden. Diese Vorgehensweise veranschaulicht wieder der Vergleich mit der Kraftwerksfahrweise am Höchstlasttag in der französischen Stromversorgung 1996/ 1997 (in Abbildung 7.6). Der hohe Wert der Stromerzeugung zu Spitzenlastzeiten rechtfertigt schon unter heutigen Bedingungen teilweise Investitionen in Leistungserhöhungen bestehender Speicherkraftwerke. Beispielsweise wurde zu diesem Zweck am Kraftwerk Grande Dixence in der Schweiz die installierte Nennleistung von 800 MW auf 2000MW gesteigert [VSE00]⁷.

In einem zukünftigen Stromversorgungssystem mit zunehmendem Anteil anderer dargebotsabhängiger Stromerzeugungssysteme wie beispielsweise der Windenergienutzung kann der Beitrag der Wasserkraft zum Ausgleich zeitlicher Veränderungen der Stromproduktion noch an Bedeutung gewinnen. Einerseits eignet sich die Wasserkraft wegen ihres Vermögens zur schnellen Leistungsänderung⁸ für den kurzfristigen Ausgleich von Produktionsänderungen. Andererseits ist das oft sehr große Speichervermögen der Speichervasserkraftwerke auch für den langfristigen bis hin zum saisonalen Ausgleich geeignet [CG00] [CG01]. Im Gebiet der Stromverbünde UCTE (ohne CENTREL) und Nordel beläuft sich die Speicherkapazität mit 180 TWh auf etwa 10% des Jahresstromverbrauchs der Mitgliedsländer und etwa 2/ 3 der jährlichen Stromerzeugung dieser Kraftwerke [Fei00] [UCP98] [Nor97b] [Nor97c] (s.a. [CG00]). In einem zukünftigen, von dargebotsabhängigen Kraftwerken dominierten Kraftwerkspark innerhalb eines leistungsstarken Stromverbunds könnte die Wasserkraft einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung sowie insbesondere zur Leistungssicherung und beim Engpassmanagement leisten [CG00].

Tendenzen zu einem Ausbau des Netzverbunds mit dem Zweck der besseren Einbindung von Speicherkraftwerken zeichnen sich schon heute ab. Beispielsweise wurden HGÜ-Leitungen nach Nor-

⁶ "Wesentlich" bedeutet bei dieser Definition, daß das betreffende Speichervermögen mindestens 25% der mittleren Produktionserwartung der Wasserkraftanlagen im Winter beträgt [BWW98].

⁷ Die Leistungserhöhung bewirkt in diesem Fall keine nennenswerte Erhöhung der Jahresproduktion, da schon bisher fast der gesamte Wasserzufluß zur Stromproduktion genutzt werden konnte [Gia01].

⁸ Die Dauer der Leistungsänderung von 0% auf 100% der Nennleistung beträgt bei Wasserkraftwerken oft nur wenige Minuten.

wegen⁹ geplant, um mit ihnen die großen, dort bereits installierten Speicherkraftwerke für den außerskandinavischen europäischen Markt nutzbar zu machen [EF96]. Von der Nutzung der in das Netz integrierten Speichereinheiten wird ein wesentlicher Vorteil erwartet. Dabei ist der geplante Nettostrombezug aus Norwegen im Verhältnis zum Stromaustausch gering.

7.3 Wirtschaftliches Wasserkraftpotential

Die Bestimmung der wirtschaftlich erschließbaren Potentiale ist wegen der extremen Standortabhängigkeit der Wasserkraft sehr schwierig. Um die Potentiale mit wirklich aussagekräftiger Genauigkeit zu bestimmen sind sehr detaillierte Studien nötig. Daher liegen Potentialangaben weltweit nur partiell vor und divergieren obendrein sehr stark. Weltweit sind aber sicher noch sehr große Wasserkraftpotentiale ungenutzt. Beispielsweise wird von **Water Power & DAM Construction** das wirtschaftlich nutzbare Wasserkraftpotential mit einer möglichen Jahreserzeugung von 7700 *TWh* angegeben [WPD96]¹⁰. Dies entspräche einer Deckung von etwa zwei Dritteln des Welt-Stromverbrauchs. Das wirtschaftlich verwertbare Potential ist auch in Europa und in seiner Nachbarschaft noch bei weitem nicht ausgeschöpft. Nach [KR98] liegt das wirtschaftlich erschließbare Potential sogar bei 12000 *TWh* und wieder andere gehen beispielsweise von 9000 *TWh* aus [GV99]. Für Westeuropa beläuft sich der bisher unerschlossene Teil noch auf knapp 400 *TWh*, in Mitteleuropa könnten noch ca. 80 *TWh* erschlossen werden und in der GUS besteht mit 1000 *TWh* noch ein bedeutendes Potential, das allerdings zu 85% in ihrem asiatischen Teil liegt [GV99]. Ebenso wie die weltweiten oder kontinentalen Angaben differieren die Angaben für einzelne Länder. Beispielsweise wird in [WPD97] und [WEC03] das mit heutiger Technik nutzbare Potential in Deutschland mit 27 und 26 *TWh* angegeben sowie das wirtschaftlich nutzbare Potential jeweils nur mit 20 *TWh*. In anderen Quellen wird das technisch nutzbare Potential mit bis zu 35 *TWh* – fast einer Verdoppelung gegenüber heute – deutlich höher angegeben und auch die Ausbaurwartungen liegen z.B. nach der Studie TERES II mit bis zu 29,9 *TWh* bei einer "Best Praxis Policy" bis 2020 deutlich über den zuvor genannten wirtschaftlichen und teilweise auch den technischen Potentialen [MS01]¹¹. Alleine die mögliche Ertragssteigerung durch Modernisierung oder Erweiterung bestehender Anlagen wird bis auf 20% geschätzt [Sta00] und die Modernisierung bestehender Großanlagen soll deren Leistung um 15% erhöhen können [Bar00]. Womit schon durch die relativ kostengünstigen Modernisierungsmaßnahmen ein relativ großes Potential erschlossen werden kann, das sich durch die ebenfalls recht günstigen Revitalisierungen stillgelegter Anlagen nochmals nennenswert erhöhen lassen sollte. Für Westeuropa geht Siemens von einem Erschließungsgrad von 64% des wirtschaftlich verwertbaren Wasserkraftpotentials aus [GV99]. Demnach könnte hier die Erzeugung noch um 56% von heute mehr als 500 auf etwa 800 *TWh* erhöht werden. Rußland weist mit Abstand die größten wirtschaftlichen Potentiale der GUS-Staaten auf. Alleine in seinem westliche Teil einschließlich Westsibirien beträgt das Potential knapp 300 *TWh* und wird bisher zu etwa einem Drittel genutzt. Auch in Mitteleuropa ist das dortige wirtschaftlich

⁹ Die norwegische Stromversorgung beruht mit einer Durchschnittsproduktion von ca. 12,5 *GW* zu 99% auf der Nutzung der Wasserkraft [DOE96]. Das Speichervolumen beträgt dort ca. 75% der Jahresproduktion [Nor99a].

¹⁰ Etwa dieser Wert und die dazu gehörigen Werte für die einzelnen Staaten wurde auch in [WEC03] übernommen.

¹¹ Andere Quellen halten eine Erzeugungssteigerung auf 25 *TWh* durch den Zubau neuer Anlagen für möglich [Sta00], oder geben das technisch Potential mit knapp 25 *TWh* an [FK95].

verwertbare Potential von über 110 *TWh* nur zu etwa einem Viertel erschlossen (vgl. [GV99]). Alleine die im Szenariogebiet bekannten, geplanten oder in Bau befindlichen Wasserkraftwerke, die zwischen 1998 als Ausgangsjahr und 2010 vorgesehen sind, sollen die Leistung um ca. 28% erhöhen [UDI00]¹². Dabei ist in einigen Regionen mit besonders großen Potentialen kaum Zubau von Wasserkraftwerken vorgesehen, beispielsweise in Region 9 nur ein Prozent (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Insgesamt ist die Potentialabschätzung im Falle der Wasserkraft – wie oben dargestellt – mit einigen Schwierigkeiten und Unsicherheiten behaftet. Deshalb soll für die Szenarien, die einen Zubau von Wasserkraftwerken vorsehen ein relativ vorsichtiger pauschaler Ansatz gewählt werden, der keine detaillierte Berücksichtigung der regionalen Verhältnisse vorsieht, sich aber an den bestehenden Kraftwerksleistungen orientiert und zumindest für das ganze Szenariogebiet unter den bekannten Möglichkeiten des potentiellen Kraftwerkszubaues bleibt.

An einem interessanten Kraftwerksstandort außerhalb des Szenariogebietes in der Demokratischen Republik Kongo könnte auch Strom für die Europäische und Nordafrikanische Elektrizitätsversorgung erzeugt werden. In [Kan90] wird dort der Bau eines Kraftwerks am Standort Inga vorgeschlagen, um hier durchschnittlich 22 *GW* (bei täglicher Schwankung zwischen 32 und 17 *GW*) zu produzieren und über ein HGÜ-System von 7000 *km* Länge nach Mitteleuropa zu transportieren. Damit sei das "wirtschaftliche" Potential dort zu weniger als 75% ausgeschöpft¹³. Zur Frage der Wirtschaftlichkeit wird zu dem Konzept angemerkt: "Bei einer - reichlich angesetzten - Annuität von 15% ergeben sich im Endausbau jährliche Kosten von ... 11 *Mrd. DM/a* Dies ergibt einen Strombezugspreis von 8 *Pf/kWh*" in Europa (s.a. [Kan99])¹⁴.

7.4 Kosten der Wasserkraft

Die Kosten von Wasserkraftwerken können aufgrund der extremen Standortabhängigkeit ohne detaillierte Studien für jeden einzelnen Standort nur mit einiger Unsicherheit angegeben werden. Das zeigt sich schon an der extremen Variabilität der Investitionskosten. Die niedrigsten Kosten der Stromerzeugung aus Wasserkraft sind bei der Nutzung großer Speicherkraftwerke meist deutlich niedriger als bei allen anderen heute verfügbaren Techniken¹⁵. Da die Stromkosten bei der Wasserkraft – wie bei der Nutzung der meisten regenerativen Energiequellen – wesentlich vom Kapitaldienst geprägt sind, sind die Investitionskosten von besonderer Bedeutung. Sie variieren in sehr viel weiteren Grenzen als bei den anderen regenerativen Stromerzeugungsoptionen. Beispielsweise lagen die Kosten für den Neubau von Wasserkraftwerken in der Schweiz nach [BFLW01] zwischen 2000 *CHF/kW* (0,55 *CHF/kWh/a*) im Jahr 2000 bei einem Niederdruck–Laufwasserkraftwerk

¹² In dieser Angabe sind alle Wasserkraftwerke enthalten, die entweder in der Kommissionsphase, in Planung oder in Bau sind sowie die, deren Fertigstellung in Verzug oder aufgeschoben war, und Anlagen, die seit 1998 bereits in Betrieb gegangen sind.

¹³ In einer Studie von Lahmeyer International wurde die mögliche Stromerzeugung eines Wasserkraftwerks bei Inga von 38 *GW* während 98% des Jahres ermittelt [Dor98]. Das Potential wäre mit der oben vorgeschlagenen durchschnittlichen Leistung von 22 *GW* demnach nur zu knapp 60% ausgeschöpft.

¹⁴ Weitere Details zum Kraftwerksstandort können dem Szenario mit Neubauoption für ein Wasserkraftwerk bei Inga am Kongo S. 316 ff. entnommen werden.

¹⁵ Beispielsweise könnte ca. ein Drittel der in Island noch wirtschaftlich installierbaren Wasserkraftwerke den Strom vor Ort zu weniger als 3 *Pfg./kWh* produzieren [Hel98]. Die gesamte mögliche installierbare Durchschnittsleistung in Island beträgt 7,3 *GW*.

mit 3 MW Nennleistung und 11280 CHF/kW (1,93 CHF/kWh/a) im Jahr 1991 bei einer Anlage gleichen Typs mit 19,5 MW Nennleistung. In Spanien liegen die Kosten dagegen deutlich niedriger. "Im Jahr 2001 gingen" dort "eine Großanlage mit 20 MW, zwölf mittelgroße Anlagen (zwischen 1 und 10 MW) mit insgesamt 25 MW und 17 kleine Anlagen (< 1 MW) mit insgesamt 5,7 MW ans Netz. Die Großanlage hatte spezifische Kosten von 440 €/kW, die Anlagen < 1 MW gut das Vierfache" [Qua03]. Die Kosten sind also deutlich niedriger als in der Schweiz und auch in Deutschland liegen die zu erwartenden Kosten um teilweise bis zu einer Größenordnung darüber (vgl. z.B. [Bar02] o. [GM97]). Auch wenn man die oben genannte extrem günstige Großanlage als Sonderfall ansieht, so liegen große Wasserkraftanlagen mit Investitionskosten von ca. 1000 US\$/kW nicht außerhalb des Üblichen [Kre03a]. Die Streuung der Investitionskosten ist bei Wasserkraftwerken also extrem groß, und es lassen sich kaum pauschale Aussagen anhand des Kraftwerkstyps oder der Größe des Kraftwerks machen. Auch ihre Variationen von Land zu Land scheinen sehr groß zu sein. Letztlich können die Kosten also nur standortspezifisch ermittelt werden, was für jedes einzelne Kraftwerk eine eigene umfangreiche Studie erfordern würde.

Eine weitere interessante Möglichkeit ist die Ertrags- und evtl. auch Leistungssteigerung im Zuge anstehender Modernisierungsmaßnahmen, da die Investitionskosten beispielsweise bei Kleinkraftwerken (von 500 kW bis 10 MW) um gut drei Viertel niedriger liegen als beim Neubau gefolgt von den Investitionskosten für Revitalisierungen stillgelegter Kleinkraftwerke, die üblicherweise zwei Drittel günstiger sind als der Neubau¹⁶. Modernisierung und Revitalisierung könnten also selbst bei Kleinanlagen ein relativ kostengünstiges Potential erschließen und noch günstiger sollten sich diese Maßnahmen bei Großanlagen auswirken. Damit wären auch in Ländern, in denen die Investitionskosten eher hoch sind, Teile der Leistungs- und Produktionserhöhung zu relativ moderaten Kosten realisierbar.

7.5 Einbindung der Wasserkraft in die Szenarien

7.5.1 Abschätzung des Zulaufs zu den Wasserkraftwerken

Anhand des Datensatzes "Electric Power Plants" des "Environmental Systems Research Institute (ESRI)" mit Daten weltweit installierter Kraftwerke konnte für einen großen Teil der heute im – für die Szenarien vorgesehenen – Versorgungsgebiet installierten Wasserkraftwerke deren Standorte bestimmt werden [ESR99]. Im ESRI-Datensatz sind insgesamt 1700 Wasserkraftwerke erfasst. Davon liegen 929 innerhalb der Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets und repräsentieren mit 166 GW Nennleistung etwa 72% der Kraftwerksleistung, die aus den Quellen von UCTE, Nordel und DOE erschlossen wurden [UCP98] [Nor97b] [DOE01b].

Tabelle 7.1 enthält die entsprechenden Angaben für die Teilregionen. In manchen Fällen überschreitet die Leistung im ESRI-Datensatz die aus den anderen Quellen abgeleiteten Werte. Für die Erstellung der Szenarien wurde dann – zum Zweck einer konservativen Approximation der tatsächlichen Verhältnisse – die geringere Kraftwerksleistung angesetzt.

¹⁶ Die Kosten bei solchen Kleinanlagen werden in [Bar02] mit 1000 €/kW für die Modernisierung, 1500 €/kW für die Revitalisierung und 4000 bis 5000 €/kW für den Neubau angegeben.

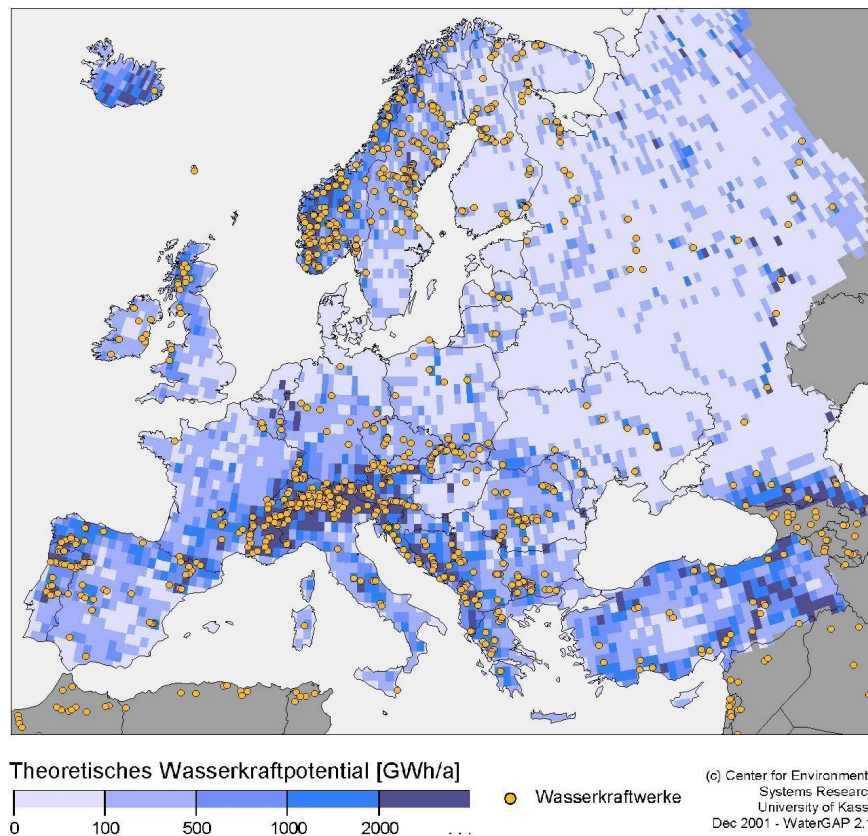


Abbildung 7.7: Ausschnitt mit Bruttopotential der Wasserkraft wie in Abbildung 7.2 in Europa und Wasserkraftwerksstandorten. Daten: WaterGAP s. [ADH⁺01] und [ESR99] Kartenerstellung: [Leh01]

Nebenstehende Abbildung läßt erkennen, wo die im ESRI-Datensatz erfassten Wasserkraftwerke der europäischen Stromversorgung installiert sind. Diese Standorte können für die Zuordnung der Einzugsgebiete und damit des zeitabhängigen Zulaufs zu den Wasserkraftwerken genutzt werden. Wegen des relativ hohen Anteils erfasster Kraftwerksleistung können daraus anschließend näherungsweise repräsentative Zulaufdaten für die einzelnen Teilregionen bestimmt werden.

Leistungs- und Erzeugungsdaten zu Laufwasserkraftwerken: Die Daten über Kraftwerksleistung und Stromerzeugung in den einzelnen Ländern wurden durch Auswertung verschiedener Quellen zusammengestellt. Stromerzeugung aus Laufwasserkraft konnte für die Mitgliedsländer der UCTE aus dem "Statistischen Jahrbuch 1998" [UCP98] und Angaben vom "US Department of Energy" [DOE01a] abgeleitet werden. Die Nennleistung der Laufwasserkraftwerke in Mitgliedsländern der UCTE konnte weitgehend dem "Statistischen Jahrbuch 1998" der UCTE [UCP98] entnommen werden. Für Kraftwerke in anderen Ländern lagen weder die Erzeugungsdaten noch die Leistungsdaten – nach Kraftwerkstypen getrennt – vor. Daher wurde ein Verfahren entwickelt, das eine Abschätzung zur **Unterscheidung der Kraftwerkstypen** aus anderen Informationen ermöglicht. Hierzu wurde auch auf Daten des Schweizer "Bundesamtes für Wasserwirtschaft", die "Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)" [BWW98], zurückgegriffen. In der WASTA sind ca. 490 Schweizer Wasserkraftwerke mit insgesamt etwa 12 GW Kraftwerksleistung nach Kraftwerkstyp unterschieden.

Anhand der Kraftwerksdaten des ESRI-Datensatzes der WASTA und hochaufgelöster topografischer Daten (1km x 1km) wurden Korrelationen charakteristischer Umgebungsmerkmale mit dem jeweiligen Kraftwerkstyp ermittelt. Anhand dieser für die Schweiz charakteristischen Merkmale wurde dann in den übrigen Regionen, in denen keine Angaben zum Kraftwerkstyp vorlagen, für jeden Standort auf den jeweiligen Typ des Kraftwerks geschlossen. Da diese Vorgehensweise allerdings relativ fehlerträchtig ist, wurde für größere Kraftwerke die Zuordnung einzeln anhand von

Tabelle 7.1: Nennleistung von Laufwasserkraftwerken (LWKW), Speicherwasserkraftwerken (SWKW) und Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets (Datenquellen: UCTE, Nordel und DOE [UCP98] [Nor97b] [DOE01b]) verglichen mit den in der ESRI-Datenbasis erfaßten Kraftwerksdaten [ESR99].

Region	LWKW [GW]	SWKW [GW]	PSKW [GW]	Gesamtl. [GW]	ESRI [GW]	In ESRI erfasst	KW-Anzahl ESRI
1	2,09	0,00	3,53	5,6	4,2	75%	24
2	0,00	46,39	1,67	48,1	32,2	67%	225
3	4,45	6,77	3,90	15,1	11,3	75%	58
4	5,72	21,97	1,95	29,6	25,2	85%	168
5	10,75	11,63	4,25	26,6	16,9	63%	55
6	2,98	1,28	4,23	8,5	6,5	76%	29
7	17,70	21,25	4,54	43,5	25,8	59%	143
8	8,29	9,85	2,50	20,6	12,7	62%	64
9	6,11	3,04	0,80	10,0	8,9	89%	42
10	8,53	5,40	0,00	13,9	13,3	96%	47
11	0,10	1,08	0,50	1,7	4,7	281%	29
12	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0		0
13	0,66	0,62	0,24	1,5	1,1	73%	28
14	0,06	0,01	0,00	0,1	0,1	148%	5
15	0,01	2,65	0,00	2,7	2,5	94%	5
16	0,05	0,00	0,00	0,1	0,1	100%	3
17	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0		0
18	0,28	0,36	0,00	0,6	0,3	41%	3
19	0,00	0,92	0,00	0,9	0,0	0%	1
Summe * leistungsspez. Ø	67,8	133,2	28,1	229,1	165,6	72%*	929

Kartenmaterial (z.B. [Enc96]) auf Plausibilität überprüft und gegebenenfalls entsprechend korrigiert. In Regionen, in denen keine expliziten Angaben der Wasserkraftwerkstypen vorlagen¹⁷, sind diese Informationen wieder in die Bestimmung der Leistungsanteile der verschiedenen Typen eingeflossen, sodaß die dementsprechenden Daten in Tabelle 7.1 ein Ergebnis dieses Zuordnungsprozesses sind.

Anhand des hochauflösenden topographischen Modells wurde daraufhin am "Wissenschaftlichen Zentrum für Umweltsystemforschung" (USF) in Kassel das potentielle Einzugsgebiet jedes im EPRI-Datensatz enthaltenen Kraftwerks ermittelt. Mit Hilfe des Niederschlags-Ablauf-Modells von WaterGAP wurden dann für das Jahr 1990 die monatlichen Zuläufe zu den Kraftwerken abgeschätzt (s. a. [ADH⁺01] u. [CLV01]). Der Abflußwert entspricht dem akkumulierten Abfluß des gesamten Einzugsgebiets bis zum Standort des jeweiligen Wasserkraftwerks.

¹⁷ Explizite Angaben über die Leistungsanteile der einzelnen Kraftwerkstypen in den einzelnen Mitgliedsländern sind von der UCTE veröffentlicht [UCP98].

Die Erstellung der Zeitreihen des Energiezuflusses unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen technischen Eigenschaften der beiden Kraftwerkstypen für die Speicher- und Laufwasserkraftwerke.

Speicherwasserkraftwerke mit größeren Speichern können meist den gesamten Jahreszufluß nutzen. Dementsprechend ist der Zulauf \dot{Q} näherungsweise proportional zum Energiefluß \dot{E}_{zu} in den Speicher¹⁸:

$$\int_0^T \dot{Q} dt = Q(T) \sim \int_0^T \dot{E}_{zu} dt \sim \int_0^T P(t) dt = W(T) \quad (7.3)$$

Bei bekannter Erzeugung W aus den Speicherkraftwerken läßt sich damit der relative Zuwachs der Arbeitsfähigkeit $P_{pot.AF}$ folgendermaßen bestimmen:

$$P_{pot.AF} = \frac{\dot{Q}}{Q(T)} W(T) \quad (7.4)$$

In Abbildung 7.8 sind die Monatsmittelwerte des Zulaufs zu den Speicherwasserkraftwerken in den Regionen dargestellt, die heute – mit mehr als 10 GW – die größten Nennleistungen dieses Kraftwerkstyps aufweisen. Der Verlauf des Zulaufs unterscheidet sich von Region zu Region. So

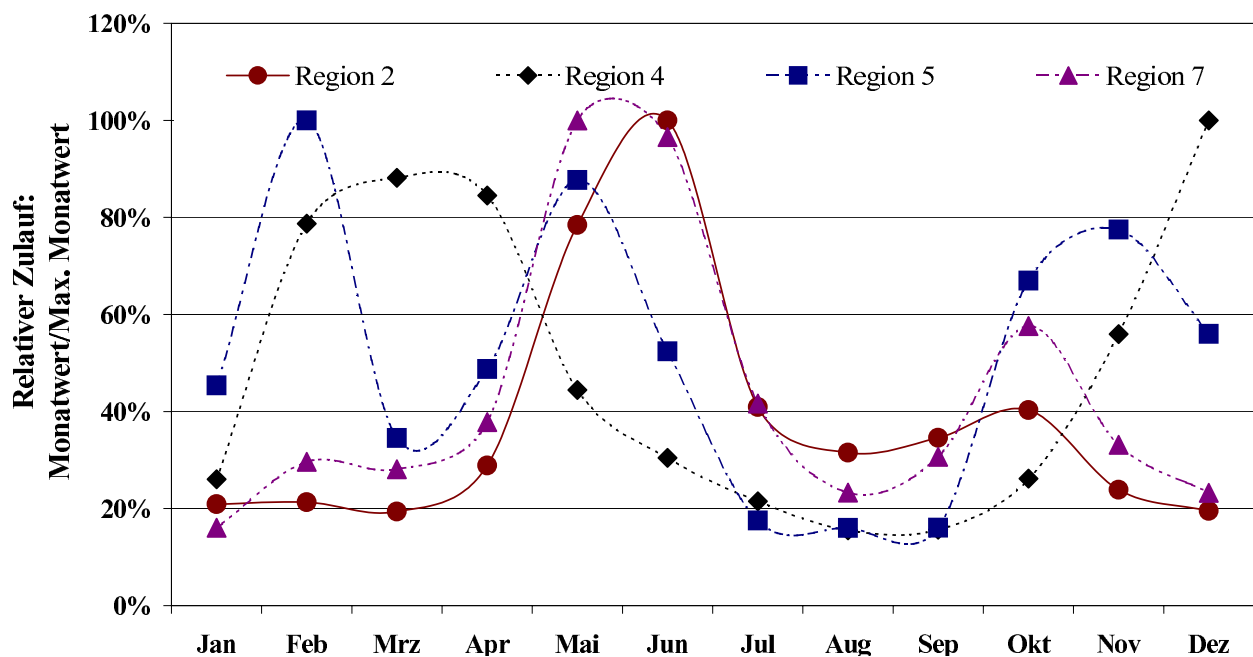


Abbildung 7.8: Zulauf zu Speicherwasserkraftwerken in Regionen mit mehr als 10 GW installierter Nennleistung in diesem Kraftwerkstyp. Datenquelle: [Leh00b]

treten in der Region 4 (nordöstliches Mittelmeer und südliches Schwarzes Meer einschließlich Türkei) die Maxima des Zulaufs im Winter und Frühjahr auf, wohingegen die Sommermonate und der

¹⁸ Für eine exakte Erfassung des Energiehaushalts der Speicherwasserkraftwerke müßten einerseits technische Details der einzelnen Kraftwerke (Speichervolumen, maximale und minimale Stauhöhe H_{Smax} und H_{Smin} , momentane Stauhöhe $H_S(t)$, Volumen in Abhängigkeit von der jeweiligen Stauhöhe $V(H_S)$, Fallhöhe bis zum Kraftwerksauslauf, Wirkungsgradkennlinien der Turbinen....) bekannt sein.

Spätherbst zu den "trockeneren" Zeiten gehören. Die Speicherwasserkraftwerke in *Region5* sind auf verschiedene Gebirgs- und Mittelgebirgsregionen Frankreichs konzentriert. Die unterschiedlichen Klimata könnten für den durch mehrere ausgeprägte Extrema geprägten Verlauf ausschlaggebend sein. Die beiden anderen Regionen besitzen ein besonders ausgeprägtes Maximum im späten Frühjahr bis zum Frühsommer, das von der Schneeschmelze in den dortigen Gebirgsregionen mitbestimmt wird.

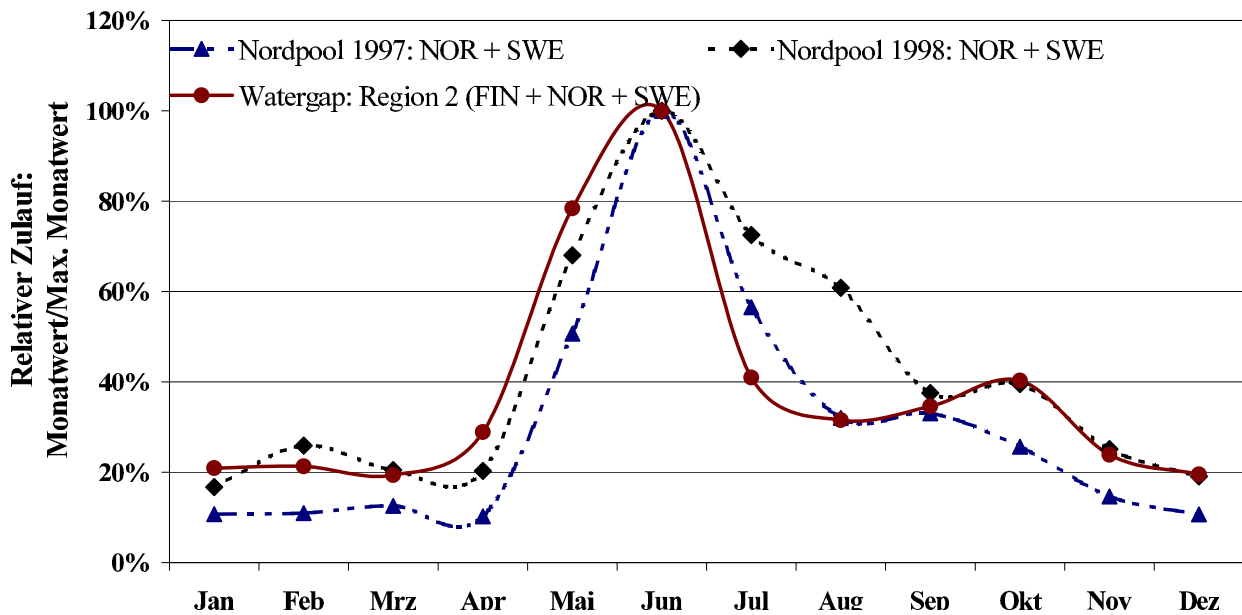


Abbildung 7.9: Vergleich des Zulaufs zu Speicherwasserkraftwerken in Region 2 (Finnland, Norwegen und Schweden) ermittelt aus Daten von WaterGAP mit Daten von Nordpool. Datenquelle: [Leh00b]

Abbildung 7.9 zeigt einen Vergleich der Zulaufdaten für die Region 2 (Finnland, Norwegen und Schweden) mit Daten des Energiezuflusses von norwegischen und schwedischen Speicherwasserkraftwerken. In diesen beiden Ländern befinden sich ca. 96% des Speichervermögens der Region (s. a. [Nor01a] u. [Nor97c]) und 94% der Wasserkraftwerksleistung [Nor97b] mit einem Erzeugungsanteil von etwa gleicher Höhe [Nor97a] [Foy99b]. Damit ist der Verlauf des Zulaufs in den beiden Ländern ausschlaggebend für die gesamte Region. Die Verläufe des Zulaufs nach WaterGAP und die von Nord Pool erfassten Werte zeigen eine recht gute Übereinstimmung. Somit ist die, hinsichtlich der Jahresproduktion von Wasserkraft und Speicherkapazität, wichtigste Region relativ gut durch die WaterGAP-Daten erfasst (vgl. Tabelle 7.2 und 7.3).

Laufwasserkraftwerke sind in der Regel nicht dafür ausgelegt, die maximale zu erwartende Abflußmenge zu verarbeiten. Vielmehr werden sie ab einem maximalen Zulauf \dot{Q}_{max} von überschüssigem Wasser überspült oder der Überschuß wird anderweitig abgeleitet. Bis zum Erreichen dieses maximalen Schluckvermögens verhält sich ihre Stromproduktion aber näherungsweise proportio-

nal zum Zulauf \dot{Q} ¹⁹. Wenn das Kraftwerk keinerlei Speicherkapazität besitzt und voll einsatzfähig ist, folgt für die Beziehung zwischen abgegebener Leistung $P(t)$ und dem verwertbaren Zulauf \dot{Q} :

$$P(t) \sim \dot{Q} = \begin{cases} \dot{Q}(t) & \text{für } \dot{Q}(t) < \dot{Q}_{max} \\ \dot{Q}_{max} & \text{für } \dot{Q}(t) \geq \dot{Q}_{max} \end{cases} \quad (7.5)$$

Hieraus läßt sich bei bekannter Jahreserzeugung $W(T = a)$ und Nennleistung P_{Nenn} des Laufwasserkraftwerks und bekanntem Zulauf iterativ auf den maximal verwertbaren Zulauf \dot{Q}_{max} schließen:

$$\frac{\int_0^T \dot{Q} dt}{\dot{Q}_{max}} = \frac{W(T)}{P_{Nenn}} \quad (7.6)$$

Da weder alle Erzeugungsdaten der einzelnen Kraftwerke mit bekanntem Standort zugänglich waren noch der exakte Zeitverlauf des Zulaufs, wurde die Ermittlung des maximal verwertbaren Zulaufs aus Länderangaben über Kraftwerksleistung und Stromerzeugung gewonnen. Entsprechend den Gleichungen 7.5 und 7.6 ergeben sich für die Summe aller N Kraftwerke im jeweiligen Land näherungsweise folgende Beziehungen zwischen der Momentanleistung $P(t)_i$ der einzelnen Kraftwerke und dem über alle Standorte gemittelten verwertbaren Zufluß $\bar{\dot{Q}}$:

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) \sim \bar{\dot{Q}} = \begin{cases} \bar{\dot{Q}}(t) & \text{für } \bar{\dot{Q}}(t) < \bar{\dot{Q}}_{max} \\ \bar{\dot{Q}}_{max} & \text{für } \bar{\dot{Q}}(t) \geq \bar{\dot{Q}}_{max} \end{cases} \quad (7.7)$$

Dabei kann der maximale mittlere Zulauf zu allen Kraftwerken $\bar{\dot{Q}}_{max}$ iterativ aus folgender Gleichung ermittelt werden, die implizit auch $\bar{\dot{Q}}$ bestimmt:

$$\frac{\int_0^T \bar{\dot{Q}} dt}{\bar{\dot{Q}}_{max}} \simeq \frac{\sum_{i=1}^N W_i(T)}{\sum_{i=1}^N P_{Nenn i}} \quad (7.8)$$

In Abbildung 7.10 sind die so ermittelten Monatsmittelwerte der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in den Regionen dargestellt, die heute – mit mehr als 6 GW – die größten Nennleistungen dieses Kraftwerkstyps aufweisen. Auch der Verlauf der Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken hat in den Regionen deutlich unterschiedliche Ausprägungen. In Region 5 fallen wie bei den Speicherwasserkraftwerken wieder die drei Maxima auf, für die wohl die verschiedenen Klimata der Gebirgs- und Mittelgebirgsregionen Frankreichs verantwortlich sind. Gemeinsam mit dem in Abbildung 7.8 gezeigten Zulauf zu Speicherwasserkraftwerken ist auch

¹⁹ Tatsächlich unterliegt die Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken einer sehr viel komplizierteren Abhängigkeit vom Zulauf. Hierbei spielt der Abfluß des Wassers am Auslauf des Kraftwerks und damit der jeweilige Unterwasserstand eine wichtige Rolle. Zudem sind die Anzahl der Turbinen und deren Wirkungsgradverlauf wichtige Einflußgrößen und auch die Wassermenge die bei Niedrigwasserstand für Fischtreppen und andere Einrichtungen der Stromproduktion verloren geht, spielt eine Rolle. All diese Details müßten im einzelnen bekannt sein und abgebildet werden. Allerdings ist einerseits zu erwarten, daß sich bei einer Berechnung der Stromerzeugung vieler Laufwasserkraftwerke die einzelnen Effekte gegenseitig ausgleichen, andererseits scheint eine detailliertere Berücksichtigung dieser Effekte – in Anbetracht der groben zeitlichen Auflösung der Zulaufdaten (Monatswerte) und ihrer relativ großen zu erwartenden Ungenauigkeiten – nicht angemessen.

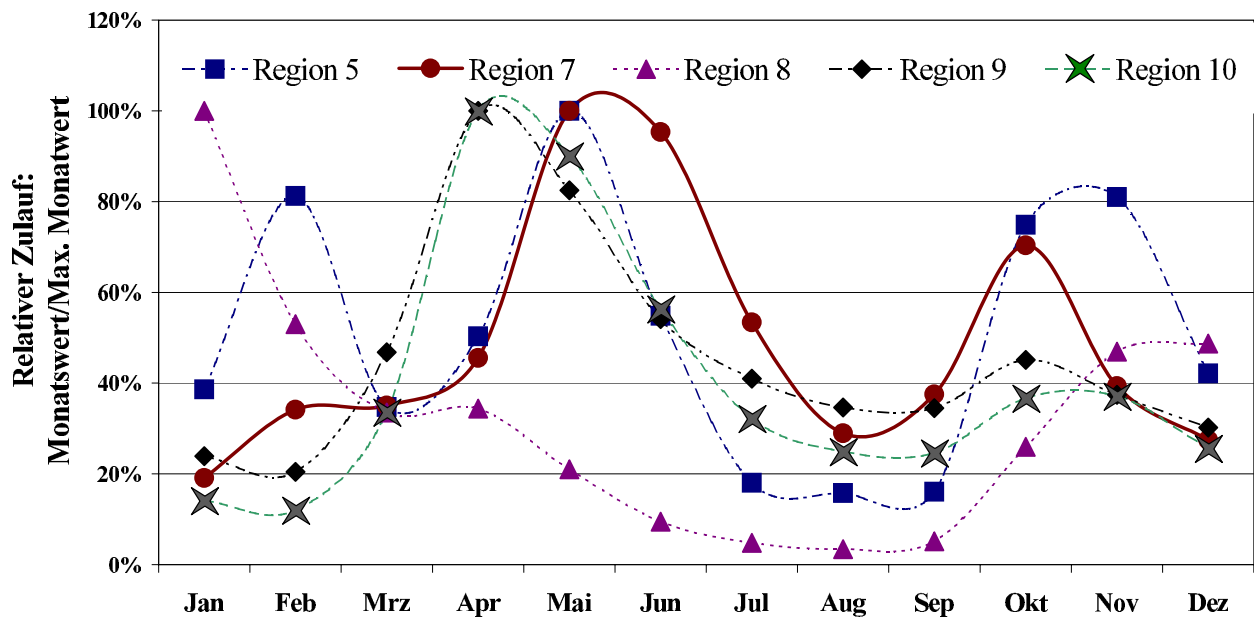


Abbildung 7.10: Monatswerte der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in Regionen mit mehr als 6 GW installierter Nennleistung in diesem Kraftwerkstyp. Datenquelle: [Leh00b]

der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken ein meist ausgeprägtes relatives Minimum in den Hochsommermonaten. Für eine Stromversorgung, die zu großen Teilen auf der Nutzung regenerativer Energien gründet, bietet sich daher eine Kombination der Wasserkraft mit solchen regenerativen Energien an, die z.B. in dieser Zeit Maxima der Produktion aufweisen. Das kann ebenso die Nutzung von Solarenergie sein (s. Abbildungen 4.7 4.13) als auch die von Windenergie in Passatwindregionen (s. Abbildung 5.9) oder, falls sich die Technik einmal durchsetzen würde auch die Nutzung von Fallwindkraftwerken (s. Abbildung 9.5). Die beste Zusammenstellung stellt ein Optimierungsproblem dar (s. Kapitel 14).

Abbildung 7.11 zeigt einen Vergleich der Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken in der Schweiz anhand von Daten des Schweizer Bundesamtes für Energiewirtschaft und Daten aus dem Abflußmodell von WaterGAP. Qualitativ werden die Minima in den Wintermonaten gut getroffen wobei beim kleineren Einzugsgebiet (Schweiz) die WaterGAP-Daten sehr unrealistisch tiefe Minima einnehmen. Eine deutliche Abweichung zwischen den WaterGAP-Daten mit ausgeprägten relativen Minima in den Hochsommermonaten und einem sehr viel kontinuierlicheren Abfall der Stromerzeugung in schweizer Laufwasserkraftwerken fällt auf. Eine Erklärung für dieses Verhalten könnte im topographischen 0,5°-Modell von WaterGAP zu finden sein. Die Auflösung bedingt eine Mittelung der Höhenprofile. Damit setzt beispielsweise die Schneeschmelze in jeder Zelle (des Modells) ein, sobald die Temperatur auf der gemittelten Höhe 0°C überschreitet. Dementsprechend tritt sie in tatsächlich höhergelegene Gebiete innerhalb der Zellen tendenziell zu früh ein. Zudem wird die Temperatur – im Gegensatz zum Niederschlag – nur in Form von Monatsmittelwerten erfasst. Das hat zur Folge, daß im Monat des Erreichens der Schmelztemperatur in der jeweiligen Zelle die Schneeschmelze rechnerisch die gesamten gefrorenen Niederschläge der Wintermonate auftauen und dann in den Sommermonaten nicht mehr zur Verfügung stehen. Beide Effekte können demnach die errechneten Ablaufwerte in den Sommermonaten verringern und im Frühjahr erhöhen. Ähnliche Mechanismen können auch zu zu niedrigen Abflußwerten in den Wintermonaten führen.

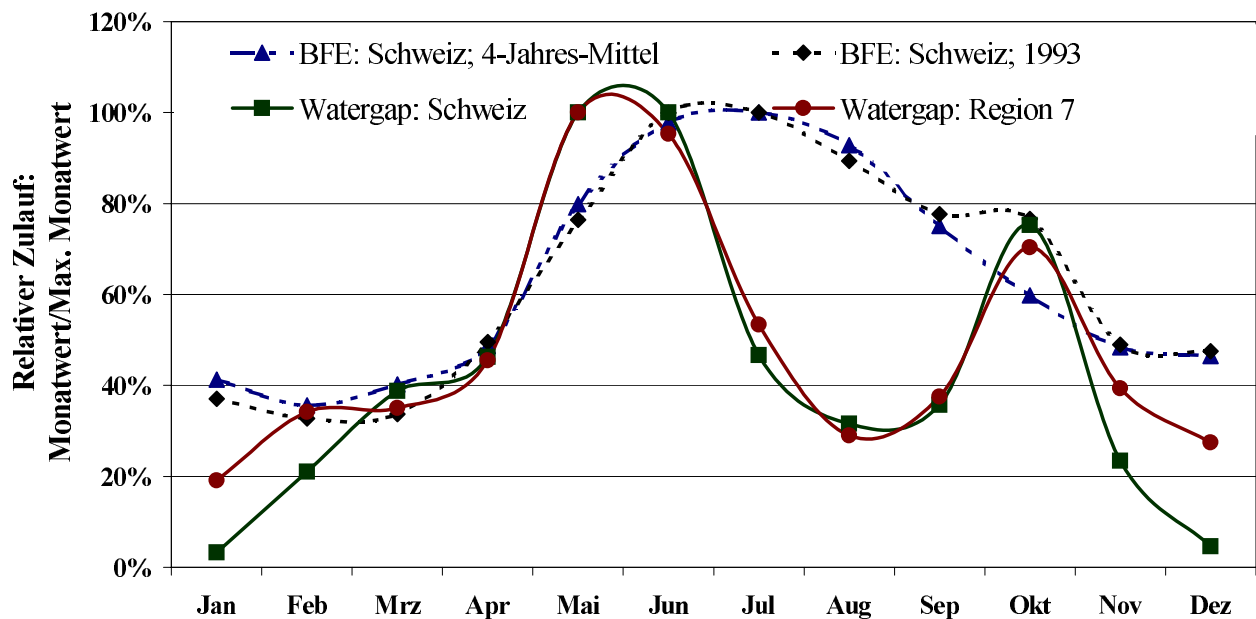


Abbildung 7.11: Vergleich des Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in der Schweiz und in Region 7 (Italien, Österreich, Schweiz) ermittelt aus Daten von WaterGAP mit Daten vom schweizer "Bundesamt für Energie" (BFE). Datenquelle: [Leh00b] [BFE99]

Wie ausgeprägt dieser Einfluß ist hängt jeweils von den örtlichen topografischen und meteorologischen Bedingungen ab. Das Ergebnis ist jedenfalls eine eher zu stark ausgeprägte Variation der Abflußwerte, was die Wasserkraft rechnerisch "unzuverlässiger" macht, als sie es tatsächlich ist. Dies entspricht einer Unterbewertung der Wasserkraft und kann bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zusätzliche Kompensationsleistungen erforderlich machen, die in einem realen System mit realen Daten nicht nötig wären. Damit ist zu erwarten, daß sich diese Effekte im Sinne einer konservativen Abschätzung auswirken.

7.5.2 Wasserkraft: Annahmen für Erstellung der Szenarien

Zur Erstellung der Szenarien werden im betrachteten Versorgungsgebiet die bereits heute ausgebauten Wasserkraftpotentiale berücksichtigt, wie sie in den Tabellen 7.1 auf Seite 102, 7.2 und 7.3 angegeben sind.

In die Kraftwerkseinsatzplanung werden alle Wasserkraftwerke eingebunden, wobei die schon bestehenden Kraftwerke in allen Szenarien als fester Bestandteil des Kraftwerksparks aufgenommen sind (s. a. Kapitel 14). Möglicherweise neu zu bauende Wasserkraftwerke, mit denen heute noch ungenutzte Potentiale genutzt werden könnten, werden in einzelnen Szenarien zur Kraftwerksauswahlplanung freigegeben (s. a. Kap. 7.3). So wird beispielsweise der Einbezug des oben erwähnten Kraftwerks bei Inga – als einzigem Standort außerhalb des Szenariogebietes – oder auch der Vorschlag des isländischen Wirtschaftsministeriums, die isländischen Ressourcen durch einen Ausbau dortiger Kapazitäten und eine HGÜ-Seekabelverbindung für den europäischen Markt zu erschließen [Ing94], mit untersucht. In den übrigen Regionen werden zusätzliche Potentiale mit pauschalen weitgehend konservativen Annahmen erfaßt (s. a. Kap. 15.2.7 auf Seite 307 ff.). Weitere

Tabelle 7.2: Nennleistung, Speichervermögen, Jahreserzeugung und Auslastung von Speicherwasserkraftwerken in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets

Region	Nennleistung [GW]	Speichervermögen [TWh]	Jahreserzeugung [TWh]	Auslastung [VLh/a]
1	0,0	0,0	0,0	0
2	46,4	122,7	211,8	4566
3	6,8	8,2	13,3	1968
4	22,0	33,1	65,3	2973
5	11,6	9,8	16,3	1399
6	1,3	0,3	1,6	1211
7	21,2	19,5	37,1	1746
8	9,8	21,0	21,3	2164
9	3,0	5,7	9,2	3013
10	5,4	7,4	12,0	2226
11	1,1	0,4	0,6	530
12	0,0	0,0	0,0	0
13	0,6	0,5	0,8	1246
14	0,0	0,0	0,0	528
15	2,6	8,6	9,5	3592
16	0,0	0,0	0,0	0
17	0,0	0,0	0,0	0
18	0,4	0,6	1,0	2875
19	0,9	3,2	5,1	5549
Summe * leistungsspez. Ø	133	241	405	3567*

Nutzungsmöglichkeiten der Wasserkraft außerhalb des Szenariogebiets, beispielsweise die großen Potentiale in Ost-Sibirien oder auch die möglicherweise in Grönland erschließbaren Potentiale [Par77] werden in den Szenarien nicht berücksichtigt, auch wenn deren Nutzung evtl. einen positiven Einfluß auf die Kosten der Stromversorgung haben könnten. Die Leistung, die der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung in den einzelnen Regionen zur Auswahl gestellt wird, ist in Kapitel 15.2.7 ab Seite 311 den Ergebnissen des *Szenarios mit Leistungserhöhung und Zubau bei Wasserkraftwerken (WKWneuSWKW+LE)* vorangestellt und kann für die Speicherwasserkraftwerke Tabelle 15.41 auf Seite 313 entnommen werden, sowie Tabelle 15.42 für die Laufwasserkraftwerke. Die Implementierung in die der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung ist in Kapitel 20.1.8 (ab S. 402) beschrieben.

Die Speicherbewirtschaftung und auch die Möglichkeit der Ausnutzung des Schwellbetriebs von Laufwasserkraftwerken ist eine Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung (siehe Kapitel 14). Die Abbildung der Wasserkraftwerke bei der Optimierung orientiert sich u.a. an der von [Ora97] dargestellten Methode. Die Möglichkeit des Schwellbetriebs von Laufwasserkraftwerken wird mit einer Leistung von $\pm 25\%$ des momentanen Leistungszulaufs an den Laufwasserkraftwerken vorgesehen.

Tabelle 7.3: Nennleistung, Jahreserzeugung und Auslastung von Laufwasserkraftwerken in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets

Region	Nennleistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	Auslastung [VLh/a]
1	2,1	6,3	3005
2	0,0	0,0	0
3	4,5	10,3	2296
4	5,7	14,8	2583
5	10,7	41,9	3895
6	3,0	18,1	6074
7	17,7	63,9	3608
8	8,3	20,9	2522
9	6,1	24,5	4019
10	8,5	30,3	3559
11	0,1	0,1	598
12	0,0	0,0	0
13	0,7	1,3	1908
14	0,1	0,0	705
15	0,0	0,1	4792
16	0,1	0,2	4012
17	0,0	0,0	0
18	0,3	1,0	3592
19	0,0	0,0	0
Summe * leistungsspez. Ø	68	234	3447*

Dafür wird eine – für Wasserkraftwerke – relativ kleine Speicherkapazität mit einem Energieäquivalent von drei VLh implementiert (vgl. a. Kap. 14.1.1 S. 199 f. und Kap. 7.2 auf Seite 96).

Der Aufwand, die Kosten für den Zubau von Wasserkraftwerken detailliert, standortbezogen zu ermitteln, würde den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen und auch eine Studie über Unterschiede in den 68 Ländern des Szenariogebiets wäre zu umfangreich. Deshalb wurde für alle Länder ein einheitlicher Ansatz von 1500 €/kW für die mittleren Investitionskosten gewählt. Mit dem Mittelwert sollen sowohl Neubauten erfasst werden, als auch Wirkungsgradverbesserungen an bestehenden Anlagen, sowie deren Leistungserhöhung, sofern diese gleichzeitig eine etwa leistungsproportionale Steigerung der Erzeugung mit sich bringt (vgl. Kap. 7.4 auf Seite 99). Dabei wird aber im Folgenden nicht mehr zwischen Neubau und dieser Art der Leistungserhöhung unterschieden. Die Kostenberechnung für neue und alte Kraftwerke erfolgt unterschiedlich. **Bei neuen Kraftwerken** werden – wie bei den meisten anderen Kraftwerken – die Kapitalkosten mit der Annuitätenmethode aus der Anfangsinvestition bei einem Realzinssatz von jährlich 5% über die kalkulatorische Lebensdauer berechnet. Wie bei anderen Kraftwerken mit sehr hohen realen

Lebensdauern wird dabei die kalkulatorische Lebensdauer konservativ mit 25 Jahren angesetzt²⁰. Die Betriebskosten werden bei den Wasserkraftwerken generell mit jährlich 1% angesetzt²¹. **Bei alten Wasserkraftwerken** wird davon ausgegangen, daß sie bereits abgeschrieben sind und ihre Restlebensdauer im Mittel 70 Jahre beträgt. Es wird weiter davon ausgegangen, daß in dieser Zeit das Geld für die Reinvestition in ein neues Kraftwerk als Rücklage gebildet werden soll, wobei anfangs ein Sockelbetrag zurückgestellt werden soll dessen jährliche Kosten wie bei einer Investition annuitätisch für 25 Jahre mit einem Realzinssatz von jährlich 5% berechnet werden. Dabei wird davon ausgegangen, daß die Rücklage (der verzinste Sockelbetrag) sich mit einem Realzinssatz 2,5% über die gesamte Restlebensdauer verzinst. Unter diesen Bedingungen muß die Rücklage am Anfang 17,76% der Gesamtinvestition von 1500 €/kW betragen²².

Der Ausbau von Speicherwasserkraftwerken, der nur Leistungserhöhung aber keine Produktionssteigerung bewirkt, wird mit niedrigeren Kosten veranschlagt. Die Kosten dieser Zusatzleistung²³ werden mit 500 €/kW angesetzt und mit der Annuitätenmethode bei einem Realzinssatz von jährlich 5% über die kalkulatorische Lebensdauer von 25 Jahren berücksichtigt.

Die Zeitreihen des Zulaufs zu den Wasserkraftwerken wurden aus den Monatsmittelwerten, deren Ermittlung in Kapitel 7.5.1 beschrieben ist, linear zu 3–Stunden–Werten interpoliert und so für die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung übernommen.

7.6 Pumpspeicherkraftwerke

Bei einem Pumpspeicherkraftwerk (**PSKW**) wird Wasser von einem eigens errichteten Unterbecken, einem großen stehenden Gewässer oder einem Fließgewässer mit genügender Zuflußmenge in ein darüber gelegenes Staubecken gepumpt. Umgekehrt wird die so gespeicherte potentielle Energie wieder genutzt, um wie bei einem Speicherwasserkraftwerk Strom zu produzieren. Mit Pumpspeicherkraftwerken ergibt sich damit die Möglichkeit billig zu produzierende oder anderweitig nicht nutzbare elektrische Energie in Form potentieller Energie zwischenzuspeichern. Diese Speichermethode wird auch teilweise an Speicherwasserkraftwerken mit natürlichem Zufluß

²⁰ Die Lebensdauer von Wasserkraftwerken liegt im Bereich von ca. 90 Jahren [CEM⁺92]. Sie ist ähnlich hoch, wie die von Pumpspeicherkraftwerken (s. auf der nächsten Seite).

²¹ Die Betriebskosten sind vorwiegend durch die Kostenstruktur der Kraftwerksgruppe Edersee motiviert. Hier belaufen sich die Betriebskosten durch Personal, Revisionen und Instandhaltung auf weniger als 0,9% der ursprünglichen Investition [KMR00]. Wenn die Betriebskosten nicht auf die nominale Höhe der Investitionskosten des Pumpspeicherkwerks Waldeck II im Jahr 1975 bezogen werden, sondern auf den inflationsbereinigten Wert, dann lägen sie etwa bei 0,4%. Da Wasserkraftwerke i.d.R. höhere Investitionskosten aufweisen als Pumpspeicherkraftwerke und die Wartungs und Instandhaltungsarbeiten zumindest bei ähnlicher Kraftwerksleistung etwa den gleichen Aufwand erfordern werden, sollten die Betriebskosten bezogen auf die Investitionskosten bei ihnen eher niedriger liegen als bei den Pumpspeicherkraftwerken. Wobei das wiederum von der Ausführung des Kraftwerks (z.B. Leistung von den Turbo–Generatoren–Sätzen ...) abhängen sollte.

²² Die jährliche Belastung beträgt so inklusive Betriebskosten 12,73% des anfänglichen Sockelbetrags. Gerechnet wurde mit 13,73%, also mit einem etwas konservativeren Wert, der auch etwas Spielraum für evtl. höhere Betriebskosten älterer Kraftwerke läßt.

²³ In Kapitel 15.2.7 wird ab Seite 307 vor der Darstellungen der Ergebnisse des **”Szenarios mit Leistungserhöhung bei bestehenden Speicherwasserkraftwerken”** auf das Konzept und die Kosten von Leistungserhöhungen bei Speicherwasserkraftwerken eingegangen. In Kapitel 20.1.9 auf Seite 403 wird neben der mathematischen Abbildung für die Szenarien auch das Konzept der Zusatzleistung am Beispiel der Geothermie erläutert, wo aber die Zusatzleistung – im Gegensatz zu Speicherkraftwerken – auch einen ertragssteigernden Einfluß hat.

genutzt, die bei entsprechender Auslegung auch im Pumpbetrieb gefahren werden können. Hier werden aber nur Kraftwerke ohne (nennenswerten) natürlichen Zufluß als Pumpspeicherkraftwerk bezeichnet und im Weiteren kurz in Ihren Eigenschaften beschrieben.

Potential: Die technischen Anforderungen, die ein Gelände zur Eignung für den Bau von PSKW aufweisen muß, sind so gering, daß beinahe überall PSKW in fast beliebiger Leistung installiert werden könnten (frei nach [Bog97]). Dies sei am folgenden Beispiel verdeutlicht. In einer Studie in der ehemaligen DDR wurden die Möglichkeiten der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken an ungefähr 1000 prinzipiell möglichen Standorten untersucht [Bog97]. Als Ergebnis dieser "Systematischen Suche nach Standorten für Pumpspeicherkraftwerke" wurden 20 Standorte mit ähnlich guten Bedingungen wie im unten beschriebenen Fall (Goldisthal) zusammengetragen. Die Summe der vorgeschlagenen Nennleistungen beläuft sich auf ca. 14 GW mit durchschnittlich ca. 5,5 Volllaststunden Speicherkapazität [Bog98]. Eine Begrenzung des Zubaus von PSKW ist also weniger durch ein maximal nutzbares Potential gegeben, sondern eher durch ökonomische und ökologische Anforderungen.

Technische Eigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken: Moderne Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade von etwa $\eta \simeq 80\%$ (bis zu $\eta \simeq 83\%$ bei Volllast) aus [Bog97] (vgl. a. 46 auf Seite 378)²⁴. Eine weitere Eigenschaft sind sehr hohe Laständerungsgeschwindigkeiten und kurze Anfahrzeiten im Minutenbereich [Bog97] [Bog02]²⁵.

Investitionskosten: Auch die Investitionskosten sollen hier vornehmlich anhand des Beispiels – Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal – für PSKW an günstigen Standorten in der BRD exemplarisch dargestellt werden [VEA97] (s. a. [Bog02]). Es handelt sich hierbei um ein PSKW mit einer Nennleistung von 1060 MW und einem Speicher mit einem Volumen für 8 Volllaststunden, dessen Gesamtkosten sich auf weniger als 1200 DM/ kW belaufen sollten und sich ungefähr folgendermaßen zusammensetzen:

	Ober- u. Unterbecken	Untertagebau	Maschinen- u. Stahlbau	E- u. Leittechnik	Sonstiges
Kostenanteil [%]	13	20	22	25	19

Die Lebensdauer des Kraftwerks wird mit 80 bis 100 Jahren angesetzt [Bog97]. Dabei finden in regelmäßigen Abständen Revisionen statt, die nach [Bog97] jährlich etwa 1 bis 2 Wochen beanspruchen und alle 5 Jahre jeweils 2 bis 3 Monate sowie einmal alle 15 Jahre mindestens 6 Monate. Außerhalb der Revisionszeiten kann mit einer Verfügbarkeit von mehr als 99% gerechnet werden, sodaß inklusive Revisionen mit einer Verfügbarkeit von knapp 90% gerechnet werden kann. Nach [KMR00] dauert beim Pumpspeicherkraftwerk Waldeck II die jährliche Revision ebenfalls 1 bis 2 Wochen und alle 15 Jahre fällt das Kraftwerk wegen einer Vollrevision für 10 Monate aus. Die durchschnittliche Verfügbarkeit liegt hier bei etwa 92%. Mit diesem Wert wird auch bei den Szenarien gerechnet.

²⁴ In den Szenarien wird bei bestehenden PSKW mit einem Wirkungsgrad von 80% gerechnet.

²⁵ Beim Pumpspeicherwerk Goldisthal beträgt die Anfahrzeit vom Stillstand bis zum Turbinenbetrieb 75 Sekunden [Bog02].

Pumpspeicherkraftwerke: Weitere Grundannahmen für die Szenarien Entsprechend den Angaben in Tabelle 7.1 auf Seite 102 werden alle bestehenden PSKW, soweit sie den genutzten Daten entnommen werden konnten, oder anderweitig mit einiger Sicherheit ermittelt werden konnten, in die Szenarien integriert. Die Speichergröße wird einheitlich für alle PSKW auf 6 *VLh* gesetzt. Die annuitätischen Kosten für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke werden auf die gleiche Weise errechnet, die auch für bestehende Wasserkraftwerke verwendet wurde (vgl. Kap. 7.5.2 auf Seite 107 ff.). Dabei wird von einer Anfangsinvestition von 500 €/kW ausgegangen²⁶. Die Betriebskosten sind von [KMR00] abgeleitet²⁷. Wenn in einzelnen Szenarien der Zubau von Pumpspeicherkraftwerken zugelassen wird, dann wird das freigegebene Zubaupotential auf 5 GW pro Region beschränkt. Die Kostenberechnung erfolgt dann wie bei neuen Wasserkraftwerken (vgl. Kap. 7.5.2 auf Seite 107 ff.). Die Abbildung von PSKW für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung ist in Kapitel 20.1.7 auf Seite 401 f. skizziert.

²⁶ Dieser Wert liegt eher am unteren Rand der zu erwartenden Investitionskosten und ist damit etwas optimistisch. Allerdings ist die übrige Methode mit der Bildung von Rücklagen für eine Reinvestition am Ende der Lebensdauer eine konservative Annahme, da damit Kosten für das nachfolgende Kraftwerk schon dem bestehenden Kraftwerk angelastet werden.

²⁷ Die jährliche Belastung beträgt so inklusive Betriebskosten 12,34% des anfänglichen Sockelbetrags der Rücklage (vgl. Kap. 7.5.2 auf Seite 107 ff.). Bezogen auf den Sockelbetrag belaufen sich die jährlichen Betriebskosten auf etwa 5,25%.

8 Nutzung der Geothermie

Im Inneren der Erde herrschen hohe Temperaturen. ”99% unseres Erdballs sind heißer als 1000 Grad und nur 0,1% sind kühler als 100 Grad Celsius” [Här00] (vgl. auch [GEA01]). Deshalb dringt ein kontinuierlicher Wärmestrom durch die Erdkruste an die (kalte) Oberfläche.

Auf den Kontinenten beträgt der mittlere Wärmefluß aus dem Erdinneren an die Oberfläche etwa $65 \pm 1,5 \text{ mW/m}^2$ [HJP93a]. Bei insgesamt etwa 147 Mio. km² weltweiter Landfläche ergibt sich dort die gesamte Wärmeleistung zu ca. 9,6 TW was sich zu einer jährlichen Wärmeabgabe von 84000 TWh summiert¹. Dies wiederum entspricht gut 70% des weltweiten Primärenergieverbrauchs im Jahre 2000 [DOE02d]. Insgesamt liegt im geothermischen Wärmefluß also ein großes energetisches Potential vor, es reicht aber nur in den Promillebereich der solaren Einstrahlung und kann auch rein theoretisch nur einen Teil des Energieverbrauchs abdecken. Ursprung der Wärme ist zu etwa gleichen Teilen die Ursprungswärme bei der Bildung der Erde (Gravitationsenergie) und der Zerfall langlebiger radioaktiver Isotope (U^{238} , U^{235} , Th^{232} und K^{40}) die vorwiegend in der Kruste vorliegen [HJS98].

Im Erdinneren ist eine riesige Wärmemenge gespeichert. Diese wird mit ca. $3,3 \times 10^{15} \text{ TWh}$ angegeben [JJS⁺93]. Zusammen mit der potentiellen radiogenen Wärme durch den Zerfall der – noch vorhandenen – radioaktiven Isotope, die nochmals etwa die gleiche Energiemenge beinhaltet, summiert sich der Gesamtwärmeinhalt der Erde auf mindestens $3,3 \times 10^{15} \text{ TWh}$ bis etwa $6,7 \times 10^{15} \text{ TWh}$. Das entspricht dem heutigen weltweiten Primärenergieverbrauch für eine Dauer von bis zu 55 Milliarden Jahren, also einer Zeitspanne, die mehr als 10-fach die erwartete Lebensdauer der Sonne (ca. 4 Mrd.a [Wöh96]) und damit wohl auch allen Lebens auf der Erde übertrifft oder – um eine andere Relation zu nennen – einige hunderttausend mal die bisherige Dauer der Existenz des modernen Menschen². In Anbetracht dieser Größenordnung könnte auch diese Wärmemenge mit einigem Recht als regenerative (oder besser unerschöpfliche) Energie angesehen werden. Allerdings kann es Jahrhunderte dauern, bis eine ”z.B. durch menschliche Nutzung einmal abgekühlte” Lagerstätte geothermischer Wärme wieder regeneriert ist [HJS98]. Für die Nutzung zur Stromerzeugung kommen aus heutiger Sicht die oberen 10 km der Erdkruste in Betracht. Die dort in der kontinentalen Erdkruste gespeicherte Wärmemenge kann grob mit $1,7 \times 10^{10} \text{ TWh}$ angegeben werden [HJS98]³. Diese Energie entspricht noch immer über eine Million mal dem weltweiten jährlichen Primärenergieverbrauch, oder nach Umwandlung dann in Form von elektrischer Energie noch mehr als einhunderttausend Jahre dem Äquivalent des Primärenergieverbrauchs⁴. Bei intensiver Nutzung, der in der oberen Schicht der Erdkruste gespeicherten Energie, würde sich allmählich ein neues Gleichgewicht einstellen, das dann wieder nur die Nutzung des relativ

¹ Unter den Meeren, wo zum einen die Wärmeflüsse im Durchschnitt mit ca. $101 \pm 2,2 \text{ mW/m}^2$ ([HJP93a]) größer sind und zum anderen mit etwa 360 Mio. km² deutlich größere Flächen vorliegen, strömt mit ca. 36 TW nochmals fast die vierfache Leistung an die Oberfläche.

² Homo sapiens sapiens existiert seit ca. 150.000 Jahren.

³ Die mittlere Temperatur ist dabei mit 150°C angenommen, die Dichte mit 2700 kg/m^3 und die Wärmekapazität mit 800 J/(kgK) .

⁴ Die Nutzung der nicht oberflächennahen Geothermie allein zur Wärmebereitstellung wird aufgrund der Bohrkosten wohl eher eine Möglichkeit für Ballungsräume bleiben. Deshalb wären große Teile der weltweiten Potentiale ohne Stromerzeugung wahrscheinlich kaum erschließbar.

geringen Wärmeflusses erlauben würde. Ob es sinnvoll, ist eine Ausbeutung der geothermischen Lagerstätten über den natürlichen Wärmefluß hinaus als regenerativ zu bezeichnen oder nicht, soll an dieser Stelle nicht entschieden werden. In den Szenarien wird in sehr strenger Auslegung nur die Nutzung des natürlichen Wärmeflusses als regenerativ bezeichnet. Dabei wird allerdings die punktuelle und temporäre Ausbeutung der gespeicherten Wärme mit periodischer Rückkehr an die wieder regenerierten ehemaligen Standorte einbezogen.

8.1 Techniken zur Stromerzeugung aus Geothermie

Bei der Stromerzeugung aus geothermischen Wärmequellen werden üblicherweise zwei Methoden unterschieden. Die hydrothermale geothermische Stromerzeugung und die Hot-Dry-Rock-Technologie (HDR).

Die Stromerzeugung unter Nutzung hydrothermaler Lagerstätten beruht auf der Nutzung von Heißwasser- oder Heißdampf-Ressourcen. Dabei kann der heiße Dampf entweder direkt als Arbeitsmedium genutzt werden oder – wie im Falle einer Wärmequelle, die vorwiegend heißes Wasser (Sole) liefert – die Wärme wird über Wärmetauscher dem Kraftwerksprozeß zugeführt. Beim Italienischen Larderello in der Toskana hat die Nutzung hydrothermischer Wärmequellen zur Stromerzeugung schon seit 1905 Tradition. Ende 2000 waren weltweit 7974,06 MW hydrothermale geothermische Kraftwerke installiert [IGA02]. Die Bildung geeigneter Lagerstätten ist möglich, wenn tiefe Sedimente über heißem Gestein von wasserundurchlässigen Schichten (z.B Tonstein) überlagert werden [JJS⁺93] (vgl. auch [GEA01]). Insgesamt sind solche Vorkommen aber relativ selten das Potential wird weltweit bei Nutzung fortgeschrittener Technologie auf etwa $100 \text{ GW}_{el} \pm 35\%$ geschätzt [Kim01] [GRW99]. In Europa inklusive ehemaliger UdSSR könnten so etwa 2,3% der Stromerzeugung bereitgestellt werden. Allerdings sind diese hydrothermischen Potentiale nicht im strengen Sinne regenerativ nutzbar (siehe oben), d.h. sie würden nach relativ "kurzer" Zeit ausgebeutet sein. In "*Hydrothermal Convection Systems with Reservoir Temperatures > 90°C*" sind mit einem weltweiten Potential von 95 bis 150 GW_{el} ähnliche Angaben gemacht [BBG⁺79]. Hier wird die mögliche Nutzungsdauer der Reservoirs mit 30 Jahren angegeben. Im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien bedeutet dies, daß sich das nachhaltig nutzbare hydrothermale geothermische Potential so weit verkleinert, daß es hier nicht weiter zu berücksichtigen werden soll. Zudem scheinen große Teile dieser Potentiale in Lagerstätten mit niedrigen oder mittleren Temperaturen vorzuliegen, zu deren wirtschaftlicher Nutzung noch wesentliche technische Neuerungen und Verbesserungen der heutigen Systeme nötig wären [MTW97]. In anderen Quellen werden die Potentiale der hydrothermischen geothermischen Stromerzeugung wesentlich kleiner eingeschätzt [She98]. Deshalb wird das große Potential der Geothermie in der Nutzung der HDR-Technologie gesehen [She98]. Auch aus diesen Gründen wird die klassische Nutzung hydrothermaler Lagerstätten zur geothermischen Stromerzeugung hier nicht weiter berücksichtigt.

Die Stromerzeugung aus künstlich stimulierten Lagerstätten, die im Folgenden vereinfachend mit Stromerzeugung aus heißem Trockengestein, respektive Hot-Dry-Rock (HDR), als HDR-Technik bezeichnet wird, ist in der Lage, sehr große Teile der geothermischen Reservoirs zu er-

schließen. Genau genommen werden damit verschiedene Ansätze zusammengefaßt, die unter Namen wie Deep-Heat-Mining, Hot-Wet-Rock oder Hot-Fractured-Rock (HFR) "firmieren". Der letzte Begriff – also "heißer gebrochener Fels" – vereint zwei wesentliche Elemente des technischen Ansatzes in sich. Dies ist zum einen die Erkenntnis, daß sich in Fels durch Verpressen von Wasser unter Anwendung hoher Drücke Rißsysteme ausweiten lassen, die dann als Wärmetauscher zum Entzug der Erdwärme nutzbar sind (s. [BIN01] [She98]). Zum anderen ist die Annahme irreführend, daß die nutzbaren heißen Tiefengesteine notwendigerweise trocken seien. Vielmehr hat sich gezeigt, daß oftmals Wasser im Gestein eingeschlossen ist, das sich für die Förderung der Erdwärme einsetzen läßt [She98]. Je nach Lagerstätte wird dies mal mehr mal weniger sein, als für den Betrieb des HDR-Systems erforderlich ist. Für HDR-Systeme gilt: *"Der Standort einer solchen Anlage wäre nahezu frei wählbar, da die Erdwärme in dieser Form überall erschlossen werden kann"* [JJS⁺93].

Als Referenzkraftwerk für die HDR-Technik wird hier das im Report "Renewable Energy Technology Characterizations" des EPRI dargestellte Kraftwerk verwendet [DG97]. Dieses EPRI-Referenzkraftwerk ist in seinen technischen und wirtschaftlichen Details ausführlich beschrieben und erlaubt dadurch den Versuch einer Übertragung auf andere Standorte mit anderen Gegebenheiten.

Zur Förderung der Erdwärme sind zwei Förderbohrungen und eine Injektionsbohrung vorgesehen, die jeweils bis in eine Tiefe von 4000 m reichen. Der Fels soll zur Stimulation des Kluftsystems für den "Wärmetauscher" im Reservoir durch hydraulischen Druck aufgebrochen werden. Das fehlende Wasser⁵ wird von einem nahegelegenen Frischwasserbrunnen (eigens für das Kraftwerk gebohrt) oder einer anderen Quelle bezogen. Die Erdwärme wird einem kommerziell erhältlichen binären Kraftwerk zugeführt, also einem Kraftwerk, bei dem die Erdwärme über einen Wärmetauscher an das Arbeitsmedium übertragen wird. Die Abwärme des Kraftwerksprozesses wird über einen weiteren Wärmetauscher an die Umgebungsluft abgegeben⁶. Das Kraftwerk ist vom ORC-Typ, was bedeutet, daß es einen "Organic-Rankine-Circle", also einen Dampfkraftwerksprozeß nutzt, mit einem organischen Fluid (beispielsweise Isopentan) als Arbeitsmittel.

Die Sole respektive das Wasser wird, nachdem es seine Wärme an den Kraftwerksprozeß übergeben hat, wieder in die Injektionsbohrung verpresst. Die Injektionspumpe hat einen Leistungsbedarf von 1,2 MW und verbraucht damit über 18% der Bruttostromerzeugung des EPRI-Kraftwerks, für dessen Nennleistung im Jahr 2005 etwa 5,3 MW angesetzt sind.

Die Produktion von zusätzlichen 65% thermischer Leistung soll täglich für einen Zeitraum von vier Stunden möglich sein, sodaß dann – mit entsprechend höheren Leistungen der verschiedenen Kraftwerkskomponenten – Spitzenlaststrom erzeugt werden kann.

Die Kostenanteile der verschiedenen Kraftwerkskomponenten und weiterer Aufwendungen für Errichtung, Wartung und Instandhaltung des Referenzkraftwerks, ohne die Berücksichtigung von Leistungserhöhungen für die Erzeugung von Spitzenlaststrom, sind in der Tabelle in Fußnote 71 auf Seite 385 aufgeführt. Bei einer kalkulatorischen Lebensdauer von 20 Jahren, einem Realzins von

⁵ Hier wird konservativer Weise davon ausgegangen, daß das Wasser zur Förderung der Erdwärme nicht aus dem Reservoir selber stammt, sondern anderweitig beschafft werden muß.

⁶ Diese Luftkühlung ist deutlich ungünstiger als Frischwasser- oder Verdunstungskühlung, wird aber der Forderung gerecht, überall anwendbar zu sein. Sie kann also als konservative Annahme aufgefaßt werden, die den Wirkungsgrad des Prozesses verringert und deshalb die Kosten der Stromerzeugung erhöht.

5% und einer durchschnittlichen Kraftwerksverfügbarkeit von 82% errechnen sich die Stromkosten für dieses EPRI-Referenz-Kraftwerk zu etwa 8 US¢/ kWh.

8.2 Regionale Verteilung der Wärmeflüsse:

Der Wärmefluß ist von Region zu Region sehr unterschiedlich. Dies illustriert schon Abbildung 8.1, eine Darstellung der weltweiten Verteilung geothermischer Wärmeflüsse in sehr niedriger räumlicher Auflösung. Auffällig sind die Bereiche großer Wärmeflüsse bis zu 350 mW/m^2 an den submarinen Plattengrenzen. Diese Bereiche weisen allerdings meist relativ große Entfernungen von den Kontinenten und auch oft großen Wassertiefen auf, weshalb sie für eine energetische Nutzung wohl eher ungeeignet sind. Typische Werte an Land sind wie deren weltweiter Mittelwert nahe bei 60 mW/m^2 . Bei $\bar{\lambda} = 2,5 \text{ W/(m} \times \text{K)}$ als angenommener mittlerer Wärmeleitfähigkeit⁷ des Gesteins entspricht dieser Wert gemäß Gleichung 18.35 auf Seite 380 einem Temperaturgradienten $\nabla T \simeq \Delta T / \Delta z$ von etwa 24 K/km .⁸

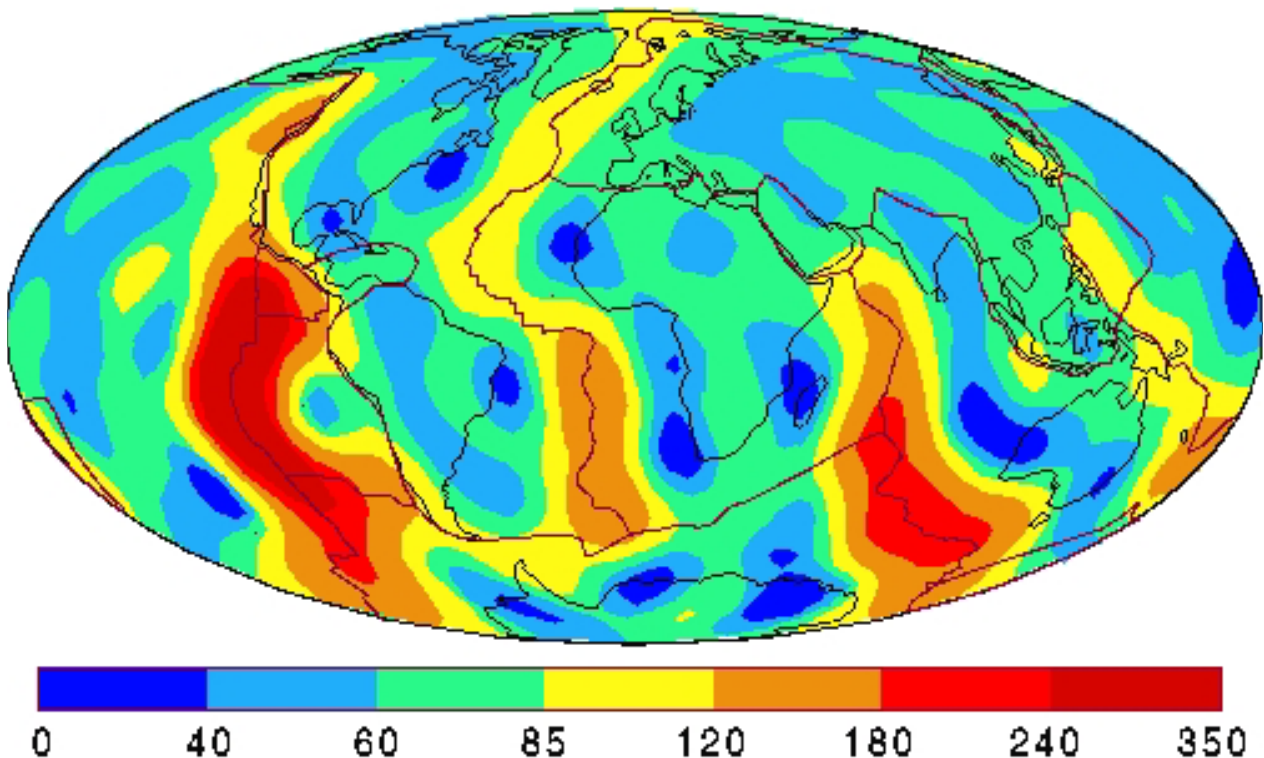


Abbildung 8.1: Grobe Darstellung der weltweiten Verteilung geothermischer Wärmeflüsse in mW/m^2 . Quelle: [IHF93]

Regional sind die Verhältnisse aber sehr viel differenzierter als durch Abbildung 8.1 suggeriert wird. Sehr anschaulich macht das beispielsweise Abbildung 8.2, die die Wärmeflüsse in den USA

⁷ Eine Wärmeleitfähigkeit von $\bar{\lambda} = 2,5 \text{ W/(m K)}$ ist ein grober Mittelwert, der hier für das gesamte Gestein bis zu Tiefen von mehreren km angenommen wird (vgl. Kap. 18 Abschnitt 18.5).

⁸ Bei mächtigen Sedimentabdeckungen liegen – aufgrund schlechterer Wärmeleitfähigkeit – größere Temperaturgradienten vor (vgl. z.B. [BH99]).

zeigt. Regionen, die im großräumigen Mittel beispielsweise Wärmeflüsse um 70 mW/m^2 aufweisen, zeigen – bei höherer Auflösung betrachtet – kleinräumig teilweise doppelt so hohe Werte. Bei gleichen Wärmeleitfähigkeiten bedeutet dies eine Verdopplung des Temperaturgradienten und damit für die geothermische Stromerzeugung große wirtschaftliche Vorteile, die sehr stark von der Bohrtiefe und der Temperatur abhängen (vgl. Kap. 18, Abschnitt 18.5, Seite 385 ff.).

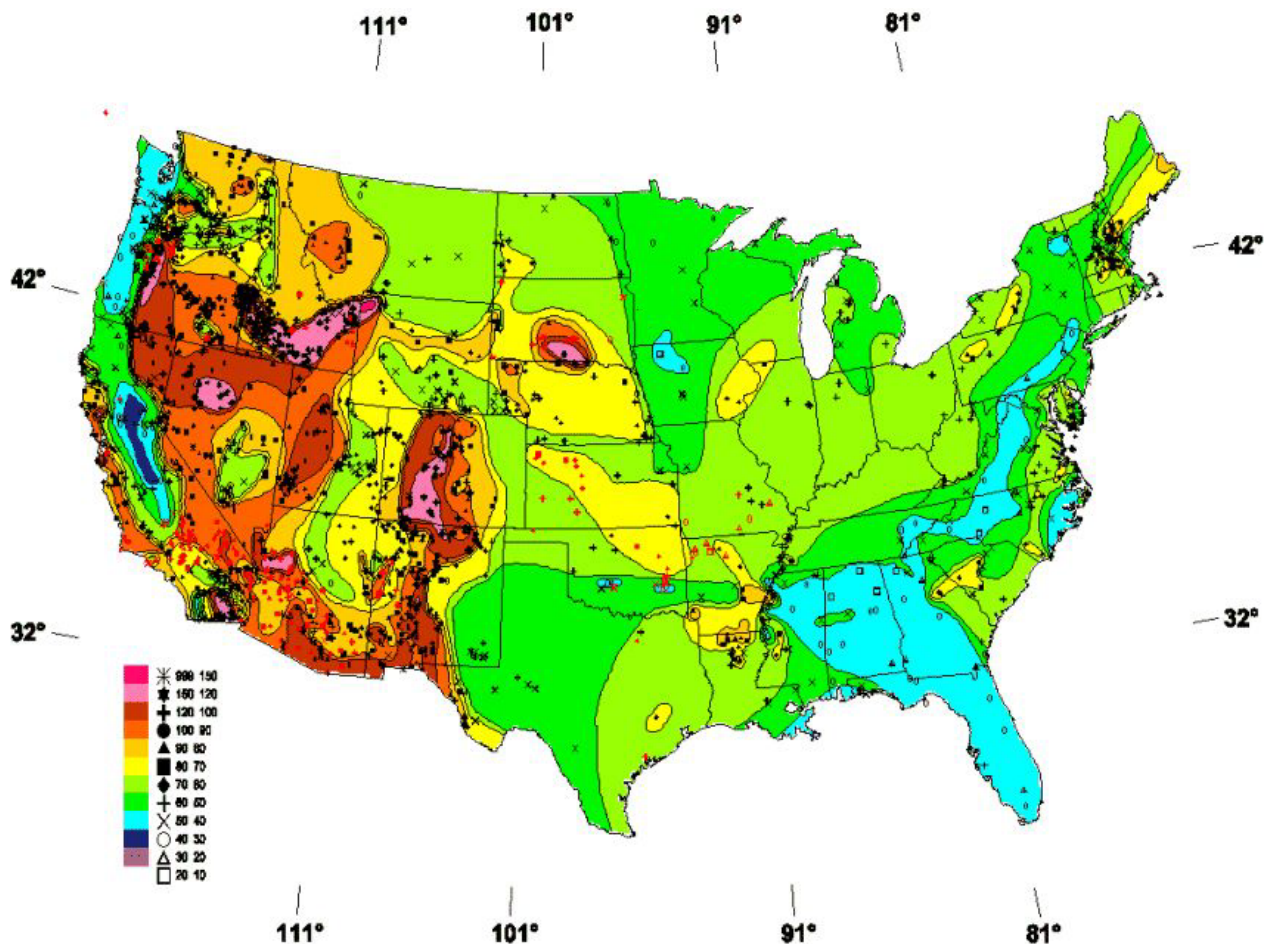


Abbildung 8.2: Wärmeflußdichte [W/m^2] an der Erdoberfläche in den USA. Quelle: [BW96]

Für die Stromerzeugung aus geothermischer Wärme eignen sich Vorkommen mit hohen Temperaturen. Die Grenze, ab der eine Nutzung lohnt, ist natürlich von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Sie wird für die Hot–Dry–Rock–Technik in *”Erdwärme – Energieträger der Zukunft?”* mit 180°C gesehen [JJS⁺93]⁹. Bei einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 10°C entspricht dies einer Temperaturdifferenz von 170 K zwischen Umgebung und der geothermischen Wärmequelle im unterirdischen Gestein, die in etwa als Mindesttemperaturdifferenz $\Delta\vartheta_{\min}(z)$ angesehen werden kann. Diese Temperaturen sind bei durchschnittlichen Temperaturgradienten erst in Tiefen (z) von ca. 7 km zu erwarten¹⁰. Das ist eine relativ große Tiefe, die üblicherweise nicht in Betracht gezogen wird (vgl. [BIN99]) oder als unwirtschaftlich und gerade noch nutzbar angesehen [HS97] wird (vgl. auch Fußnote 16 auf Seite 120 und Kapitel 18.5 Seite 386 ff.). Die Stromkosten sind stark von den Temperaturen und Bohrtiefen abhängig. Eigene

⁹ In *”Sustainable Geothermal Energy from Hot–Fractured–Rock”* wird die Grenze etwas höher bei einer Mindesttemperaturen von 200°C angesetzt [She98].

¹⁰ Der durchschnittliche Temperaturgradient kann mit ca. 25 K/km angesetzt werden [DG97].

Abschätzungen (vgl. Kap. 18, Abschnitt 18.5, Seite 385 ff.) sind in Tabelle 8.1 aufgeführt. Mit steigender Temperaturdifferenz fallen die Kosten rasch, weshalb sich das Bohren in größere Tiefen lohnt, solange der Temperaturgradient groß genug ist, um die steigenden Bohrkosten mehr als zu kompensieren. Dies entspricht auch den Ergebnissen von Kappelmeyer et al., die für einen relativ geringen Temperaturgradienten von knapp 28 K/km zwischen 3 und 8 km ein flaches Kostenoptimum bei gut 5,5 km Tiefe ermittelt haben, auf einem Temperaturniveau von etwa 214°C und bei einer Temperaturdifferenz von gut 200 K zur Erdoberfläche [JJS⁺93]¹¹.

Tabelle 8.1: Abschätzung von **Stromgestehungskosten** aus HDR–Kraftwerken in Abhängigkeit von Temperatur und Tiefe des geothermischen Reservoirs abgeleitet aus Angaben des EPRI (Referenzkraftwerk durch * markiert) und nach Annahmen aus Kapitel 18, Abschnitt 18.5, ab Seite 385 bei einem kalkulatorischen Realzins von 5% sowie einer rechnerischen Lebensdauer von 20 Jahren.

Kosten [€ _{ct} /kWh _{el}]	Temperaturdifferenz $\Delta T\text{ [K]}$					
Tiefe [m]	140	170	200	230	260	290
3000	25	15	11	9	7	6
4000	30	18	13	10	8*	7
5000	36	21	15	12	9	8
6000	44	26	18	14	11	9

Da die Kosten in erster Linie von der Temperaturdifferenz und erst dann von der Tiefe bestimmt werden, ist es konsequent, sich ein Bild von der Tiefe zu machen, ab der eine geforderte Temperaturdifferenz anzutreffen ist. In Abbildung 8.3 ist dementsprechend die Tiefe des Levels (bzw. der Schicht) mit einer Temperaturdifferenz von 170°C gegenüber der Erdoberfläche dargestellt.

Die dargestellten Daten wurden – gestützt auf den Datensatz ”A New Global Heat Flow Compilation” [HJP93b] – anhand der in Kapitel 18, Abschnitt 18.5 ab Seite 379 beschriebenen Vorgehensweise errechnet. Sie stellen nur eine grobe Approximation der tatsächlichen Verhältnisse dar, treffen jedoch die regionalen Gegebenheiten teilweise recht plausibel. Dies zeigt z.B. der Vergleich der Abbildung mit der Darstellung der Wärmeflüsse in den USA in Abbildung 8.2, die räumlich teils sehr gute Übereinstimmungen von geringen Tiefen des gesuchten Temperaturlevels und dementsprechend großer Wärmeflüsse aufweisen¹².

¹¹ Die Autoren kommen allerdings bei den genannten Parametern auch nach Inflationsbereinigung und Berücksichtigung ihrer längeren kalkulatorischen Lebensdauer auf gut 15% niedrigere Stromkosten, wobei dieser Unterschied auch gut durch die Verwendung eines geringeren Zinssatzes oder größerer Kraftwerksverfügbarkeiten (nur 82% in EPRI–Referenzfall [DG97]) erklärbar wäre. Beide sind in der Quelle leider nicht angegeben.

¹² In Regionen mit geringer Anzahl von Meßstellen im zugrundeliegenden Datensatz ist dagegen teilweise die Übereinstimmung mit anderen Quellen wesentlich geringer. Ein solches Beispiel ist Australien, wo nur relativ wenige Messungen im Datensatz enthalten sind (vgl. [IHF93]) und deutliche Abweichungen gefunden werden können, wenn man die Karte mit Ergebnissen vergleicht, die auf einer deutlich größeren Fülle von Meßdaten beruhen (vgl. [DNR98]).

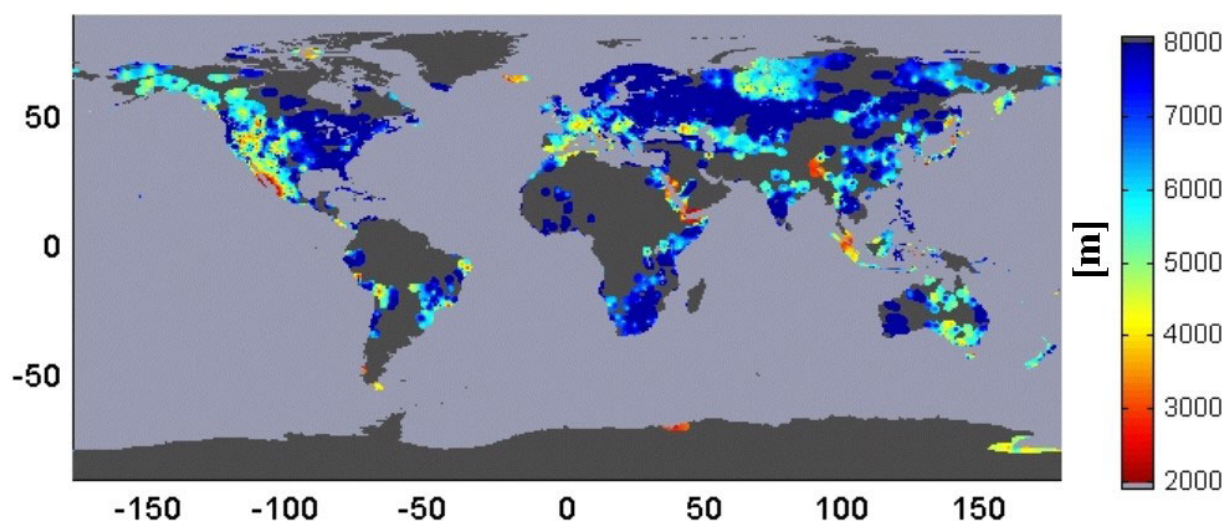


Abbildung 8.3: Approximierte geothermische Temperaturverläufe weltweit: Tiefe des Levels, bei dem die Temperaturdifferenz zur mittleren Oberflächentemperatur $\Delta T = 170 \text{ K}$ beträgt; maximale berücksichtigte Tiefe: 8000 m; maximale berücksichtigte Entfernung zur nächsten Meßstelle: 200 km. Quelle der zugrundeliegenden Wärmeflußdaten und Temperaturprofile: [HJP93b]. Datenbearbeitung: [CL01].

Auch in Mitteleuropa scheinen die Verhältnisse zufriedenstellend wiedergegeben zu sein, was sich auch beim Vergleich von Abbildung 8.4 mit der nebenstehenden Abbildung 8.5 zeigt.

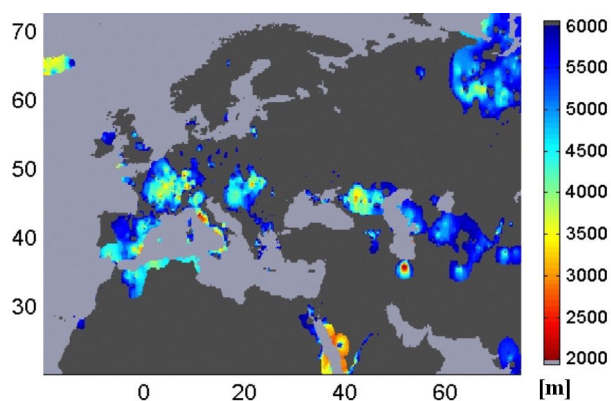


Abbildung 8.4: Approximierte geothermische Temperaturverläufe in Europa: Tiefe des Levels, bei dem die Temperaturdifferenz zur mittleren Oberflächentemperatur $\Delta T = 170 \text{ K}$ beträgt; maximale berücksichtigte Tiefe: 6000 m; maximale berücksichtigte Entfernung zur nächsten Meßstelle: 200 km. Quelle der zugrundeliegenden Wärmeflußdaten und Temperaturprofile: [HJP93b]. Datenbearbeitung: [CL01].

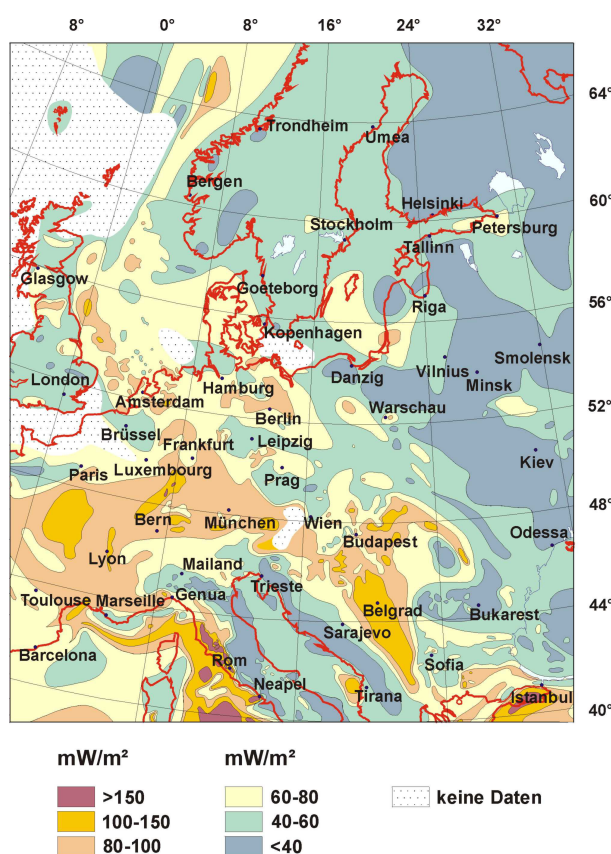


Abbildung 8.5: Geschätzte Wärmeflüsse in Mitteleuropa nach [Hue99].

Beispielsweise sind die Verhältnisse in der Italienischen Toskana auf den Karten gut wiedergegeben (vgl. [HJS98]), wobei der Temperaturgradient am Kraftwerksstandort bei Larderello noch etwas steiler ist, als hier dargestellt (vgl. [BIN01]). Auch die Bedingungen im Oberrheingraben scheinen recht gut getroffen. In Soultz-sous-Forêts wird die Temperaturdifferenz von 170 K etwas vor Erreichen von 4000 m Tiefe angetroffen [BIN01] [BIN99]. Das deckt sich gut mit den Werten in Abbildung 8.4, und auch die Bedingungen in der Nähe von Basel decken sich gut mit Erwartungen auf Grund von unabhängigen Messungen [Här01]. Der Temperaturgradient in dem Gebiet zwischen Budapest und Bukarest scheint zumindest in der Tendenz getroffen. In Nordostdeutschland wird dagegen nach Messungen eher ein größerer Temperaturgradient angetroffen, was evtl. auf die mit teilweise über 4 km mächtige Sedimentschicht mit relativ geringen Wärmeleitfähigkeiten zurückzuführen ist und somit auf den größeren Temperaturgradienten (vgl. [BH99])¹³. Die Bedingungen im Nordwesten der Türkei, die nach Abbildung 8.5 eigentlich vielversprechend aussehen, können mit den Daten, die für die Erstellung von Abbildung 8.4 verwendet wurden und auch die Grundlage für die Szenarien darstellen, nicht verifiziert werden, da für die Türkei im verwendeten Datensatz keine Meßdaten vorlagen.

Das Potential der geothermischen Stromerzeugung mittels HDR-Technologie kann nun anhand der erstellten Daten ermittelt werden. Der weltweite Wärmefluß¹⁴ ergibt sich an Landflächen zu 9,8 TW oder gut 66,5 mW/m². Die Schicht mit einer Temperaturdifferenz von 200 K (170 K) gegenüber der Erdoberfläche liegt im Mittel bei ca. 7800 m (6700 m),¹⁵ also für eine Nutzung aus heutiger Sicht sehr tief¹⁶. Die Potentiale, die in geringeren Tiefen vorliegen sind naturgemäß kleiner. Wenn beispielsweise nur die Gebiete berücksichtigt werden, in denen eine Temperaturdifferenz von 200 K schon vor Erreichen einer Tiefe von 4000 m angetroffen wird, so reduziert sich der Wärmefluß um fast 92% auf 0,82 TW. Eine Ausweitung auf bis zu 5000 m bringt eine Erhöhung um 0,63 TW und die Berücksichtigung von Teufen bis 6000 m weitere 1,17 TW. Bei einem hier vereinfachend unterstellten Wirkungsgrad von 10% entsprechen diese Wärmemengen einer potentiellen Stromerzeugung von 5 bis 17% des heutigen Stromverbrauchs. Die Wärme, die in den oberen 6 km (10 km) der Erdkruste gespeichert ist, entspricht nach den Schätzungen anhand der eigenen Daten an Landflächen etwa 360.000 (1 Mio.) mal dem jährlichen weltweiten Primärenergieverbrauch¹⁷. Allein ihre Ausbeutung durch geothermische Stromerzeugung wäre für eine in Relation zur Dauer der menschlichen Existenz und erst recht im Bezug auf historische Zeiträume subjektiv beinahe unbegrenzt erscheinende Dauer möglich. Berücksichtigt man zusätzlich zum reinen Potential auch

¹³ Hier führt die verwendete Methode zur Temperaturunterschätzung also zu übertrieben konservativen Ergebnissen.

¹⁴ Die Werte des gesamten und mittleren Wärmeflusses sind bis auf wenige Prozent Abweichung identisch mit den – in der Einleitung auf Seite 113 – erwähnten Werten.

¹⁵ Der durchschnittliche Temperaturgradient liegt danach bei etwa 25,5 K/km und damit sehr nahe an den Erwartungen, die an anderer Stelle beispielsweise mit ca. 25 K/km angesetzt werden [DG97].

¹⁶ Die maximalen Tiefen der ausbeutbaren Reservoirs sind in verschiedenen Quellen durchaus unterschiedlich bewertet. In "Europäische Geothermieprojekt Soultz-sous-Forêts" wird der Tiefenbereich für HDR-Verfahren mit 3000 – 6000 m angegeben. An anderer Stelle werden Tiefen größer als 3000 m unwirtschaftlich und größer 7000 m als mit heutiger kommerzieller Bohrtechnik unerreichbar eingestuft [HJS98]. Dagegen erwarten andere Autoren ein Kostenoptimum bei deutlich über 5000 m Tiefe und geben Kostenabschätzungen bis 8000 m Tiefe [JJS⁺93].

¹⁷ Zur Berechnung des Wärmehalts wurden die Temperaturverläufe anhand der Werte jedes Gitterpunktes in den approximierten Daten verwendet. Die Dichte des Gesteins ist mit $\rho = 2500 \text{ kg/m}^3$ angesetzt (vgl. [JJS⁺93], [Edw69] und [UCC00]) und die Wärmekapazität mit 850 J/(kgK) (vgl. [HJS98], [Edw69] und [UCC00]).

die Kosten, so muß man die Tiefen und die Temperaturniveaus mit berücksichtigen. Ein solcher Ansatz könnte sein, daß maximale Tiefen bis 6000 m (4000 m) berücksichtigt werden und die Wärme im Gestein genutzt wird, bis sich dessen Temperaturdifferenz zur Umgebung auf 170 K verringert hat. Diese Restriktion verringert die bis in einer Tiefe von 6000 m (4000 m) nutzbare Wärmemenge auf das 37.000–fache (3.800–fache) der heutigen Primärenergienutzung, und nach dem Umwandlungsschritt der Stromerzeugung auf das 3.700–fache (380–fache). Aus diesen Zahlen wird ersichtlich, daß die Potentiale der Geothermie mit der Bohrtechnik stehen und fallen. Bei wachsenden wirtschaftlich erreichbaren Teufen steigt das Potential rasch an, ein Prozeß, der durch die Temperaturabhängigkeit der technisch erreichbaren Wirkungsgrade begünstigt wird¹⁸.

8.3 Geothermie in den Regionen des Szenariogebiets

Generell liegt auch im Szenariogebiet¹⁹ ein großes geothermisches Potential vor. Für die gesamte Landfläche von ca. 30 Millionen Quadratkilometern ergibt sich der geothermische Wärmefluß zu ca. 1800 GW. Wenn nur Flächen berücksichtigt werden, bei denen eine Temperaturdifferenz von 170 K schon vor Erreichen von 10 000 m Tiefe angetroffen wird (also in einer evtl. zukünftig einmal wirtschaftlich erreichbaren Tiefe) verbleiben mit ca. 24 Millionen Quadratkilometern noch immer etwa 82% der Fläche. Der Wärmehalt bis zum Abkühlen auf eine Temperaturdifferenz von 170 K – also einer Temperatur, bis zu der noch einigermaßen günstige Voraussetzungen zur Stromproduktion gegeben sind – summiert sich auf etwa $3,16 \times 10^9$ TWh. Das entspricht dem Äquivalent des Primärenergieverbrauchs im Szenariogebiet von ca. 79000 Jahren oder – bezogen auf eine geothermische Stromerzeugung mit einem Wirkungsgrad von angenommenen 10% – etwa dem Äquivalent des heutigen Stromverbrauchs für den gleichen Zeitraum. Der Wärmefluß reduziert sich durch die Restriktion der minimalen Temperaturdifferenz auf ca. 1600 GW oder 82% des Gesamtflusses. Wenn "streng regenerativ" unter den gleichen vereinfachten Voraussetzungen nur dieser Fluß zur Stromerzeugung genutzt wird, entspricht das vor Verstromung etwa 36% des jährlichen Stromverbrauchs. Leider ist in vielen Gebieten die Dichte der zugrundeliegenden Daten so gering, daß die Verwendung der davon abgeleiteten Werte zu spekulativ scheint. Wird beispielsweise gefordert, daß die nächste Meßstelle nicht weiter als 200 km (100 km) vom jeweiligen Gitterpunkt entfernt ist, so reduziert sich das Potential etwa auf 47% (34%) des ursprünglichen Wertes. Mit heutiger Technik und solcher, die in nächster Zukunft einsetzbar scheint, sind Tiefen bis etwa 6000 m erschließbar. Der Wärmefluß, der durch Flächen dringt, bei denen eine Temperaturdifferenz von 170 K schon vor Erreichen dieser Tiefe angetroffen wird, liegt noch bei ca. 710 GW und bei Ausschluß aller Gebiete, die mehr als 200 km von der nächsten Meßstelle entfernt sind, verbleiben noch ca. 350 GW. Diese Gebiete werden bei der Erstellung der Szenarien berücksichtigt. Sie könnten "streng regenerativ" – wiederum bei einem vereinfachend angenommenen Wirkungsgrad von 10% – genutzt knapp 9% des heutigen Strombedarfs im Szenariogebiet decken.

Aus rechentechnischen Gründen ist es auch bei der Geothermie nicht möglich, jeden hier durch das 0,25°–Gitter vorgegeben Einzelstandort innerhalb des Szenariogebiets bei der Kraftwerks–Einsatz und –Auswahlplanung mit seiner potentiellen Stromerzeugung zu berücksichtigen (s.a. Kap. 14).

¹⁸ Siehe auch Kapitel 18, Abschnitt 18.5 auf Seite 382 und auf Seite 385 ff.

¹⁹ Die Ausdehnung und Unterteilung des Gebietes ist in Abbildung 21.1 auf Seite 409 dargestellt.

Daher müssen die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen wieder aggregiert werden. Gleichzeitig wäre es in Anbetracht der Temperatur- und Tiefenabhängigkeit der geothermischen Stromerzeugung aber nicht sinnvoll, je einen Mittelwert dieser Größen für die gesamte Region zu verwenden, da dann schlechtere Standorte, die aus heutiger Sicht zur Stromversorgung aus wirtschaftlichen Gründen weniger gut geeignet sind, und bessere undifferenziert berücksichtigt würden. Da die ungünstigeren Standorte in allen Regionen überwiegen, würden sie bei der Bildung der Mittelwerte dominieren. Daher wurde in den Regionen nach Standortgüte differenzierte "Summenstandorte" 1., 2. und/oder 3. Wahl gebildet. Die Standorte 1. Wahl enthalten alle Gebiete (Gitterpunkte), in denen eine Temperaturdifferenz von 170 K gegenüber der Oberflächentemperatur schon vor Erreichen einer Tiefe von 4000 m angetroffen wird, also $\Delta T(4000\text{ m}) \geq 170\text{ K}$. Für die Standorte 2. Wahl gilt $\Delta T(4000\text{ m} \leq z \leq 5000\text{ m}) \geq 170\text{ K}$ und die Standorte 3. Wahl gehorchen schließlich der Bedingung $\Delta T(5000\text{ m} \leq z \leq 6000\text{ m}) \geq 170\text{ K}$. Größere Bohrtiefen werden wie erwähnt vorsichtshalber nicht in Erwägung gezogen, da über deren Erreichbarkeit einerseits keine einheitlichen Angaben gefunden wurden (vgl. Fußnote 16 auf Seite 120), und andererseits die – in den Szenarien verwendete – Approximation der Bohrkosten zu spekulativ wird (vgl. Kapitel 18.5 auf Seite 386 ff.). In Tabelle 8.2 sind die mittleren Temperaturgradienten ∇T aufgelistet, sowie die Größe der Oberfläche der Gebiete, die den jeweiligen Kriterien entsprechen, und mit \dot{Q} der Wärmefluß, der durch diese Flächen nach außen strömt. Dabei sind nur Flächen berücksichtigt, die auch dem Entfernungskriterium (nicht weiter als 200 km von der nächsten Meßstelle) gehorchen.

Zusätzlich ist der Gewichtungsfaktor KF für die Kosten der Stromerzeugung als Vergleichszahl zur EPRI-Referenz aufgeführt. Er ergibt sich entsprechend der in Kapitel 18, Abschnitt 18.5 ab Seite 385 beschriebenen Kostenabschätzung, die sich von den Kosten der Stromerzeugung für das Referenzkraftwerk ableitet. Abweichend von der Referenzanlage wird für Standorte 1. und 2. Wahl von tieferen Bohrungen bis zu Reservoirs in 5000 m Teufe ausgegangen. Für Standorte 3. Wahl werden Tiefen von 6000 m angesetzt, da davon nach den Abschätzungen geringere Stromgestehungskosten erwartet werden. Diese Annahme scheint auch deshalb gerechtfertigt, weil an diesen Standorten davon ausgegangen wird, daß die Bohrkosten aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Temperaturen auch bis in diese Tiefen nicht schneller ansteigen als in der Abschätzung unterstellt²⁰.

8.4 Geothermie: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien wird von Kostenabschätzungen ausgegangen, die sich im Wesentlichen aus den Angaben zum EPRI-Referenz-Kraftwerk als Kraftwerksbasis ableiten (s. Fußnote 71 auf Seite 385) und die für die thermodynamische Gegebenheiten an den ausgewählten Standorten angepaßt werden²¹.

²⁰ Von der Annahme noch größerer Bohrtiefen und damit verbundener Kostenreduktionen wird abgesehen, da dies im Sinne der konservativen Vorgehensweise zur Erstellung der Szenarien als zu spekulativ angesehen wird.

²¹ Da der Dollarkurs zwischen Anfang 1997 und Ende 2003 Werte zwischen knapp $0,8\text{ US\$}/\text{ECU}$ und gut $1,2\text{ US\$}/\text{€}$ angenommen hat, wurde vereinfachend mit einem Kurs von $1\text{ US\$}/\text{€}$ gerechnet. Im Verhältnis zum mittleren Kurs von $0,8\text{ US\$}/\text{ECU}$ in 1996 ist das auch unter Einbezug des Deflators des US-Bruttoinlandsprodukts, der in den USA zwischen 1996 und Ende 2003 zu einer mit etwa 11% um 6% höheren Geldentwertung als beispielsweise in Deutschland geführt hat [IEAa], ein relativ konservativer Ansatz.

Tabelle 8.2: Standortauswahl für die potentielle Nutzung zur Stromerzeugung durch Hot-Dry-Rock-Technik (HDR), unterteilt nach drei Standortgütern, die sich durch die Tiefen des Levels unterscheiden, bei dem ein Temperaturunterschied von $\Delta T = 170\text{ K}$ zur Oberfläche angetroffen wird. Angegeben dazu: Zunahme Temperatur (T) mit der Tiefe (z); $\Delta T/\Delta z \simeq \nabla T$, sowie potentiell nutzbare Fläche, Gesamtwärme fluß \dot{Q} und der – für die Kosten der Stromproduktion errechnete – Gewichtungsfaktor KF als Vergleichszahl zur EPRI-Referenz.

Standortgüte	1. Wahl Level $_{\Delta T=170K}$ in weniger als 4000 m					2. Wahl Level $_{\Delta T=170K}$ zwischen 4000 m und 5000 m					3. Wahl Level $_{\Delta T=170K}$ zwischen 5000 m und 6000 m				
	∇T	Fläche	\dot{Q}	KF		∇T	Fläche	\dot{Q}	KF		∇T	Fläche	\dot{Q}	KF	
Einheit	[K/km]	[km ²]	[GW]	[I]		[K/km]	[km ²]	[GW]	[I]		[K/km]	[km ²]	[GW]	[I]	
Region															
1	45	2500	0,28	1,47		37	6600	0,61	2,22		30	56000	4,23	2,71	
2	–	–	–	–		36	1500	0,13	2,31		30	7900	0,60	2,71	
3	44	4800	0,54	1,51		37	40000	3,72	2,16		30	84400	6,44	2,65	
4	46	15400	1,80	1,41		37	145200	13,58	2,13		31	168200	12,88	2,63	
5	46	47900	5,55	1,43		38	198600	18,75	2,10		31	190300	14,86	2,52	
6	48	9700	1,20	1,32		38	21800	2,06	2,10		30	94500	7,15	2,70	
7	50	51200	6,56	1,25		38	88500	8,44	2,05		31	74500	5,79	2,55	
8	47	22300	2,61	1,40		37	193300	18,08	2,14		31	203300	15,74	2,57	
9	45	13200	1,49	1,49		36	205100	18,72	2,26		31	587800	45,90	2,52	
10	47	50700	5,97	1,39		38	167300	15,97	2,05		31	244600	18,81	2,61	
11	53	25800	3,54	1,11		37	30400	2,85	2,12		30	59100	4,44	2,75	
12	55	135000	18,67	1,06		38	24800	2,35	2,08		31	40100	3,07	2,62	
13	43	5600	0,61	1,58		37	164700	15,42	2,13		31	86700	6,67	2,61	
14	–	–	–	–		38	27300	2,63	2,00		–	–	–	–	
15	–	–	–	–		37	10400	0,96	2,19		30	85800	6,39	2,80	
16	–	–	–	–		–	–	–	–		–	–	–	–	
17	–	–	–	–		–	–	–	–		–	–	–	–	
18	50	55300	7,01	1,22		39	2900	0,28	1,98		–	–	–	–	
19	49	75700	9,57	1,27		39	17700	1,73	1,96		31	7700	0,59	2,62	
Summe oder Ø	50	5,2E+5	65,4	1,25		38	1,3E+6	126,28	2,06		27	2,0E+6	153,56	2,33	

Die Vorgehensweise, bei der auch die Abschätzung von Bohrkosten und Kraftwerkswirkungsgraden eine wesentliche Rolle spielt, ist in Kapitel 18.5 auf Seite 379 ff. beschrieben. Sie mündet in der Berechnung des – oben erwähnten – Kostenfaktors KF , der die Relation der erwarteten leistungsspezifischen Investitionskosten zu denen des Referenzkraftwerks darstellt und in Tabelle 8.2 für die verschiedenen Standorte im Szenariogebiet angegeben ist²². Wie beim Beispiel für das Referenzkraftwerk sind die jährlichen Kosten in den Szenarien für eine kalkulatorische Lebensdauer von 20 Jahren bei einem Realzinssatz von 5% berechnet. Die leistungsspezifischen Betriebs- und Wartungskosten werden für den Kraftwerksteil gleich hoch angenommen wie beim EPRI-Referenzkraftwerk. Für die übrigen Komponenten werden sie ebenso wie alle Reparaturkosten umgekehrt proportional zur (standortbedingten) Nettoleistung des Einzelkraftwerks angesetzt. Damit belaufen sich die jährlichen Betriebs-, Wartungs- und Reparaturkosten auf gut 28% der jährlichen Gesamtkosten an Standorten 1. Wahl und knapp 25% an Standorten 3. Wahl (vgl. Fußnote 71 auf Seite 385).

Insgesamt werden die Annahmen zur Kostenberechnung für die geothermische Stromproduktion als hinreichend konservativ – also im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen.

²² Auch die Kosten der Zusatzleistung, die in Kapitel 8.1 auf Seite 115 beschrieben wird (vgl. a. 20.1.9), unterliegen nach dem gewählten Ansatz mit jährlichen Kosten zwischen 183 und 200 €/kW einer leichten Abhängigkeit von den geologischen/thermischen Bedingungen am jeweiligen Standort.

9 Fallwindkraftwerke

Eine vielversprechende, wenn auch bisher nur theoretisch untersuchte Möglichkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energien stellt die Nutzung von Fallwindkraftwerken (**FWKW**) dar. Da bis heute noch kein Fallwindkraftwerk (FWKW) gebaut wurde, soll ihre Nutzung nur in den spekulativeren Teil aufgenommen werden, und somit nur in eigenen Szenarien.

9.1 Das Fallwindkraftwerk – grob skizziert:

Die Funktionsweise des Kraftwerks ist, obwohl sie auf sehr einfachen, auch in der Natur häufig anzutreffenden Prinzipien beruht, wenig bekannt und soll im folgenden kurz skizziert werden. Das FWKW nutzt in der Atmosphäre gespeicherte Sonnenenergie zur Erzeugung elektrischen Stroms. Dazu wird im Kopf eines hohen Turms Wasser eingesprüht, das bis zum Erreichen des Gleichgewichts zwischen Luft und Tröpfchen verdunstet. Die Verdunstungswärme liefert die Luft, die sich deshalb abkühlt. Die Luft innerhalb des Turmes ist dann kälter als die außerhalb und hat dadurch eine höhere Dichte. Der Verdichtungs-Effekt durch die Abkühlung übertrifft dabei vielfach eine ihm entgegengesetzte Verringerung der Dichte durch den steigenden Wasserdampfgehalt. Die Dichtedifferenz wirkt als Antrieb einer abwärts gerichteten Strömung (Fallwind) innerhalb des Turmes. Dieser Wind kann mit speziellen Windturbinen zur Stromerzeugung genutzt werden. Eine detailliertere Beschreibung des FWKW-Prozesses findet sich in Kapitel 18.4 ab Seite 370.

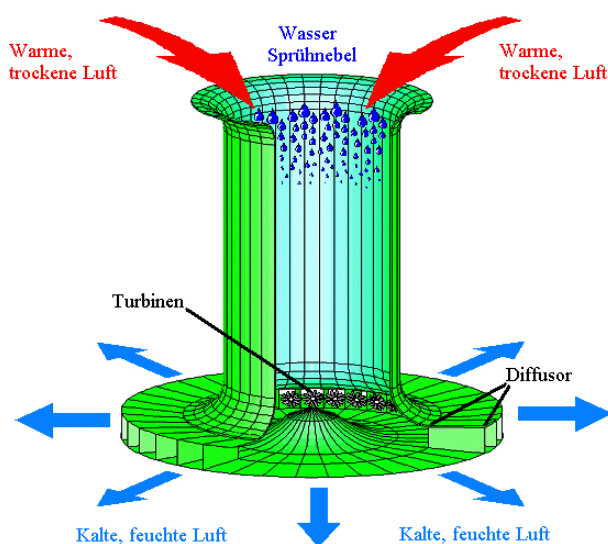


Abbildung 9.1: Prinzipskizze der Arbeitsweise von Fallwindkraftwerken. Original der Abbildung [ESWZ01]

Bei einem Kraftwerk mit 400m Höhe und 200m Durchmesser wäre etwa mit einer Verdoppelung der Stromgestehungskosten zu rechnen.

Die Funktionsweise von FWKWs ist in nebenstehender Abbildung vereinfacht dargestellt. Außer den Turbinen sind hier auch Diffusoren abgebildet, deren Einsatz die Effizienz des FWKW steigert (s.a. Kapitel 18.4.3 Fußnote auf Seite 376). Das Pump- und Sprühsystem ist durch überdimensionale Wassertropfen angedeutet. Das zugrundeliegende Prinzip der Stromerzeugung mittels Fallwindkraftwerken ist in Kapitel 18.4 ab Seite 370 skizziert. Fallwindkraftwerke können in sehr verschiedenen Größen gebaut werden, allerdings ist ihre Leistung stark von der Höhe abhängig und damit auch die Stromerzeugungskosten (s. [ESWZ01]). Ein flaches wirtschaftliches Optimum wird bei einer Baugröße von ca. 1300m Höhe und 400m Durchmesser erwartet (s. ebenda). Bei einem Kraft-

Mit der Entwicklung des FWKW haben sich seit seiner Erfindung durch P. Carlson im Jahre 1965 vornehmlich zwei Gruppen beschäftigt. Ein Patent auf die Erfindung wurde im Jahre 1975 erteilt

[Car75]. Die erste grundlegende Studie wurde von der kalifornischen Firma Agbabian Associates [Agb80] vorgestellt. Sie gipfelte im Vorschlag zur Errichtung eines 2500 *m* hohen Turmes mit einem Durchmesser von 500 *m*, der zur Erzeugung einer Maximalleistung von 2,5 *GW* dienen sollte. In der Studie wurden sowohl die physikalischen als auch die ingenieurstechnischen Gesichtspunkte berücksichtigt. Ein besonderes Augenmerk lag dabei auf den Bauprinzipien für eine Anlage dieser Größe und ihrer Beständigkeit gegen schwere Windlasten und Erdbeben. Eine verbesserte Anlage wurde 1990 von der zweiten Gruppe um D. Zaslavsky aus Israel vorgeschlagen [Zas90]. Sie sollte mit einem 800 *m* hohen und 400 *m* breiten Turm eine Maximalleistung von 550 *MW* bereitstellen. Seitdem wurden weitere Verbesserungsansätze untersucht und fortgeschrittene Anlagenkonfigurationen entwickelt.

In [Car93] schlägt der Erfinder des FWKW den Bau von FWKW mit einer Nennleistung von 100 *MW* vor. Ein Kraftwerk dieser Größe würde nach [Car93] als "Nebeneffekt" eine landwirtschaftlich nutzbare Oasenfläche von ca. 100 *km*² erzeugen. Der Wert der hier zu erwirtschaftenden landwirtschaftlichen Güter würde die Einnahmen aus der Stromerzeugung übertreffen. Als weiterer Nebennutzungseffekt bietet sich eine Süßwassergewinnung durch Umkehrosmose an. Sie kann in Verbindung mit dem FWKW zu deutlich geringeren Preisen als heute üblich bewerkstelligt werden [Zas90]. Obwohl wirtschaftlich interessant, werden im Folgenden diese oder andere Optionen, die sich im Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken ergeben, nicht weiter berücksichtigt¹.

Eine Anlage mit 1200 *m* Höhe und 400 *m* Turmdurchmesser wird 1997 von Zaslavsky vorgeschlagen [Zas97], der 2001 in "ENERGY TOWERS for Producing Electricity and Desalinated Water without a Collector" eine detaillierte Studie über erwartete Stromerzeugung, Investitionskosten und Stromkosten von FWKW verschiedenster Höhen und Turmdurchmesser vorstellt [ESWZ01]. Die Ausmaße erstrecken sich dabei von relativ kleinen Prototypen (300 *m* Höhe und 100 *m* Turmdurchmesser) bis zu Kraftwerken mit 1400 *m* Höhe und 500 *m* Turmdurchmesser. Bei den großen Anlagen wird ein relativ flaches Minimum der Stromkosten bei einem FWKW mit 1300 *m* Höhe und 400 *m* Durchmesser gefunden.

9.2 Potentiale der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken

Wie bei den anderen dargebotsabhängigen regenerativen Quellen, ist auch das Potential der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken sehr stark vom Standort abhängig. Besonders geeignet für den Betrieb solcher Kraftwerke sind Gebiete mit warmer, trockener Atmosphäre und großem Wasserreservoir. Solche Bedingungen finden sich weltweit in vielen Küstenwüsten in den Passatwindregionen. Unter Nutzung der Reanalysedaten ERA-15 und weiterer Daten des ECMWF konnten die weltweiten Fallwindkraftwerkspotentiale ermittelt werden². (Die Theorie dazu ist in Kapitel 18.4 und Spezifika der Berechnung im Abschnitt 18.4.3 ab Seite 375 skizziert.) Abbildung 9.2 zeigt die Offshorebedingungen für die Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken. Hier sind die

¹ Verschiedene Nebennutzungsmöglichkeiten und ihr möglicher ökonomischer Wert sind in [ESWZ01] aufgeführt.

² Die dazu benötigten Daten wurden für die Leistungsberechnung – in vorverarbeiteter Form in eigens dafür entwickelten Fortranroutinen – an eine dazu angepasste von Vadim Mezhibovski entwickelte C-Routine APSOUT übergeben [Mez99].

Standorte mit meteorologisch vorteilhaften Bedingungen sehr deutlich zu sehen, da weder Transportentfernungen noch orographische Geländeeigenschaften – aufgrund der, durch sie bedingten Pumpverluste – die Ergebnisse ertragsmindernd beeinflussen (vgl. Abschnitt 18.4.2 auf Seite 374). Besonders gute Bedingungen werden an den Westküsten der Kontinente in Passatwindgebieten angetroffen, die nur noch von monsun-beeinflußten ariden Küstengebieten im Nahen Osten um die Arabische Halbinsel bis hin zum südwestlichen Indien übertroffen werden. In einigen dieser Gebiete gibt es zwar teilweise recht flache Meere, die sich eventuell auch für den Bau von FWKW eignen würden, bisher wurden aber noch keine Überlegungen zur Nutzung der Offshorepotentiale für Fallwindkraftwerke angestellt. Die Passatwinde gehen von Hochdruckgebieten aus, deren Zentren sich vornehmlich über dem Meer befinden. In ihnen findet eine Absinkbewegung statt, bei der sich Luft, die sich mit sehr geringen Wassergehalten von der Innertropische Konvergenzzone kommend, Adiabatisch erwärmt (s. unter ITCZ, Passatwinde und Hoch in [SFDb]). Diese trockene Luft führt die – für den FWKW-Prozeß nutzbare – Energie mit sich. Es ist naheliegend, daß diese trockenen Passatwinde, die auch die Kontinente streifen, hier ebenfalls gute Bedingungen für FWKW schaffen.

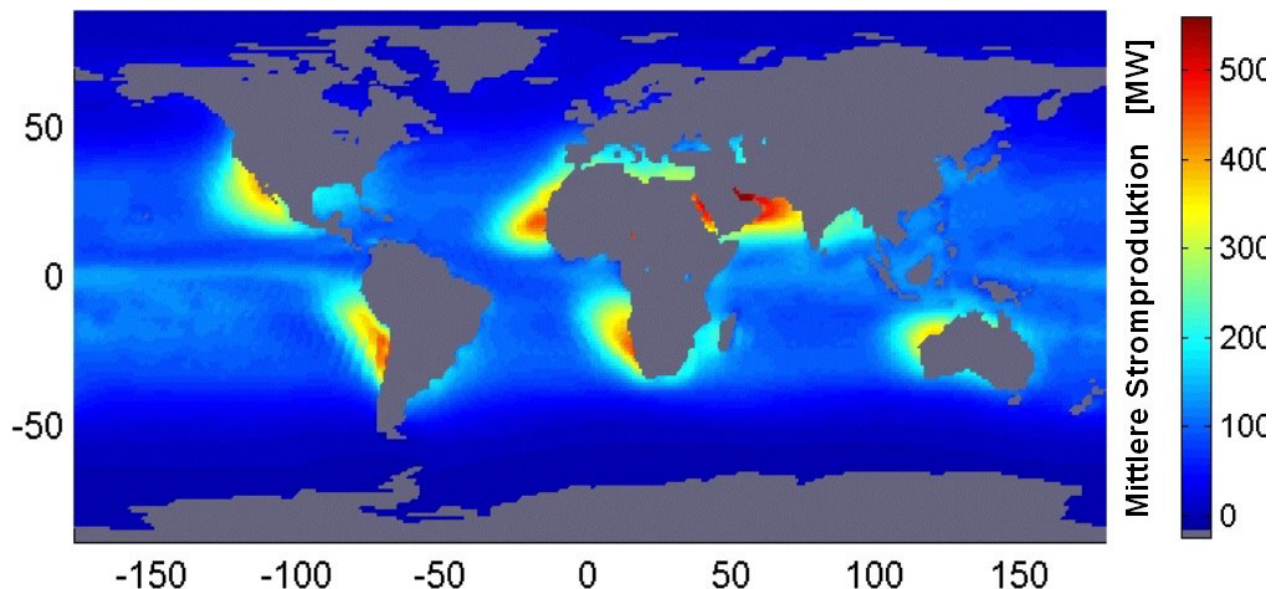


Abbildung 9.2: Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW mit $1200 m_{TH}$ und $400 m$ ohne Leistungsbegrenzung im Offshorebereich. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Allerdings wird Standortqualität an Land – wie schon erwähnt – durch orographische Bedingungen (Geländehöhe am Turmfuß) erschwert und auch der zunehmendem Abstand von der Küste wirkt sich über steigende Pumpverluste negativ aus. Die anhand der Land–See–Maske der ERA–15 errechneten Abstände zur nächsten Wasserquelle sind in Abbildung 9.3 dargestellt. Diese Daten sowie die Daten für die geschätzte Standort– oder Turmfußhöhe (vgl. Abs. 18.4.3 auf Seite 375 ff.) wurden verwendet, um die weltweite Momentanleistung der potentiellen Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken und daraus das durchschnittliche Standortpotential zu berechnen.

Abbildung 9.4 zeigt die daraus erstellte Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW an Land. In vielen Gebieten nimmt die Erzeugungsmöglichkeit rasch mit zunehmender Entfernung von der Küste ab, weil das Gelände schnell ansteigt. So z.B. in den Südamerikanischen Anden so-

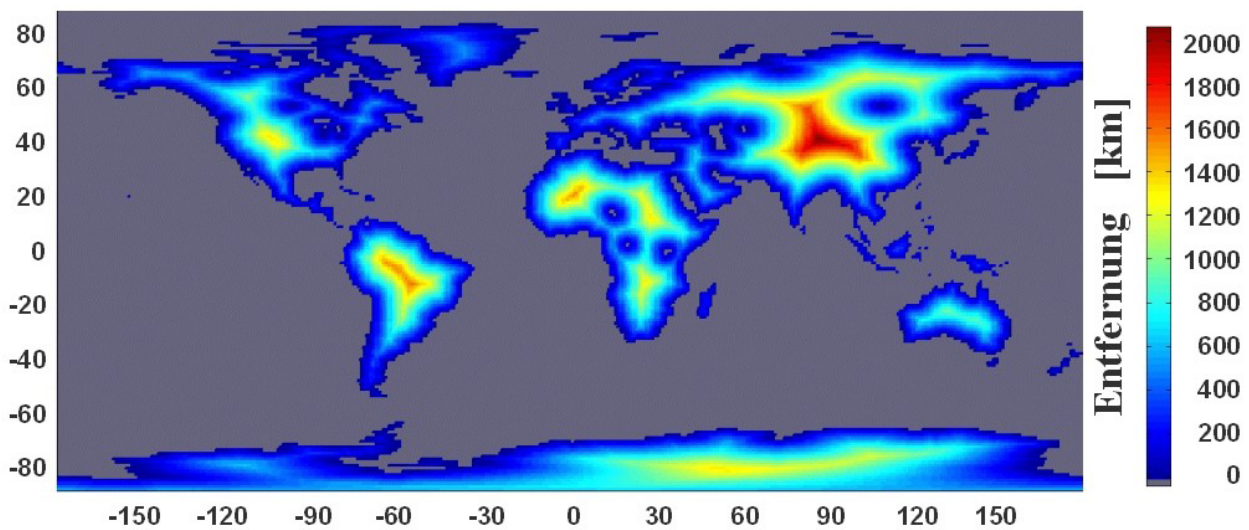


Abbildung 9.3: Weltkarte der Entfernung von Landstandorten zum nächstgelegenen großen Wasservorkommen (Meer oder großes Binnengewässer). Quelle der verwendeten geographischen Daten: [EZM]

wie in Südafrika und Namibia oder in Teilen Nordamerikas. In Nordafrika und auf der Arabischen Halbinsel steigt das Gelände oft nur langsam an, sodaß die technischen Potentiale hier vergleichsweise groß sind³. Unter den für die Berechnung angenommenen Voraussetzungen ergibt sich das weltweite Potential der Stromerzeugung aus FWKW zu etwa 150 000 bis 300 000 TWh_{el} . Dazu wurde davon ausgegangen, daß ein FWKW mit den oben erwähnten Abmessungen und einer Nennleistung von ca. 600 MW ein Einzugsgebiet von ca. 200 bis 500 km^2 beansprucht [Zas02]. Insgesamt beläuft sich also das technische Potential auf das Zehn- bis Zwanzigfache des weltweiten Strombedarfs. Fordert man eine Mindestqualität der Erzeugungsbedingungen oder maximale Küstenentfernungen⁴, so verringert sich das Potential natürlich, bleibt aber selbst bei strengen Re-

³ Wie in Kapitel 18.4 Abschnitt 18.4.3 auf Seite 375 ff. beschrieben, wurden die Pumpverluste relativ hoch angesetzt und könnten durch die Verwendung anderer Transportsysteme – als die hier angenommenen Wasserrohre – deutlich reduziert werden. Dies würde die Potentiale in flachen Gegenden nochmals erheblich vergrößern.

⁴ Die Restriktion bezüglich der Entfernung zur nächsten Wasserquelle macht vor allem wegen der Investitionen in die Wasserzuführungssysteme Sinn. Bei einem System, das für ein einzelnes FWKW ausgelegt ist, würden die Kosten dafür schon bei einer Entfernung von 100 km zur Wasserquelle zwischen 8 und 40% der gesamten Investitionskosten ausmachen. Die große Schwankungsbreite der Kosten für das Wasserzuführungssystem ergibt sich durch deren Ausführung. Wirtschaftlich günstige offene Kanäle (ca. 1 Mio. $US\$/km$ [Gue99]) können nicht überall realisiert werden, was zusätzlich zu den niedrigeren Investitionskosten – wie schon erwähnt – auch Vorteile durch geringere Pumpverluste mit sich bringen würde. Deshalb muß dann auf wesentlich teurere Wasserleitungen (ca. 5 bis 6 Mio. $US\$/km$ [Gue99]) zurück gegriffen werden. An vielen Standorten wird sich wahrscheinlich eine Kombination von Kanälen und Leitungen realisieren lassen und damit würden sich die Kosten irgendwo in der Mitte zwischen den beiden Extrema bewegen [Gue99]. Eine weitere Möglichkeit der Kostensenkung wäre durch Skaleneffekte möglich, wenn das Wasserzuführungssystem für mehrere Kraftwerke ausgelegt würde [Zas02].

striktionen noch sehr groß⁵. So ergibt sich für Standorte mit einer minimalen Stromproduktion von 3700 Volllaststunden und einer maximalen Entfernung von ca. 150 km zum nächstgelegenen Wasserreservoir ein Potential von 27 000 bis 68 000 TWh_{el}. Das bedeutet, daß selbst bei relativ strengen Restriktionen noch ein sehr großes Potential – bedeutend größer als der momentane weltweite Strombedarf – übrig bleibt. Die günstigen Gebiete mit großen Potentialen liegen aus Europäischer Sicht in Küstenländern Nordafrikas z.B. Mauretanien, Marokko, Ägypten und Sudan sowie in Ländern auf der Arabischen Halbinsel. Die hohen Ertragserwartungen und die großen Potentiale machen die Option des großräumigen Stromtransports zwischen den besonders ertragsstarken Regionen im großräumigen Umfeld Europas und den Verbraucherzentren – auch unter Einbezug der Transportkosten – sehr attraktiv. Beispielsweise könnte aus Fallwindkraftwerken – bei den hier zugrunde gelegten Annahmen – selbst bei Transportentfernungen deutlich über 5000 km vergleichsweise sehr günstige regenerative elektrische Energie nach Mitteleuropa geliefert werden (s.a. [Czi01a]).

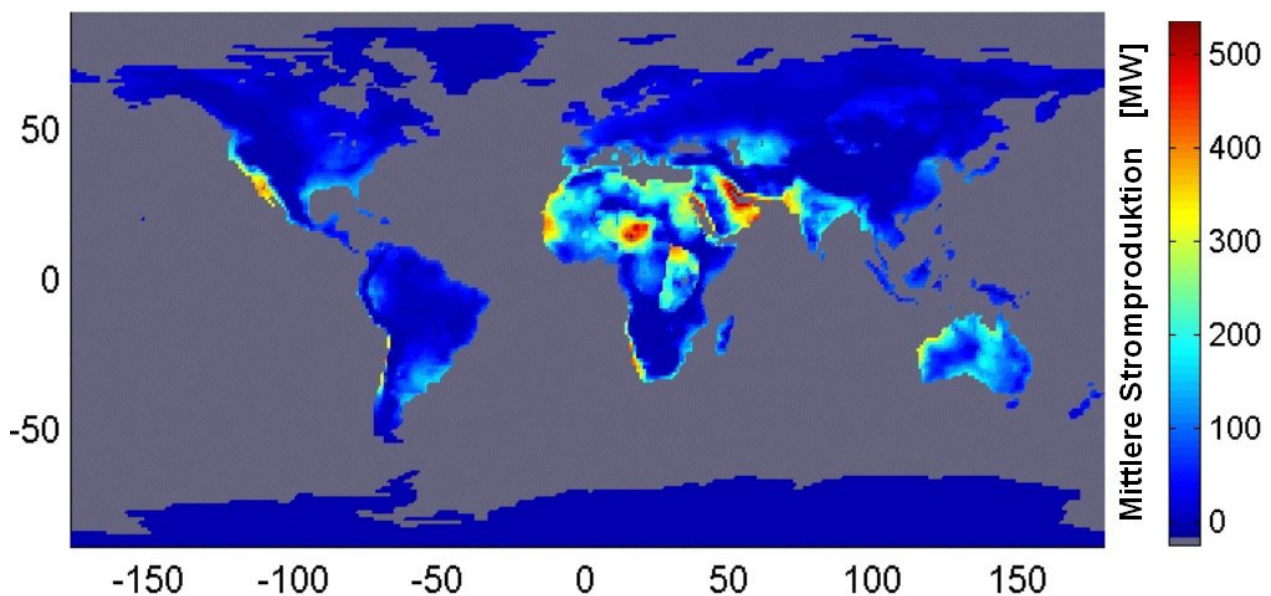


Abbildung 9.4: Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW mit 1200 m Höhe und 400 m Durchmesser ohne Leistungsbegrenzung an Landstandorten unter Berücksichtigung von entfernungs- und höhenabhängigen Pumpverlusten für die Wasserzufuhr. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Aber für die Gewährleistung einer kostengünstigen Stromversorgung sind nicht allein die Auslastung der Anlagen sowie die Potentiale und die transportbedingten Aufwendungen, sondern auch

⁵ Folgende Tabelle zeigt einen groben Überblick der Auswirkungen verschiedener Restriktionen hinsichtlich minimaler Ertragserwartungen und maximaler Entfernungen von der zu nutzenden Wasserressource auf das Stromerzeugungspotential von FWKW.

Potentielle Jahreserzeugung aus FWKW weltweit [TWh _{el}]	Mindesterzeugung [VLh]				
	2200	2900	3700	4400	5100
Maximale Küstenentfernung [km]					
100	49 000-123 000	35 000-88 000	25 000-63 000	17 000-43 000	11 000-28 000
150	52 000-130 000	36 000-90 000	27 000-68 000	18 000-45 000	12 000-30 000
200	53 000-133 000	38 000-95 000	27 000-68 000	19 000-48 000	12 000-30 000
250	55 000-138 000	39 000-98 000	29 000-73 000	20 000-50 000	13 000-33 000
∞	77 000-193 000	56 000-140 000	39 000-98 000	26 000-65 000	16 000-40 000

das zeitliche Verhalten der potentiellen Produktion ausschlaggebend. Die systematische langfristige Variation der potentiellen weltweiten Stromerzeugung aus FWKW ist in Abbildung 9.5 beispielsweise als Verhältnis der Dezemberproduktion zur durchschnittlichen Jahresproduktion – also als Quotient der Durchschnittsleistungen (\bar{L})

$$Qu_{FWKW_Dez \div a} = \frac{\bar{L}_{FWKW_{pot. Dez}}}{\bar{L}_{FWKW_{pot. a}}} \quad (9.1)$$

– dargestellt. Generell fluktuiert die potentielle Stromproduktion von Fallwindkraftwerken in den Gebieten mit hohem Produktionsvermögen relativ wenig. Üblicherweise ist die ertragreichere Saison auf beiden Hemisphären jeweils das Sommerhalbjahr. Allerdings ist der Jahresverlauf in äquatornahen Passatwindgebieten gerade umgekehrt⁶. Das bedeutet, daß es teilweise Gebiete mit sehr ausgeglichenem Produktionsverhalten gibt, oder, daß schon die Stromerzeugung in relativ nah benachbarten Gebieten einen weitgehenden saisonalen Ausgleich der Produktion ermöglichen würde. Zwei solche Regionen, die hier besonders günstig erscheinen, wären z.B. die Region Senegal/Mauretanien einerseits und das südliche Marokko andererseits, wo dann innerhalb eines Radius von ca. 700 km sowohl relativ deutliche Sommer– als auch relativ deutliche Wintermaxima (jeweils ca. $\pm 20\%$ um das Jahresmittel variierend) für einen gegenseitigen Ausgleich sorgen könnten. Durch die geschickte Nutzung der systematisch unterschiedlichen zeitlichen Ausprägungen der potentiellen Stromproduktion in den verschiedenen Regionen sollten sich also wirtschaftlich interessante Lösungen für eine weitgehend regenerative Stromversorgung realisieren lassen. Diese zu finden ist – innerhalb der spekulativeren Szenarien, die auch FWKW einbeziehen – eine Teilaufgabe der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung (s. Kap. 14).

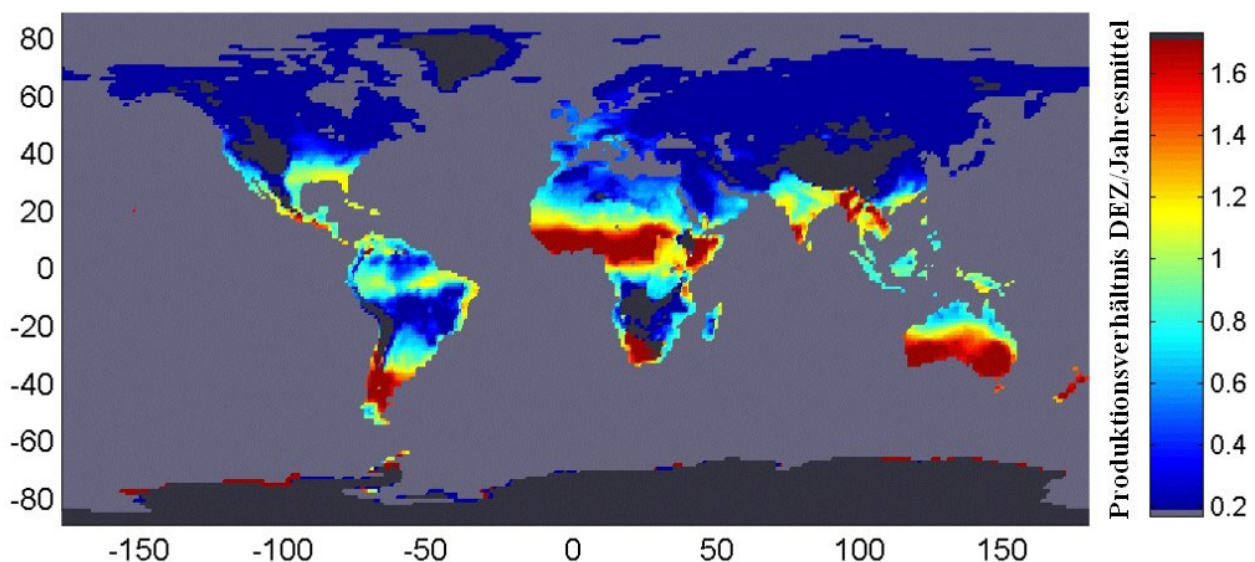


Abbildung 9.5: ; Quotient aus langjährigen Dezember- und Jahresmittelwerten der Jahre 1979-1992; nicht berücksichtigte Landflächen dunkelgrau; met. Daten: EZMW. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

⁶ Dies hängt mit der Verschiebung der Innertropischen Konvergenzzone (ITCZ) zusammen, die wiederum eine Verschiebung der Hochdruckgebiete, damit der Passatwinde und so letztlich der potentiellen Produktionsmaxima von FWKW zur Folge hat (s.a. unter ITCZ, Passatwinde und Hoch in [SFDb]).

Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt sind die möglichen Variationen der Stromproduktion von Jahr zu Jahr. In Abbildung 9.6 ist der Quotient aus der potentiellen Stromerzeugung aus FWKW 1983 $E_{FWKW_{1983}}$ und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983 – 1992 $\bar{E}_{FWKW_{1983-1992}}$

$$Qu_{FWKW} = \frac{E_{FWKW_{1983}}}{\bar{E}_{FWKW_{1983-1992}}} \quad (9.2)$$

abgebildet. Wie auch für die Solarenergie, ist das Jahr 1983 als besonders ausgeprägtes El-Niño-Jahr gewählt, um nach Möglichkeit eher die Maxima der zu erwartenden Fluktuationen zu zeigen (s.a. [Kesa] [Kesb]). Die Erzeugungsmöglichkeit aus FWKW variiert über die Jahre etwas stärker als die der Solarenergie, andererseits aber eher weniger als die der Windenergie (vgl. mit Abb. 5.10 auf Seite 60, 4.15 auf Seite 35 und 4.9 auf Seite 21). Im großräumigen Maßstab vergleichmäßigen sich auch ihre Schwankungen. Das heißt, daß innerhalb eines großräumigen Verbandes auch Ausgleichseffekte des Jahresangebots erzielt werden können, wobei die dazu benötigten Entfernungen – mit teilweise deutlich mehr als 1000 km – eher größer zu sein scheinen, als bei Wind und Sonne.

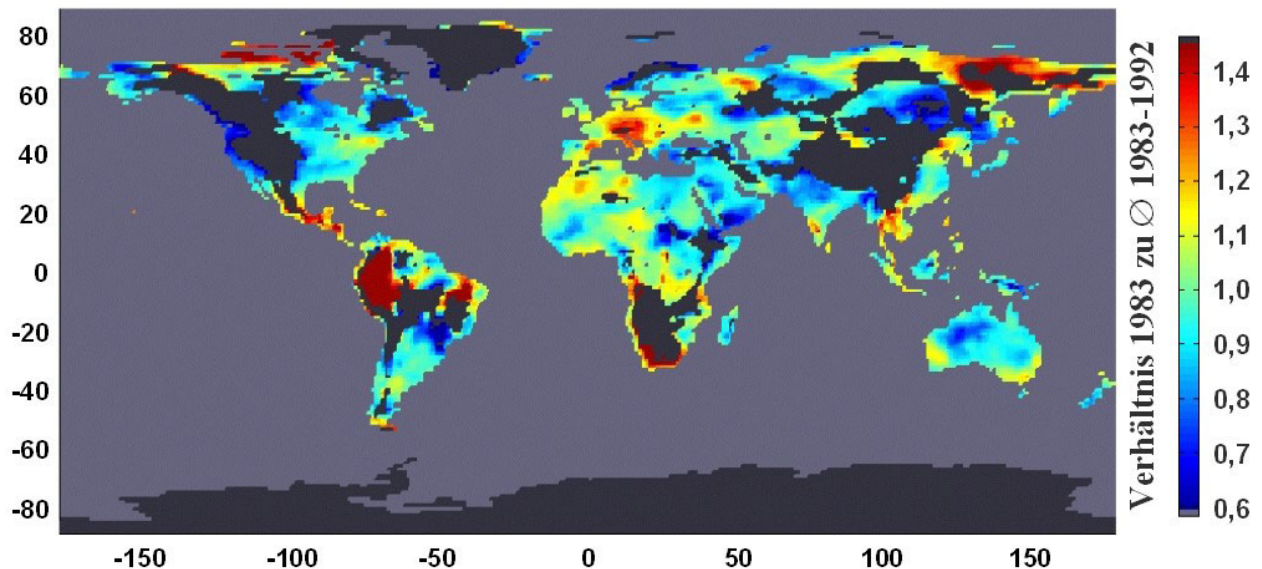


Abbildung 9.6: Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion FWKW an Landstandorten; Quotient aus der Erzeugungen 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

9.3 Kosten der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken

Seit der Erteilung des Patents auf die Erfindung des Fallwindkraftwerks im Jahre 1975 ([Car75]) wurden einige detaillierte Studien mit Kostenabschätzungen angefertigt. In der ersten grundlegenden Studie wurde von der kalifornischen Firma Agbabian Associates das bisher wohl größte Fallwindkraftwerk mit einer Turmhöhe von 2500 m, einem Durchmesser von 500 m und einer Nennleistung von 2,5 GW konzipiert und im Jahr 1980 vorgestellt [Agb80]. So ausgelegt könnte es im Süden Kaliforniens eine maximale durchschnittliche Auslastung von 55% erreichen. Die Gesamtin-

vestition⁷ sollte mit knapp 1,2 *Mrd. US\$* bei etwa 480 *US\$/kW_{el}* liegen. Ein wesentlich kleineres Kraftwerk schlägt der Erfinder der Fallwindkraftwerke in [Car93] vor, dessen Hauptnutzen nicht in der Stromerzeugung gesehen wurde, sondern in der landwirtschaftlichen Nutzung einer – aufgrund des Kraftwerks entstehenden – Oase (s.a. S. auf Seite 126). Bei einer Turmhöhe von 1000 *m* und einem Durchmesser 160 *m* ist das FWKW mit einer die Nennleistung von 100 *MW* ausgelegt. Dieses Kraftwerk sollte an einem guten Standort im Süden Australiens jährlich etwa mit 4000 *VLh* ausgelastet sein, wobei die Investitionskosten⁸ bei etwa 3000 *US\$/kW_{el}* erwartet werden. Von einer Arbeitsgruppe um Dan Zaslavsky in Israel wurde 1990 eine Studie zu einem Fallwindkraftwerk mit einer Turmhöhe von 800 *m* und einem Durchmesser von 400 *m* sowie einer Nennleistung von 555 *MW* vorgelegt [Zas90]. Das Kraftwerk soll an einem Standort im Süden Israels durchschnittlich zu knapp 56% ausgelastet sein. Die Investitionskosten⁹ werden hier für eine Basisvariante mit etwa 1000 *US\$/kW_{el}* angegeben¹⁰. Nach wiederholtem Redesign und Einbezug weiterer Möglichkeiten zur Kostensenkung werden die Investitionskosten für ein Fallwindkraftwerk mit einer Turmhöhe von 1200 *m* und einem Durchmesser von 400 *m* sowie einer Nennleistung von 780 *MW* im Jahr 2001 mit knapp 1200 *US\$/kW_{el}* angegeben¹¹ [ESWZ01]. In [ESWZ01] ist – außer der zuletzt beschriebenen Variante – eine Vielzahl anderer Auslegungsvarianten angeführt. Die Dimensionen reichen von 300 *m* Höhe, 100 *m* Turmdurchmesser und einer Durchschnittsleistung von 2,3 *MW* (an einem Standort im Süden Israels) bis zu 1400 *m* Höhe, 600 *m* Turmdurchmesser und einer Durchschnittsleistung von 630 *MW*. Bei 30 Jahren kalkulatorischer Lebensdauer und einem Zinssatz von 5% würde das kleinste Kraftwerk den Strom für 7,88 *USct/kWh* produzieren und das größte für 2,55 *USct/kWh*. Mit 2,45 *USct/kWh* läge demnach ein flaches Kostenminimum bei einem FWKW mit 1300 *m* Höhe und 400 *m* Turmdurchmesser, das am gewählten Standort auf eine Durchschnittsleistung von 385 *MW* käme. Alle zuvor genannten Kraftwerke sind für spezielle Bedingungen ausgelegt. Da einige Kosten selbst bei gleicher Höhe und gleichem Durchmesser stark von der übrigen Auslegung und von der Standortwahl abhängen, sind noch detailliertere Kenntnisse der Einzelkosten notwendig¹². Insbesondere die leistungs- und entfernungs-spezifischen Kosten für die Wasserzuführung (Aquädukt) sowie die leistungsspezifischen Kosten der Turbinen-Generatoren-Sätze und auch der Pump- und Rohrleitungssysteme sind hier zu nennen. Nach [Gue00] belaufen sich die leistungsunabhängigen Kosten eines FWKW mit 1200 *m* Höhe und 400 *m* Turmdurchmesser auf 645 *Mio. US\$*. (Dieser Wert stammt aus dem Jahr 2000 und damit von einem Zeitpunkt vor dem oben erwähnten Redesign, das in [ESWZ01] veröffentlicht ist.) Die leistungsspezifischen

⁷ Die in der Quelle angegebenen Investitionskosten setzten sich anteilig folgendermaßen zusammen: Turbinen-Generatoren-Sätze 33,5%, Turm 26,8%, Pumpsystem 11,7%, Diffusor 8,6%, Aquädukt 5%, Salzwasserabführung 2,5%, Sprühsystem 1,7%, Luft-Leitstruktur im Turm 1,7% sowie Sonstiges 8,4%.

⁸ Die in der Quelle angegebenen Investitionskosten setzten sich anteilig folgendermaßen zusammen: Turm 28,8%, Aquädukt 16,9%, Turbinen-Generatoren-Sätze 14,6%, Diffusor 7,8%, Pump- und Rohrleitungssystem 5,1%, Land und Baugrundvorbereitung 4,1%, Sprühsystem 3,4%, Salzwasserabführung 0,7%, Kontrollsystem 0,4% sowie eine Sicherheitsreserve von 18,3%.

⁹ Die in der Quelle angegebenen Investitionskosten setzten sich anteilig folgendermaßen zusammen: Turm mit Diffusor und Fundament 60,7%, Pumpsystem mit Speicher und Aquädukt 14,3%, Turbinen-Generatoren-Sätze 13,8%, Planung und Abnahme 5,5%, Infrastruktur und Stromtransport 4,8%, Sprühsystem 0,9%.

¹⁰ Die Kosten sind in 1983er *US\$* angegeben.

¹¹ Die realen Kosten liegen bezogen auf die Nennleistung unter Berücksichtigung des Deflators des US-Amerikanischen Bruttoinlandsprodukts (US-Deflator s. [IEAa]) zwischen 1983 und 2001 etwa um ein Viertel niedriger als bei der Basisvariante in [Zas90].

¹² Siehe auch Kapitel 18.4.3 auf Seite 378.

Kosten für die Turbinen–Generatoren–Sätze inklusive aller zuortbaren Kosten belaufen sich etwa auf 316 $US\$/kW$ und bei 400 $US\$/kW$ liegen die leistungsspezifischen Kosten der Wasserversorgung – also dem Pump–, Rohrleitungs– und Sprühsystem^{13,14}. Durch die Unterteilung in die fixen und die beiden leistungsabhängigen Kosten, lassen sich die Investitionskosten für verschiedene Auslegungen bestimmen. Die Betriebskosten werden in [Agb80] mit 0,2 $USct/kWh$ angegeben. In [ESWZ01] werden sie dagegen konservativ mit 0,556 $USct/kWh$ angesetzt, was sich für das Kraftwerk mit 1200 m Höhe und 400 m Turmdurchmesser mit einer Nennleistung von etwa 800 MW (nach [Gue00]) grob auf 1,3% der Investitionskosten summiert.

9.4 Fallwindkraftwerke in den Regionen des Szenariogebiets

Aus rechentechnischen Gründen ist es nicht möglich, jeden – durch das ERA–15 Gitter vorgegebenen – Einzelstandort innerhalb des Szenariogebiets bei der Kraftwerks–Einsatz und –Auswahlplanung mit der Zeitreihe seiner potentiellen Stromerzeugung zu berücksichtigen (s.a. Kap. 14). Daher müssen die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen aggregiert werden. Teilweise finden sich in einer Region zwei Gebiete, in denen die Nutzung von FWKWs interessant erscheint, die aber räumlich relativ weit getrennt sind und auch deshalb andere meteorologische Bedingungen sowie – damit einhergehend – andere Produktionsspezifika aufweisen. Für die Regionen, in denen dies zutrifft, wurden deshalb je zwei Standortkategorien - Summenstandort A und B - aggregiert. In Tabelle 9.1 sind die installierbaren Nennleistungen (NL), jährliche Erzeugungsmöglichkeit (JE) und die mittlere Auslastung der FWKW in den ausgewählten Regionen mit guten Erzeugungsbedingungen aufgelistet (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409).

Die Auswahl der Standorte, die im jeweiligen ”Summenstandort” berücksichtigt werden, hängt von verschiedenen Kriterien wie

- langfristige Ertragserwartungen (1983-1992)
- Gesamtpotential in der jeweiligen Region
- Maximale Entfernung von der Wasserquelle
- Ausgleichspotential für kurzfristige Schwankungen am ”Summenstandort”

ab. Die langfristigen Ertragserwartungen ergeben sich aus den Daten der ERA–15 anhand der Berechnungen, die in Kapitel 18.4 und mit einigen Details der Kraftwerksspezifikationen in Abschnitt 18.4.3 ab Seite 375 dargestellt sind. Die maximalen Abstände von den Meeresküsten also die Entfernungen von den Wasserquellen – in den Szenarien ausschließlich Meere und das

¹³ Zur Berechnung der Gesamtkosten muß bei den Turbinen–Generatoren–Sätzen mit der Bruttoleistung gerechnet werden, die weit über der Nennleistung des FWKW liegt, da auch die Leistung für die Pumpen von den Turbinen–Generatoren–Sätzen bereitgestellt werden muß. Diese Leistung sowie die Leistung der Pumpen muß zur Berechnung der Gesamtkosten angesetzt werden. Beide sind in [Gue00] für Nennleistungen zwischen etwa 800 und 400 MW angegeben.

¹⁴ Die Kostenangaben für das Teilsystem der Wasserzuführung sind hier für 40 km Entfernung von der Wasserquelle angegeben. Dabei wurde von der Nutzung der wesentlich teureren Wasserpipelines – statt offenen Kanälen – ausgegangen, die mit etwa 5000 bis 6000 $US\$/m$ für ein Kraftwerk mit einer Nennleistung von 800 MW angesetzt werden können [Gue99] (s.a. Fußnote 4 auf Seite 128 u. Fußnote 45 auf Seite 376).

Tabelle 9.1: Maximale Nennleistung (*NL*) von Fallwindkraftwerken sowie deren potentielle Jahresstrom-Erzeugung (*JE*) und Auslastung in den Regionen mit guten Dargebotsbedingungen für FWKW, bei weit entfernten Gebieten innerhalb einer Region, unterteilt in Gebiet A und B.

		Gebiet A			Gebiet B		
Größe		NL	JE	Auslastung	NL	JE	Auslastung
Einheit		[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]
Region	10	120	330	2700	–	–	–
	11	124	800	6400	–	–	–
	12	215	1440	6700	67	360	5400
	13	210	990	4700	–	–	–
	14	249	910	3700	–	–	–
	15	80	300	3700	23	120	5200
	16	89	520	5800	–	–	–
	18	18	90	5200	–	–	–
Summe bzw. Ø		1100	5380	4900	100	480	5400

Kaspische Meer als Binnenmeer – wurde auf maximal etwa 140 km beschränkt¹⁵. Die minimalen Ertragserwartungen an den ausgewählten Standorten (Gitterpunkten des ERA-15-Gitters) wurden für die einzelnen Regionen unterschiedlich festgelegt. Dabei wurde versucht, für jede Region einen sinnvollen Kompromiß zu finden, der den Anforderungen an das zeitliche Ausgleichspotential, das Gesamtpotential und möglichst gute Ertragserwartungen gleichermaßen gerecht zu werden verspricht¹⁶. Der mit 2300 VLh niedrigste Wert für die Produktionserwartung liegt in Region 10 und ist ein Drittel niedriger als der maximale in der selben Region (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). In besseren Gebieten ist diese Spreizung tendenziell etwas geringer. Für die maximale Bebauungsdichte wurde im Sinne einer konservativen Abschätzung ein Einzugsgebiet¹⁷ von 500 km² für jedes der 600 MW-Kraftwerke angesetzt, was eine relativ niedrige Bewertung des Gesamtpotentials innerhalb der einzelnen Regionen und im gesamten Szenario-Gebiet zur Folge hat.

Besonders große Potentiale mit hohen Ertragserwartungen finden sich unter den gegebenen Bedingungen z.B. in Gebiet A der Region 12 und in Region 11 am persischen Golf. Sehr gute Produk-

¹⁵ Die Entfernungsrestriktion ist vornehmlich wirtschaftlich begründet (siehe auch Fußnote 4 auf Seite 128). Auch Pumpverluste spielen eine Rolle, da diese für die Szenarien konservativ angesetzt sind (siehe auch Kapitel 18.4 Abschnitt 18.4.3 auf Seite 376).

¹⁶ Diese Vorgehensweise hat zwangsläufig einen subjektiven Charakter, ist aber im Hinblick auf die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung aus rechentechnischen Gründen wohl noch für viele Jahre unerlässlich (vgl. Kap. 14). Eine nicht aggregierte Erfassung aller Einzelstandorte innerhalb des gesamten Versorgungsgebietes würde deutlich größere Optimierungsspielräume lassen und somit zu kostengünstigeren Lösungen des gestellten Stromversorgungsproblems führen. Daher muß auch die Aggregation zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Möglichkeiten führen und kann im Sinne einer konservativen Erstellung der Szenarien interpretiert werden. D.h. die natürlichen Bedingungen ließen mit Sicherheit kostengünstigere Lösungen zu, als sie die Optimierung mit den gewählten Eingangsdaten auffinden kann.

¹⁷ Zum Einzugsgebiet von FWKWs siehe auf Seite 128.

tionsbedingungen finden sich auch in der nordafrikanischen atlantischen Küstenwüste von Region 16 z.B. in Mauretanien und Region 13. Insgesamt ist die potentielle Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken an den ausgewählten Standorten im Szenario-Gebiet mit 5380 *TWh* deutlich größer als der jährliche Stromverbrauch mit knapp 4000 *TWh* (vgl. Tab. 13.5 auf Seite 191). Damit ist in Szenarien, in denen die Nutzung von FWKW zugelassen ist, ein relativ großer Optimierungsspielraum für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gegeben. Eine Randbedingung der Optimierung ist die zeitgleiche Bedarfsdeckung, die eine optimale Standortauswahl – auch im Hinblick auf das Zeitverhalten der Produktion und unter Berücksichtigung evtl. vorhandener Speicherkapazitäten – mit dem Ziel der Kostenminimierung nach sich zieht.

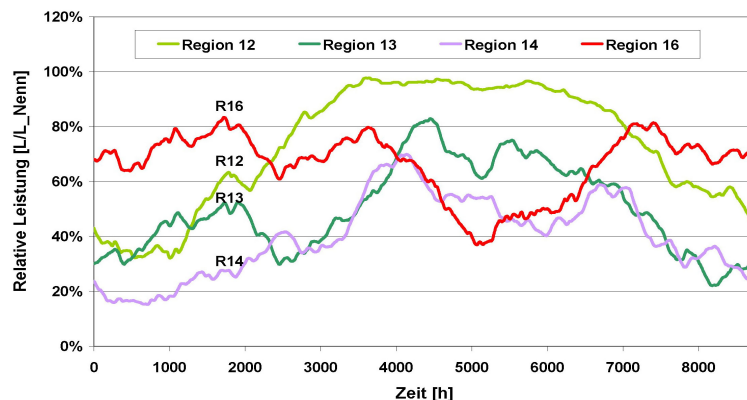


Abbildung 9.7: 30-Tage-Mittelwerte der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken in einigen ausgesuchten Regionen (s. Abb. 21.1).

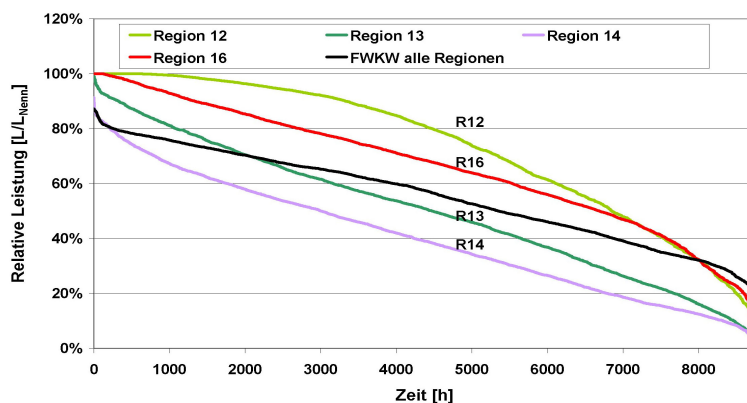


Abbildung 9.8: Dauerlinien der in den Szenarien berücksichtigten potentiellen Stromerzeugung in Fallwindkraftwerken in ausgewählten Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

Nebstehende Abb. 9.7 zeigt die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken in ausgewählten repräsentativen Regionen. Wie zu erwarten, fällt die Stromproduktion in den nördlichen gemäßigteren Gebieten (z.B. R14) geringer aus als in den südlicheren Wüstengebieten und zudem im Winter stärker ab. Dieses Verhalten ist, wie sich aus den 30-Tages-Minima in Tabelle 9.2 erahnen läßt, in Region 10 am deutlichsten ausgeprägt. Hier liegt die Produktion im ungünstigsten Monat bei nur 6% des ertragreichsten Monats. Der Verlauf der Ertragserwartung in Region 16 zeigt ein deutlich anderes Muster. Hier wirkt sich die Nord-Süd-Pendelbewegung des Passatwindes an der Westküste Nordafrikas aus, die sich in dieser Region während der Sommermonate in sinkenden Ertragserwartungen und dem Anstieg in der

benachbarten Region 13 zeigt. Eine Kombination der Erzeugung in diesen beiden benachbarten Regionen läßt daher ein sehr ausgeglichenes Verhalten erwarten. Der gleichmäßigste Monatsverlauf findet sich in den Regionen 15B und 16, wo der schlechteste Monatsmittelwert jeweils über 40% des besten aufweist und damit mehr als 55% des Jahresmittelwertes erreicht. Abbildung 9.8 zeigt die Dauerlinien der potentiellen Stromproduktion aus FWKW in einzelnen Regionen sowie bei gleichverteilter Nutzung aller Regionen. Auch sie ist als relativer Wert normiert auf die Nennleistung der Kraftwerke angegeben. Die Stromproduktion aus FWKW erweist sich schon innerhalb der einzelnen Regionen als sehr ausgeglichen. Ein Vergleich zeigt, daß die FWKW-Nutzung in

den unteren Leistungsbereichen ein Verhalten aufweist, dessen Charakteristik beispielsweise bei der Nutzung von Windkraft erst bei sehr großer Ausdehnung des genutzten Einzugsgebiets in ähnlicher Form erreichbar ist (s. Abb. 5.16 auf Seite 73). Bei gemeinsamer gleichverteilter Nutzung aller ausgewählten FWKW-Standorte tritt im unteren Leistungsbereich gegenüber den besten Einzelregionen R12 bzw. R18 zwar eine deutliche Erhöhung der minimalen Leistung von 9% bzw. 6% auf 17% der Nennleistung auf, aber das Verhalten (die Kurvenform) ändert sich nicht prinzipiell. Dagegen stellt sich im oberen Leistungsbereich eine deutliche Absenkung des gemeinsamen Leistungsmaximums ein (vergl. mit Tab. 9.2). So resultiert auch aus einer gemeinsamen Nutzung aller für FWKW vorgesehenen Regionen eine deutlichen Vergleichmäßigung der Produktion, die sich auch in einer stark reduzierten relativen Standardabweichung der Produktion $\sigma / \bar{\sigma}$ widerspiegelt. Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – läßt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung – unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet – ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerksauswahl- und -Einsatzplanung (s. Kapitel 14).

Tabelle 9.2: Statistische Charakteristika der potentiellen Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken in den einzelnen Regionen, sowie bei gleichzeitiger gleichverteilter Nutzung in allen Regionen für gleitende Monatsmittelwerte (30-d) sowie 6–Stunden–Mittelwerte eines Jahres.

Region	30–d–Mittel*			6–Stunden–Mittel ⁺				$\bar{\sigma}$
	Max	Min	Min/Max	σ	$\sigma / \bar{\sigma}$	Max	Min	
	[%]			[%]				[%]
10	62	4	6	25	75	99	0	33
11	96	23	24	28	42	100	3	66
12	98	32	33	25	34	100	9	73
13	83	22	27	24	47	99	2	50
14	70	15	22	21	52	91	3	40
15	65	11	17	24	53	100	0	45
16	83	37	44	22	33	100	4	66
18	92	31	34	24	38	100	6	63
12B	96	26	27	26	41	100	5	63
15B	80	34	43	20	35	100	4	56
$\bar{\sigma}$	82	24	28	24	45	99	4	56
Alle	78	29	25	16	29	87	17	56

* Gleitende 30-Tagesmittelwerte der potentiellen Stromerzeugung auf Nennleistung normiert.

⁺ 6-Stunden-Werte der potentiellen Stromerzeugung auf Nennleistung normiert.

^o Jahresmittelwert der potentiellen Stromerzeugung auf Nennleistung normiert.

9.5 Fallwindkraftwerke: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien wird bei den Fallwindkraftwerken einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 1950 €/kW gerechnet (vgl. a. Kap. 9.3 ab S. 131). Dabei wurde – wie bereits erwähnt – eine Kraftwerksauslegung mit einem 1200 m hohen und 400 m breiten Turm und einer Nennleistung von 600 MW gewählt (vgl. Kap. 18.4.3 auf Seite 378). Die Kosten wurden für diese Auslegung gemäß Kapitel 18.4.3 aus Angaben der Kosten einzelner Kraftwerkskomponenten von [Gue00] berechnet. Ein Vergleich der Kosten mit denen, die in Kapitel 9.3 auf Seite 131 angegeben sind, zeigt, daß sie relativ konservativ angesetzt sind. Die neuesten Optimierungsansätze aus [ESWZ01] sind noch nicht berücksichtigt. Mit der gewählten Kraftwerkskonfiguration ist aber – im Verhältnis zu den Kraftwerksdimensionen – eine relativ kleine Leistung vorgesehen, was die spezifischen Investitionskosten (nicht die Stromkosten) ebenfalls erhöht. Die Kosten für die wasserzuführende Pipeline sind für Einzelkraftwerke mit 40 km Küstenentfernung berechnet. Mit offenen Kanälen lägen die Kosten für den Aquädukt wesentlich tiefer (vgl. Fußnote 4 auf Seite 128). Auch bei größeren Aquädukten für mehrere FWKW würden die Kosten wesentlich niedriger liegen. Diese beiden Effekte berücksichtigend, sind die Kostenannahmen selbst für die größten Küstenentfernungen – in der Standortauswahl für die Szenarien – noch konservativ. Die kalkulatorische Lebensdauer wird mit 25 Jahren unterhalb der zu erwartenden realen Lebensdauer angesetzt und damit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5%/a berechnet. Die Betriebskosten werden mit jährlich 1,5% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt und die Verfügbarkeit der FWKW mit 98,5%.

10 Sekundärenergieträger Wasserstoff zur Bereitstellung von Back-Up-Leistung

Wenn die Stromerzeugung zu großen Anteilen aus der Nutzung dargebotsabhängiger Erzeugungssysteme beruht und deren unterschiedliches Zeitverhalten nicht den benötigten Ausgleich der Erzeugung mit sich bringt, muß dem schwankenden Verhalten der genutzten Energiequelle durch Bereitstellung genügend großer Reserven Rechnung getragen werden. Diese Aufgabe kann von Speichersystemen übernommen werden¹. Je nach dem, welche Zeitkonstanten das fluktuierende Verhalten der zu nutzenden Energiequelle dominieren, müssen auch die Speicher dimensioniert werden.

Eine Möglichkeit der Energiespeicherung besteht in der Nutzung von Wasserstoff. Wasserstoff ist zwar nach Sauerstoff und Silizium mit einem Atomanteil von 15,8% aller in der Erdkruste, den Weltmeeren und der Atmosphäre vorkommenden Elemente das dritthäufigste Element, aber in ungebundener Form als H_2 in der Luft nur mit einem verschwindend kleinen Anteil von weniger als 0,01‰ zu finden [Häb03]. Wasserstoff liegt also in seiner Reinform nicht direkt als natürliche Ressource vor, sondern kann lediglich unter Energieaufwand als Sekundärenergieträger aus verschiedenen Stoffen gewonnen werden. Jeder solche Prozeß ist, wie alle realen Prozesse, natürlich mit Verlusten behaftet, die Edukte beinhalten also mehr Energie als anschließend das Produkt Wasserstoff. Dieser Nachteil kann aber unter Umständen in Kauf genommen werden, wenn der Gebrauchswert des Wasserstoffs höher ist als der seiner Vorläufer. Für die Herstellung von Wasserstoff und seine zukünftige Nutzung bei der Stromversorgung spricht seine Speicherbarkeit, weshalb er perspektivisch zum Einsatz für Backupzwecke bei der Stromerzeugung geeignet ist. Dieser Einsatzart chemisch speicherbarer Energieträger wird teilweise auch als notwendig erachtet, um bei der Stromversorgung überhaupt große Anteile erneuerbarer Energien nutzen zu können². Theoretisch lassen sich relativ hohe Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung aus Wasserstoff erwarten, was gegebenenfalls den Nachteil anderer Energieverluste in der Wasserstoffkette teilweise ausgleichen kann. Jedenfalls eignet sich Wasserstoff zur Energiespeicherung und als transportierbarer Energieträger der zukünftig evtl. auch als Brennstoff im Verkehr einen Beitrag leisten kann, was aber nicht im Fokus dieser Untersuchung steht. Im Folgenden soll die Wasserstoffoption unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten etwas näher betrachtet werden.

10.1 Wasserstoffproduktion

Schon heute wird Wasserstoff im industriellen Maßstab produziert. In Deutschland werden 45% der 19Mrd. Nm^3 jährlicher Wasserstofferzeugung mit Rohöl als Primärenergieträger erzeugt, 33% mit

¹ Bei der Nutzung der Wasserkraft als der heute meistgenutzten dargebotsabhängigen Stromerzeugung ist der Speicher oft schon integraler Bestandteil des Kraftwerks.

² Solche Annahmen sind beispielsweise in [Nit02] aufgrund spezifischer Szenariobedingungen abgeleitet worden. In einem anderen Szenario, das in [Kli97] vorgestellt ist, soll Wasserstoff durch Elektrolyse mit Strom aus Solarrinnenkraftwerken an günstigen Standorten gewonnen und nach Speicherung vor Ort zur nächtlichen Stromproduktion eingesetzt werden, um entfernte Verbrauchszentren über HGÜ-Leitungen zu versorgen.

Erdgas 15% mit Kohle und nur 7% werden über Elektrolyse gewonnen [Nit02]. Für eine zukünftige regenerative Energieversorgung sind die Herstellungsmethoden, die auf der Nutzung fossiler Energien beruhen, nicht geeignet. Hier kann nur die heute in relativ geringem Umfang genutzte elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff neben der Erzeugung aus biogenen Grundstoffen und anderen Verfahren, die regenerative Energien einsetzen, zur Anwendung kommen. Der Anteil elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs liegt in Deutschland noch bei einem Vielfachen des weltweiten Anteils (vgl. Tab. 10.1). Von der jährlichen weltweiten Wasserstoffproduktion³ (500 Mrd. Nm³) entfallen lediglich etwa 2% auf die Elektrolyse, weshalb dieser Wasserstoff im Verhältnis zum gesamten Energieverbrauch energetisch kaum ins Gewicht fällt.

Tabelle 10.1: Herstellung von Wasserstoff nach Menge, Anteil und Herstellungsmethode in Deutschland und weltweit.

Herstellungsmethoden	Deutschland [°] D [Mrd. Nm ³]	Welt [°] W [Mrd. Nm ³]	Dtl./Welt D/W [%]	Deutschland d [%]	Welt w [%]	Dtl./Welt d/w [%]
Dampfpreformierung: Erdgas/Naphta	6	190	3%	32%	38%	83%
Partielle Oxidation: Schweröl	3	120	3%	16%	24%	66%
Petrochemie: Benzinreformierung	2,5	90	3%	13%	18%	73%
Petrochemie: Ethylenproduktion	3,6	33	11%	19%	7%	287%
Sonstige chemische Industrie	0,9	7	13%	5%	1%	338%
Chlor-Alkali-Elektrolyse	0,9	10	9%	5%	2%	237%
Kohlevergasung (Koksgas)	2,1	50	4%	11%	10%	111%
Gesamt	19	500	4%	100%	100%	100%

[°] Daten nach [Gei02] vom Deutschen Wasserstoff-Verband.

10.1.0.1 Elektrolytische Wasserstoffproduktion

Dennoch liegt auch bei der elektrolytischen Wasserstoffproduktion schon viel Erfahrung auch mit Großanlagen vor. Anlagen zur Wasserelektrolyse werden seit Jahrzehnten mit Anschlußleistungen bis zu 150 MW oder 30'000 Nm³/h in Norwegen und Ägypten mit Strom aus Wasserkraft betrieben [Nit02]. Bezogen auf den unteren Heizwert von 3kWh/ Nm³_{H₂} kann der heutige Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse nach [Nit02] mit etwa 65% angesetzt werden. Für fortschrittliche Verfahren werden etwa 75% angenommen, die in kleineren Elektrolyseuren wohl auch heute schon

³ Die weltweite jährliche Wasserstoffproduktion von 500 Mrd. Nm³ entspricht, bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs von 3kWh/ Nm³_{H₂} einem energetischen Äquivalent von 1'500 TWh und somit etwa 1,3% des weltweiten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2'000 (vgl. Tab. 23 auf Seite 57).

näherungsweise erreicht werden⁴.

Die Wirkungsgrade der Wasserstofferzeugung schlagen sich direkt auf die Wasserstoffkosten⁵ nieder. Am unteren Rand der Kosten liegt heute Wasserstoff, der unter Einsatz fossiler Energien durch Reformierung gewonnen wird. So kann Wasserstoff heute für etwa 3,5 bis 4,5 €/kWh_{H₂} produziert werden, wogegen selbst der günstigste regenerativ mittels Elektrolyse – aus kostengünstiger Wasserkraft – gewonnene Wasserstoff mit 7,5 bis 9 €/kWh_{H₂} etwa doppelt so teuer ist [Tam02]. Für Wasserstoffproduktion an Offshorewindparks einschließlich Gastransport über 100 km in Pipelines bis an Land werden in [AR01] und [AGL⁺01] Kosten abgeschätzt. Dabei wird angenommen, daß der Windstrom – mit dem die Elektrolyse-Anlage jährlich über 3500 V_{Lh} betrieben wird – etwa die Hälfte zu den Wasserstoffkosten beiträgt. Die Kosten des Offshorewindstroms sind mit etwa 6 €/kWh_{el} angesetzt ([Ric04]) womit sich – unter Berücksichtigung des zugrundegelegten Wirkungsgrads der Elektrolyse sowie der Verdichterverluste – die Wasserstoffkosten grob zu 19 €/kWh_{H₂} abschätzen lassen. Hierbei tragen die Elektrolyseure mit einer Leistung von 396 MW_{el} etwa 23%, die Pipeline nur grob 7% und die Offshoreplattform mit weiterem Offshore-zubehör näherungsweise 6% zu den Kosten bei. An Land und mit billigerem Strom wäre demnach mit wesentlich niedrigeren Kosten zu rechnen⁶. In [SW00] wird für Wasserstoff aus Wasserkraft ein Kostenbereich zwischen 7 und 10 €/kWh_{H₂} angegeben⁷, für Offshorewindenergie soll er zwischen 11 und 15 €/kWh_{H₂} liegen und für Erzeugung mit solarthermisch erzeugtem Strom zwischen 16 und 22 €/kWh_{H₂}. Die Kosten des Wasserstoffs setzen sich im Wesentlichen aus zwei Anteilen zusammen, einem, der hauptsächlich aufgrund der investitionsbedingten Fixkosten für die Elektrolyseanlage einen auslastungsabhängigen Anteil aufweist, der also bezogen auf den produzierten Wasserstoff mit steigender Auslastung fällt, und zweitens einem konstanten Anteil, der durch die spezifischen Betriebskosten bedingt ist. Der konstante Anteil spiegelt hauptsächlich die Stromkosten wider und wird maßgeblich vom Wirkungsgrad der Elektrolyse bestimmt, sowie von weiterem Einsatz elektrischer Energie, der z.B. für Kompression zum Weitertransport nötig

⁴ In [GRW96] wurde der Wirkungsgrad der alkalischen Hochdruckelektrolyse wie in [Nit02] mit 65% angesetzt. Der Marktführer für Wasserelektrolyseanlagen "Norsk Hydro Electrolysers" gibt den Stromverbrauch ihrer Niederdruckelektrolyseure (mit einem Ausstoß von bis zu 377 Nm³_{H₂} / h) mit 4,1 kWh / Nm³_{H₂} an, was einem Wirkungsgrad von 73% entspricht [Nor04b]. Der Wirkungsgrad ihrer Hochdruckelektrolyseure (16 bar) mit einem Ausstoß von bis zu 60 Nm³_{H₂} / h liegt etwas niedriger bei etwa 63%. Nach [BW03] seien große Elektrolyseure in der Regel weniger effizient und Erfahrungen mit großen Elektrolyseuren in Norwegen und Schweden (Tagesproduktion ca. 36 t_{H₂}) zeigten, daß heute mit einem Einsatz von etwa 60 MWh pro Tonne H₂ gerechnet werden könne. Das entspricht bezogen auf den unteren Heizwert nur einem Wirkungsgrad von 56%. Mit einem verbesserten Hochdruckverfahren, das von Linde vorgeschlagen wird, könne der Energieaufwand auf etwa 47 MWh pro Tonne H₂ gesenkt werden. Damit würde auch der Wirkungsgrad der Großelektrolyseure mit etwa 71% auf ähnliche Werte wie der von kleinen Anlagen steigen. In einer Studie die von L-B-Systemtechnik im Auftrag der GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie zur Wasserstoff-Erzeugung in offshore Windparks durchgeführt wurde, wird der Wirkungsgrad der Elektrolyse mit ca. 65% angesetzt [AS01] [AR01].

⁵ Die Wasserstoffkosten werden im Folgenden immer in Bezug zum unteren Heizwert von 3 kWh / Nm³_{H₂} angegeben.

⁶ Legte man sonst die gleiche Kostenstruktur zugrunde, käme man bei Strom für 3 €/kWh_{el} an Land und bei gleicher Auslastung der Elektrolyseanlage auf etwa 11,5 €/kWh_{H₂}.

⁷ Diese Angaben für Kosten von Wasserstoff aus Wasserkraft korrespondieren recht gut mit den etwa 8,3 und 11,5 €/kWh_{H₂} der Australischen Wasserstoffstudie, die auf Kosten von ca. 3,3 €/kWh_{el} für den Strom aus Wasserkraft basieren [ACI03].

ist⁸. Er liegt bei heutigen Elektrolyseuren etwa zwischen dem 1,4 und 1,6-fachen der Stromkosten.

Der Investitionskostenanteil ist dagegen stark von den Kosten der Elektrolyseure abhängig. Diese liegen nach [WWZ03] für kleine Anlagen mit Leistungen um 1 kW_{el} bei ca. 5000 € und für Großanlagen etwa zwischen 250 und 500 € / kW_{el} . In [DLN97] wurden die Kosten von Großelektrolyseuren mit Leistungen von 100 MW_{el} mit ca. 650 € / kW_{el} angegeben. [Nit02] gibt die heutigen Kosten für Hochdruckelektrolyseure (30 bar) mit Leistungen von $1,5 \text{ MW}_{H_2}$ (bzw. $2,05 \text{ MW}_{el}$) mit 1000 € / kW_{H_2} (bzw. 730 € / kW_{el}) an⁹. Für 30 bar-Hochdruckelektrolyseure mit Erzeugungsleistungen von ca. 3 MW_{H_2} oder $1000 \text{ Nm}^3_{H_2} / \text{h}$ werden für zukünftige Großserien mit über tausend Elektrolyseuren für Wasserstofftankstellen 400 € / kW_{el} angesetzt [BWWZ01] [Wei04]¹⁰. Für Kompressoren mit einem Nenndurchsatz von 3 MW_{H_2} fallen nochmals etwa 13% der Investitionskosten des Elektrolyseurs an [BWWZ01]¹¹. Aus den verschiedenen Kostendaten ergibt sich eindeutig das Bild, daß heute die Kosten für kleine Elektrolyseure im Kilowattbereich um etwa eine Größenordnung über den Kosten für Großelektrolyseure liegen und daher den mit Abstand größten Teil zu den Wasserstoffkosten beitragen würden¹². Deshalb ist bei heutiger Technik und heutigen Kosten für eine ökonomisch darstellbare Wasserstoffproduktion allenfalls die Verwendung von relativ großen Elektrolyseuren interessant. Insgesamt kann wohl bei großtechnischer Nutzung, wenn die günstigsten Ressourcen für Strom aus Wasserkraft ausgeschöpft sind, und bei guter Auslastung leistungsstarker Elektrolyseure sowie relativ günstigem Strom aus regenerativen Energien mit Kosten von ca. 10 €/kWh_{H₂} gerechnet werden, langfristig vielleicht noch mit etwas niedrigeren Kosten, die aber in den nächsten Jahrzehnten selbst bei günstiger Entwicklung 7 €/kWh_{H₂} kaum unterschreiten werden können (s.a. [Nit02]).

⁸ Für die Wasserstoffkompression von 30 bar auf etwa 350 bis 700 bar werden – bezogen auf den unteren Heizwert – etwa 0,06 bis 0,07 kWh_{el} pro kWh_{H₂} verbraucht [Wei04]. In [BE03] wird der Energieverbrauch für die Kompression von 1 bar auf 200 bar mit einer 5-Stufigen Kompressoranlage, deren Nenndurchsatz eine Tonne Wasserstoff pro Stunde beträgt, mit 8,5% des unteren Heizwertes angegeben. Bei einem Enddruck von 800 bar käme der Energieverbrauch auf 15%. Bei einem Anfangsdruck von 30 bar (Druckelektrolyseur) und einem Enddruck von 200 bzw. 800 bar lägen die Energieverbräuche bei etwa 4,4 oder 11,2%.

⁹ Im Jahr 2020 erwartet [Nit02] Kosten von 700 € / kW_{H_2} (bzw. 540 € / kW_{el}) für 100 bar-Hochdruckelektrolyseure mit Leistungen von $1,5 \text{ MW}_{H_2}$ (bzw. $1,95 \text{ MW}_{el}$). "Norsk Hydro Electrolysers" gibt für seine Elektrolyseure mit Leistungen von ca. $1,5 \text{ MW}_{H_2}$ und einem Wirkungsgrad von knapp 70% einen Preis von 1200 € / kW_{H_2} an [Eli04]. Dieser Preis kann auch bei Leistungen von 900 kWh_{H₂} noch gehalten werden, steigt aber bei kleineren Leistungen schnell an und liegt bei 300 kWh_{H₂} schon doppelt so hoch.

¹⁰ Diese Elektrolyseure haben inklusive aller Verbräuche von Nebenaggregaten mit 67% etwas niedrigere Wirkungsgrade als die heutige Technik nach [Nit02], für die 73% angenommen wurden [Wei04]. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 1,5% der Investitionskosten angesetzt [Wei04].

¹¹ Allerdings ist beim Kompressor der jährlichen Aufwand für Wartung und Instandhaltung mit 10% der Investitionskosten wesentlich höher anzusetzen als der der Elektrolyseure, sodaß er absolut fast den gleichen Anteil zu den jährlichen Kosten beiträgt [Wei04].

¹² Es gibt aber optimistische Schätzungen, nach denen die Kosten für kleine Elektrolyseure schon im Jahr 2010 auf etwa ein Fünftel der heutigen Kosten abgesunken sein könnten, was die Differenz immerhin verkleinern könnte [Ulm01].

10.2 Wasserstoffproduktion aus Biomasse

Eine weitere mögliche "Quelle" für Wasserstoff könnte in der Reformierung von Biomasse bestehen. Wie in Kapitel 6 auf Seite 79 ff. beschrieben, sind die weltweiten Biomassepotentiale sehr groß. Allerdings sind in vielen Regionen des Szenariogebiets schon große Teile des Biomassepotentials für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zur Stromerzeugung freigegeben¹³ und die restliche Biomasse soll dort zu anderen Zwecken verfügbar gehalten werden. Deshalb ist zumindest in diesen Regionen keine weitere Nutzung von Biomasse zur Wasserstoffproduktion und späteren Verstromung vorgesehen. Für die Wasserstoffproduktion aus Biomasse müßte also auch auf Potentiale außerhalb des Stromversorgungsgebiets oder in den meist am Rande des Szenariogebiets liegenden Regionen mit großen primären Biomassepotentials zurückgegriffen werden. Ein interregionaler Wasserstofftransport von diesen Regionen in die mit kleineren Potentials wäre aber beispielsweise in einem Szenario, in dem Stromtransport zwischen den Regionen des Szenariogebiets vollständig unterbunden ist (s. Szenario **0Tr** in Kap. 15.2.4.1 auf Seite 248 ff.) nicht ganz konsequent, da es nicht ohne Weiteres einzusehen wäre, warum Stromtransport ausgeschlossen, aber Wasserstofftransport genutzt werden sollte. Ein Vergleich mit den weltweiten Biomassepotentials zeigt allerdings, daß der Primärenergieverbrauch in der nördlichen Hemisphäre etwa gleich groß ist wie die Biomassepotentials, wogegen diese den Primärenergieverbrauch in der südlichen Hemisphäre um gut eine Größenordnung überschreiten (vgl. z.B. [Dre00]). So böte sich dort beispielsweise eine Wasserstoffproduktion aus Biomasse mit anschließendem Export zu den Verbrauchszentren an.

Wasserstoff könnte aus Biomasse wesentlich günstiger erzeugt werden, als über Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien. Die Kostenangaben für gasförmigen Wasserstoff liegen üblicherweise etwa im Bereich von 7 €/ct / kWh, allerdings – wie Tabelle 10.2 zeigt – mit relativ großer Streuung um diesen Wert. Dabei sind die Kosten u.a. vom – zur Wasserstofferzeugung verwendeten – Ausgangsstoff sowie dessen Kosten abhängig. Diese scheinen aber keine dominante Rolle zu spielen (vgl. Angaben v. [Dre00] in Tab. 10.2).

Vielmehr scheinen die Kosten der eigentlichen Wasserstoffproduktion zu überwiegen. Allerdings kann es deutlich kostengünstiger sein, wenn statt Wasserstoff andere Energieträger aus der Biomasse gewonnen werden. Beispielsweise sind in [Alt03] Kostenangaben von verschiedenen Firmen und Forschungseinrichtungen für synthetisch aus Holz hergestellte Dieseltreibstoffe und Dimethylether angegeben, die sich zwischen 4,2 und 8,4 €/ct / kWh bewegen¹⁴.

¹³ In den Regionen 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 15 und 19 sind 50% des gesamten Biomassepotentials für die Stromerzeugung zugelassen. Dabei reicht nur in den Regionen 1, 3, 5, und 15 das sekundäre Biomassepotential meist relativ knapp aus. In allen anderen Regionen – außer Region 18 – muß zudem auf das primäre Biomassepotential zurückgegriffen werden. Dennoch sind nur 13% des Gesamten Biomassepotentials im Szenariogebiet für die Stromerzeugung zugelassen. (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409)

¹⁴ Für die Energie im Ausgangsmaterial Holz werden dabei etwa 1,2 bis 1,8 €/ct / kWh angesetzt.

Tabelle 10.2: Kostenschätzungen für verschiedene flüssige und gasförmige Brennstoffen die aus Biomasse erzeugt werden können

Kosten $\left[\frac{\text{€ct}}{\text{kWh}_{H_2}} \right]$	H_2 – Wasserstoff												
	4,5	6 – 9	9	9,5	6	10	6 – 9	9	13	5	4	7,5	6
Bemerkungen			Wd ⁺ zu $\frac{1 \text{ €ct}}{\text{kWh}_{H_2}}$	GS [#] zu $\frac{1,5 \text{ €ct}}{\text{kWh}_{H_2}}$	MC [°]	MC [°]	f. GA ^{&}	RH ⁺⁺	RH ⁺⁺	1997 ^{\$}	1997 ^{\$}		
Bezugsdatum	1995				1998	1998		2002		2002	2020	1999	2025
Zustand	g	g	fl	g	g	fl	g	g	fl	g	g	g	g
Quelle	[GRW96]	[SW00]	[Dre00]	[Dre00]	[DS01]	[DS01]	[Nit02]	[WZ02]	[WZ02]	[WWZ03]	[WWZ03]	[DW01b]	[DW01b]
Kosten $\left[\frac{\text{€ct}}{\text{kWh}_{H_u}} \right]$	C_2H_5OH – Ethanol												
	6	3,5	5	12	5	6,5	5,5	6	3,5	3,5	5,5	1,5–5	1–2
Bemerkungen	FM* u.a.	FM* u.a.	Pp ^{<} zu $\frac{1,5 \text{ €ct}}{\text{kWh}_{H_2}}$	ZRü ⁺⁺	ZRo ^{>}	KM [%]	ZRo–N ^{**}	MC [°]	MS ^{°+}	Z–B ^{°*}	KM [%] USA		
Bezugsdatum	7.1999	2015	2000	3.2000	5.2000	5.2000	1991	1998	1997	2003	2003	5.2003	2020
Quelle	[WRS ⁺ 99]	[WRS ⁺ 99]	[Dre00]	[BDPLP00]	[Gra00]	[Gra00]	[Rab00]	[DS01]	[DOE03]	[Kre03b]	[Kre03b]	[ACI03]	[ACI03]
Kosten $\left[\frac{\text{€ct}}{\text{kWh}_{H_u}} \right]$	CH_3OH – Methanol												
	6 – 10		13		3			9,5	8		2,8		
Bemerkungen			MC [°] zu $\frac{3 \text{ €ct}}{\text{kWh}_{H_2}}$		Fossil			MC [°]	RH ⁺⁺		SL ⁺ zu $\frac{0 \text{ €ct}}{\text{kWh}_{H_2}}$		
Bezugsdatum	1999		2000		5.2000			1998	2002		2003		
Quelle	[RPS00]		[Dre00]		[Gra00]			[DS01]	[WZ02]		[Alt03]		

* Futter–Mais (FM) als biologisches Ausgangsmaterial.

° In Deutschland angebauter Miscanthus (MC) als biologisches Ausgangsmaterial.

+ Weide (Wd) als biologisches Ausgangsmaterial.

< Pappel (Pp) als biologisches Ausgangsmaterial.

Getreide–Stroh (GS) als biologisches Ausgangsmaterial.

*+ Rest–Holz (RH) als biologisches Ausgangsmaterial.

+* Schwarz–Lauge (SL), Zwischenprodukt in der Zellstoffindustrie als biologisches Ausgangsmaterial.

> Zucker–Rohr (ZRo) als biologisches Ausgangsmaterial.

% Körner–Mais (KM) als biologisches Ausgangsmaterial.

++ Zucker–Rüben (ZRü.) als biologisches Ausgangsmaterial.

** Bei Nairobi in Kenia angebautes Zucker–Rohr (ZRo–N.) als biologisches Ausgangsmaterial.

°+ Mais–Spelzen (MS) als biologisches Ausgangsmaterial.

°* Zucker in Brasilien (Z–B) als biologisches Ausgangsmaterial.

\$ Angaben aus dem Jahr 1997.

& Kostenangaben frei Großabnehmer.

Aufgrund der vielen verschiedenen Verfahren und biologischen Ausgangsstoffe sowie der unterschiedlichen Angaben in verschiedenen Veröffentlichungen ist es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, ein abschließendes Urteil über die geeignetsten Pfade zu fällen¹⁵. Bei gleichem Ausgangsmaterial scheinen sich beispielsweise die energiespezifischen Kosten verschiedener Brennstoffe deutlich zu unterscheiden. So ergeben sich nach [DS01] für flüssige Kraftstoffe aus Miscanthus (MC) bei Ethanol die niedrigsten Kraftstoffkosten, gefolgt – mit relativ großem Abstand – von Methanol und nochmals geringfügig höheren Kosten für flüssigen Wasserstoff. Kann der Wasserstoff

¹⁵ Der Frage, wie ein guter Mix von Kraftstoffen aus Biomasse zusammengestellt sein könnte, wird beispielsweise in [Dre00] nachgegangen. Hier wird der größte Teil der Biomasse für die Ethanolproduktion vorgesehen, gefolgt von etwas weniger Methanol sowie etwas Biogas und einem kleinen Anteil Pflanzenöl.

dagegen in gasförmigem Zustand verwendet werden, kommt er etwa gleich teuer wie das flüssige Ethanol. Die Wirtschaftlichkeit hängt also nicht alleine von den Erzeugungskosten ab, sondern auch von der anschließenden Prozeßkette. Soll der Treibstoff auf dem Seeweg transportiert werden, kommt aber wohl eher flüssiger als gasförmiger Wasserstoff in Betracht. Da dieser aber schon vor dem Transport teurer zu sein scheint als Methanol und Ethanol und zudem – wie in Kapitel 10.3 ausgeführt – mit relativ hohen Verlusten und Kosten beim Wasserstofftransport auf dem Seeweg zu rechnen ist, scheint der Pfad von Biomasse zu Wasserstoff über Seetransport zum entfernten Verbrauch nicht konkurrenzfähig. Wegen der höheren Energiedichte von Dimethylether und insbesondere von Dieseltreibstoff bringen diese – aus Biomasse synthetisierbaren Kraftstoffe – im Vergleich zu Ethanol und Methanol nochmals einen deutlichen Vorteil beim Transport mit sich. Andererseits kann beispielsweise bei der Papierherstellung aus Schwarz-Lauge (Alkali-Lignin) – einem Zwischenprodukt bei der Holzverarbeitung in der Zellstoffindustrie – sehr günstig Methanol hergestellt werden, das sich aufgrund seiner niedrigen Gestehungskosten wohl auch für den Transport eignen würde.

Außer der reinen Kostenfrage stellt sich aber noch die Frage der energetischen Effizienz, die mitentscheidend ist für das energetische Potential der Brennstoffe aus Biomasse¹⁶. In [Alt03] reichen die Angaben für den energetische Wirkungsgrad der Produktion von Biodiesel aus Holz von 42 bis maximal 64% und bei die Produktion von Dimethylether wird der Wirkungsgrad zwischen 49 und 64% angesiedelt. Bei einer Prozeßkettenanalyse ([Dre99]) mit Miscanthus als biologischem Ausgangsmaterial schneidet die Methanolerzeugung und Verteilung wesentlich besser ab als der Wasserstoffpfad. Zwar ist der kumulierte Energieaufwand¹⁷ vom Feld bis zum Verbraucher bei der Wasserstoffkette mit 237% der Energie, die beim Verbraucher ankommt, geringer als bei der Methanolkette, bei der ein Aufwand von 282% anfällt, aber der Aufwand an nicht erneuerbaren Energien ist bei der Methanolkette wesentlich geringer. Zieht man den nicht erneuerbaren Anteil jeweils von der Energie beim Verbraucher ab, so bleiben von einem *ha* Miscanthus beim Verbraucher bei der Wasserstoffkette netto nur 4 *GJ/ha* und bei der Methanolkette 95 *GJ/ha*. Dabei sind die letzten Schritte der Speicherung und der Verteilung zum Endverbraucher entscheidend für das schlechte Abschneiden des Wasserstoffs. Beendet man die Betrachtung bei der Erzeugung – der Brennstoff soll ja in den Szenarien nicht als Kraftstoff in Kraftfahrzeugen eingesetzt und dazu an Tankstellen geliefert werden, sondern beispielsweise über große Distanzen zu Großverbrauchern transportiert¹⁸ – dann sind im Brennstoff bei der Wasserstoffkette netto etwa 155 *GJ/ha* bzw. 101 *GJ/ha* bei der Methanolkette verfügbar. Das sind 45 bzw. 30% der Energie der Energiepflanze Miscanthus bei der Ernte. Andere Analysen kommen zu abweichenden Ergebnissen.

¹⁶ In [SW00] wird beispielsweise das maximale Potential der Treibstoffproduktion aus Biomasse in der EU erwartet, wenn ein kleiner Teil der Biomasse zu Biogas konvertiert wird und die übrige – auch eigens dafür angebaute – Biomasse zu Methanol verarbeitet wird. Nur wenig geringer wäre die Treibstoffproduktion, wenn statt des Methanols Wasserstoff erzeugt würde und noch etwas niedriger wäre der Ertrag, wenn die gesamte Biomasse zur Erzeugung von "Synfuel" (synthetisches Benzin oder Diesel) eingesetzt würde. Gegenüber den drei zuvor genannten Ansätzen ergäbe sich bei reiner Pflanzenölproduktion weniger als ein Sechstel des Energieertrags.

¹⁷ Der Energieaufwand setzt sich aus erneuerbarer Energie des Miscanthus und dem nicht erneuerbaren Energieaufwand zusammen, der während des gesamten Prozesses vom Feld bis zum Verbraucher benötigt wird.

¹⁸ Verschiedene Transportpfade für den Transport über große Distanzen zu Großverbrauchern sind in Kapitel 10.3 beschrieben.

So ergibt sich nach [DS01] der Bereitstellungsnutzungsgrad¹⁹ der Produktion von Wasserstoff aus Miscanthus zu gut 56%. Der gleiche Wert wird in [SW02] für die Produktion von Druckwasserstoff (700 bar) aus Holzhackschnitzeln angegeben, allerdings ohne die vorgelagerte Prozeßkette der Bereitstellung des Edukts. Ähnlich liegen die Angaben für die Wasserstoffproduktion aus Forstholz inklusive Biomasseproduktions- und Transportaufwand in [Alt03] mit gut 57% (gut 50% bei Berücksichtigung von Pipelinetransport über 50 km zum Verbraucher). Für Dimethylether, Methanol und synthetischen Diesel aus Forstholz ergeben sich knapp 49%, knapp 49% und gut 46%²⁰, wobei dieser Bereitstellungsnutzungsgrad durch den Transport zum nahegelegenen Verbraucher nur geringfügig verringert wird [Alt03]. Der Vergleich zwischen Wasserstoff und den flüssigen Brennstoffen zeigt wie der energetische Vorteil von Wasserstoff bei der Produktion durch die nachgelagerte Prozeßkette der Verteilung schnell zunichte gemacht werden kann. Wenn der Brennstoff über große Distanzen transportiert werden soll, sind die flüssigen Energieträger wohl immer überlegen. Wenn der Brennstoff nicht in gasförmigem oder flüssigem Zustand vorliegen muß – z.B. beim Einsatz zur Stromerzeugung in stationären Kraftwerken – kann auch auf die energieintensiven Umwandlungsschritte verzichtet werden und die Biomasse direkt transportiert und verwendet werden²¹. Welcher Brennstoff also in welchem Fall die beste Wahl ist, hängt von vielen Parametern ab und ist im Einzelfall zu entscheiden.

10.3 Wasserstofftransport

Nachdem der Wasserstoff gewonnen wurde, muß er gegebenenfalls zum Ort des Verbrauchs transportiert werden. Für die Szenarien ist dieser Bestimmungsort die Region, in der sich das Backupkraftwerk befindet. Für den Wasserstofftransport kommen bei großen Distanzen sowohl der Gastransport in Pipelines als auch der Transport in flüssiger Form auf dem See- oder Landweg in Frage.

10.3.0.2 Wasserstofftransport in Pipelines

Wasserstofftransport in Pipelines wird seit langem genutzt. *„Weltweit existieren über 1.000 km Wasserstoff-Pipelines, die bei Drücken von bis zu 30 MPa“ (300 bar) „betrieben werden. Die großen Wasserstoff-Pipelines befinden sich in Belgien, Deutschland, Frankreich, Kanada, den Niederlanden, Südafrika und den USA“* [AS01]. Ein großer Vorteil wird für Wasserstoff als Energieträger teilweise in der Tatsache gesehen, daß die vorhandene Erdgasinfrastruktur sehr weitgehend für Transport und Verteilung genutzt werden kann [Nit02]. Allerdings liegt ein bedeutender Nachteil der Wasserstoff-Pipeline gegenüber der üblichen Erdgaspipeline in der wesentlich geringeren

¹⁹ Der Bereitstellungsnutzungsgrad ist definiert als der Quotient aus dem Energieinhalt des Brennstoffs und dem gesamten Energieaufwand der Prozeßkette einschließlich des Energieinhalts des Edukts.

²⁰ In [SW00] werden ohne vorgelagerte Prozeßkette für die reine Produktion von Methanol, Benzin und Diesel aus Biomasse Spannen der Wirkungsgrade von 39 bis 57%, 36 bis 53% und 55 bis 57% angegeben.

²¹ Die Energiedichte von trockenem Holz ist mit grob 15 MJ/kg beispielsweise nur um etwa 25% geringer als die von Methanol mit etwa 20 MJ/kg, was beispielsweise beim Seetransport auf ähnliche Transportaufwendungen schließen läßt. Dimethylether und synthetischer Diesel haben mit 28 MJ/kg und 43 MJ/kg nochmals deutlich höhere Energiedichten, weshalb bei deren Transport mit geringerem Energieaufwand zu rechnen ist.

Energiedichte des Wasserstoffs. Die volumenspezifische Energiedichte von Wasserstoff liegt bei deutlich weniger als einem Drittel der Energiedichte von Erdgas. Sollte bei gleichem Druck die gleiche Leistung über eine Wasserstoffpipeline mit gleichen Abmessungen transportiert werden, müßte etwa die 3,8– bis 4,6–fache Antriebsenergie aufgewandt werden, wie bei einer Erdgaspipeline [BE03]²². Üblicherweise werden durch Strömungsverluste bedingte Druckabfälle von Pumpstationen, die etwa alle 150 km entlang der Pipeline angeordnet sind und mit dem Erdgas (respektive Wasserstoff) aus der Pipeline betrieben werden, wieder ausgeglichen. Bei der oben erwähnten Auslegung ergäben sich die Pumpverluste relativ zur transportierten Energie pro Pumpstation zu etwa 0,3% bei Erdgas und ca. 1,4% bei Wasserstoff [BE03]. Eine Pipeline, die über 5000 km im Erdgasbetrieb gut 9% Pumpverluste aufweist, benötigte im Wasserstoffbetrieb bei gleicher Leistung am Pipelineanfang – wegen der höheren Reibungsverluste – etwa 35% der Energie für den Antrieb der Pumpen. Da aber die Kosten für die Pipelines im Wesentlichen linear mit dem Durchmesser steigen²³, während die Reibungsverluste bei gleicher Transportleistung sowohl im Fall turbulenter als auch im Fall laminarer Strömung deutlich überproportional mit steigendem Durchmesser fallen, ist das ökonomische Optimum bei eigens für den Wasserstofftransport auszulegenden Pipelines bei größeren Querschnitten oder kleineren Durchflußmengen zu erwarten als bei Erdgaspipelines²⁴. Das gilt insbesondere auch, weil der Energieträger Wasserstoff wesentlich teurer ist als Erdgas und zudem die größeren Verdichterleistungen und –Volumina für das Wasserstoffsystem das Optimum zu kleineren Verlusten respektive größeren Leitungsdurchmessern verschieben würde²⁵.

Die Kosten des Pipelinetransports setzen sich aus den Investitionskosten für Pipeline und Verdichterstationen zusammen und aus den Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie für die Antriebsenergie der Verdichterstationen. Bei einem mittleren Ansatz von 1700€ pro Meter Pipeline und 2000 € pro Kilowatt Verdichterleistung und jährlichen Betriebskosten von 0,5% für die

²² Beim der zugrundeliegenden Berechnung ist sowohl die geringere Energiedichte von Wasserstoff berücksichtigt als auch seine geringere Viskosität, die den Nachteil der geringeren Energiedichte teilweise kompensiert [BE03].

²³ Nach [DSV04] liegen die Kosten für Gaspipelines mit Durchmessern von 36 bis 55" (ca. 0,9 bis 1,4m) pro Meter Pipeline bei etwa 15€/ " in einfachem Wüstengelände, 30 €/ " in flachem Wasser bis 100 m Tiefe, 40 €/ " in ländlichem Gebiet mit vielen Querungen und Benutzungsstückelungen sowie 65 €/ " in Wasser mit mehr als 1000 m Tiefe.

²⁴ Einfache Auslegungsrechnungen nach [DSV04] zeigen, daß eine Pipeline mit 56" Durchmesser und etwa 80 bar Auslegungsdruck, die bei Erdgastransport mit einer Transportleistung von etwa 30 GW_{Hu} genutzt wird, für den Betrieb der Verdichterstationen – alle 300 km – pro Verdichterstation etwa 9‰ des Erdgases als Antriebsenergie benötigt. Würde eine gleichartige Pipeline mit Wasserstoff bei gleichem Druckabfall zwischen den Verdichterstationen betrieben, so betrüge die Wasserstoff-Übertragungsleistung knapp 24 GW_{Hu} und die relative Antriebsenergie wären knapp viermal so hoch. Absenken des Durchsatzes brächte allerdings schnell Verbesserungen. Würde der Durchsatz soweit abgesenkt, daß die Wasserstoffpipeline mit den gleichen Verdichterleistungen betrieben werden könnte wie die Erdgaspipeline, läge der Wasserstoff-Durchsatz bei gut 18 GW_{Hu} . Allerdings wären die relativen Verluste noch immer rund 63% höher als bei der Erdgaspipeline. Eine Reduzierung des Durchsatzes auf 15 GW_{Hu} , also die Hälfte der Leistung der Erdgaspipeline, würde die Antriebsleistung der Wasserstoffpipeline auf die Hälfte der energetischen Verluste der Erdgaspipeline reduzieren. Damit wären die relativen Verluste für beide Gase gleich. Nach 5000 km würde sich die Antriebsenergie auf knapp 14% des eingespeisten Wasserstoffs summieren. Leckagen sind bei diesen Überlegungen noch nicht berücksichtigt, können aber wohl auch leicht einige % betragen.

²⁵ Ein typischer Erdgas-Verdichtersatz wird beispielsweise mit je vier Verdichtern ausgelegt, von denen je drei die benötigte Verdichterleistung (Wellenleistung) aufbringen können, und kostet bezogen auf die benötigte Verdichterleistung etwa 2000 € / kW [DSV04]. Solcher Verdichtersätze werden mit dem Erdgas aus der Pipeline üblicherweise bei einem Wirkungsgrad von etwa 32% $_{Hu}$ betrieben, benötigen also gut das Dreifache der Verdichterleistung als Antriebsenergie aus dem transportierten Gas.

Pipeline sowie 3% für die Verdichterstationen summieren sich die jährlichen Kosten²⁶ einer hypothetischen Pipeline von 5000 km Länge mit einer Gesamtinvestition von 9,8 Mrd.€ auf etwa 780 Mio.€. Wenn Wasserstoff aus regenerativen Energien zu 10€ct / kWh in die Pipeline eingespeist würde und die Pipeline konstant mit Volllast gefahren, beliefen sich die Kosten für den Wasserstoff am Ende der Pipeline rechnerisch auf 12,3 €ct / kWh wovon etwa 0,7 €ct / kWh auf die Pipeline-Infrastruktur entfielen und gut 1,6 €ct / kWh auf den Wasserstoffverbrauch in den Verdichtern ohne Berücksichtigung der anfänglichen Verdichtung²⁷ auf den Betriebsdruck der Pipeline sowie ohne Berücksichtigung von eventuellen Leckagen. Die vollständige Auslastung der Pipeline setzt aber entweder eine ständige Verfügbarkeit der regenerativen Energie zur Wasserstoffherzeugung voraus oder einen entsprechend großen Speicher am Anfang der Pipeline, der in den Kosten auch noch berücksichtigt werden müßte. Würde dagegen das System beispielsweise gemäß der fluktuierenden Erzeugung des Windangebots mit unterstellten 3500 Vlh ausgelastet sein, läge der Kostenanteil der Pipeline-Infrastruktur wesentlich höher, bei 1,7€ct / kWh. Die spezifischen Investitionskosten von gut 130€ / (kW * 1000km) liegen knapp doppelt so hoch wie für HGÜ-Leitungen (vgl. Seite 181) und beliefen sich für eine Erdgaspipeline etwa auf den gleichen Wert wie bei HGÜ-Leitungen, sind aber wie in Fußnote 23 erläutert relativ stark vom Gelände abhängig²⁸. Insgesamt scheint also wirtschaftlich nichts für den pipeline-gebundenen Wasserstofftransport zu sprechen, dessen Nutzen allenfalls in Gründen der eventuell besseren Speicherbarkeit liegen könnte. Solange ein leitungsgebundener Transport von Strom möglich ist, wird es daher zweckmäßiger sein, den teureren Sekundärenergieträger Wasserstoff – so er wirklich gebraucht wird – erst am Bestimmungsort selber zu erzeugen und das billigere Edukt Strom zu transportieren.

10.3.0.3 Schiffstransport von Wasserstoff

Wenn leitungsgebundener Transport ausscheidet – das wäre (in den Szenarien) beispielsweise bei interregionalen Transportbeschränkungen der Fall oder bei Erzeugung des Wasserstoffs auf anderen Kontinenten oder vielleicht auch auf windreichen Inseln in den südlichen Roaring Forties –

²⁶ Für die Kostenberechnung wurde die Auslegungsvariante mit etwa 15 GW_{Hu} Wasserstofftransportleistung nach Fußnote 24 gewählt, also der Variante mit den niedrigsten Kompressionsverlusten. Die Kosten der Pipeline wurden mit ca. 30€ / '' relativ konservativ angesetzt (vgl. Fußnote 23). Die Kosten für Wartung und Instandhaltung stammen aus [DSV04]. Für die annuitätische Kostenkalkulation wurde ein Realzinssatz von 5% / a und eine kalkulatorische Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt. Die Kosten für die Verdichterstationen sind wie bei Erdgasverdichtern nach [DSV04] angesetzt, sie würden aber bei Wasserstoff aufgrund der größeren Volumina sicherlich höher liegen.

²⁷ Für die Verdichtung von Wasserstoff aus einem atmosphärischen Elektrolyseur auf 80 bar kann von einem Aufwand von etwa 5% des Wasserstoffs ausgegangen werden (vgl. [BE03]). Diese Verluste sind nicht in die Kostenrechnung eingeflossen und auch die Kosten für den Verdichter wurden vernachlässigt. Diese Kosten könnten sich etwa an der Grenze zwischen einstelligem und zweistelligem Prozentbereich der Transportkosten bewegen, solange die erste Verdichtung auf Transportdruck mit dem wesentlich günstigeren regenerativen Strom angetrieben wird und nicht unter Nutzung des Sekundärenergieträgers Wasserstoff.

²⁸ In [CL98a] wird als Ergebnis eines Vergleichs von Erdgastransport über 1000 bis 5000 km und anschließender Stromerzeugung mit einem Konzept vorgestellt, das die Stromerzeugung beim Erdgasfeld vorsieht und anschließenden Transport über ein HGÜ-System. Dabei wird ein deutlicher Kostenvorteil für das System mit HGÜ ausgewiesen, der sich mit zunehmender Entfernung und sinkender elektrischer Leistung beim Verbraucher (untersucht wurden 1 bis 5 GW_{el}) zugunsten der Stromtransportvariante erhöht. Bei steigenden Gaspreisen wird der Kostenunterschied allmählich ausgeglichen, da die zugrundegelegte Stromtransportvariante eine geringere energetische Effizienz aufweist. Dieser Nachteil ließe sich aber sehr wahrscheinlich durch eine Beseilung mit größeren Leiterquerschnitten beheben, die zudem über die Senkung der notwendigen Leistung des Gaskraftwerks einen weiteren günstigen Einfluß auf die Kosten hätte.

kommt der Transport von flüssigem Wasserstoff auf dem Seeweg in Frage. Damit dieser Transportpfad einigermaßen kostengünstig bewältigt werden kann, muß der Wasserstoff verflüssigt werden (vgl. z.B. [ACI03]). Allerdings ist der Verflüssigungsschritt mit einem Aufwand von etwa einem Drittel des unteren Heizwertes des Wasserstoffs sehr energieintensiv²⁹ und senkt den Wirkungsgrad nach 65% für die Elektrolyse auf Werte von etwa 52 bis 57% und maximal etwa 63% wenn hocheffiziente Kleinelektrolyseure in Kombination mit neu konzipierten Verflüssigern eingesetzt werden und immer der günstigere primäre Energieträger Strom zum Betrieb des Verflüssigers eingesetzt wird (vgl. a. Fußnote 4 u. 29). Sehr viel deutlicher wirkt sich der Verflüssigungsschritt aber auf die Kosten aus. Dabei spielen die Kosten für die Antriebsenergie (Strom) eine untergeordnete Rolle. Bei Stromkosten von 3 €ct/kWh_{el} würde der Stromverbrauch mit ca. $0,9 \text{ €ct/kWh}_{H_2}$ eingehen, wenn der Verflüssigungsaufwand 30% des unteren Heizwertes entspricht. Die sehr aufwendige Kryotechnik (vgl. a. [Qua02]) scheint sich auf die Verflüssigungskosten in sehr viel größerem Ausmaß auszuwirken. So werden die Verflüssigungskosten für heutige Anlagen in [WWZ03] mit etwa 6 bis 8 €ct/kWh_{H_2} angesetzt und für größere Anlagen mit etwa $4,5 \text{ €ct/kWh}_{H_2}$, was auch in etwa den Werten in [Wur94] entspricht. Die Verflüssigungskosten lassen sich anhand beispielhafter Berechnungen mit Einsatz von Offshore-Windstrom (ca. 6 €ct/kWh_{el} [Ric04]) zur Wasserstoffherzeugung auf See und etwa gleich teurem Strom für den Betrieb eines Verflüssigers mit 66 MW_{el} Leistungsaufnahme und ca. 40% durchschnittlicher Auslastung zu gut 7 €ct/kWh_{H_2} abschätzen, wovon etwa $1,8 \text{ €ct}$ auf den Strom entfallen und $5,5 \text{ €ct}$ auf die Verflüssigungsanlage sowie deren Betrieb. Bei höherer Auslastung würde sich der Anteil für den Verflüssiger reduzieren. Ein sehr einfacher Überschlag ließe bei 80% durchschnittlicher Auslastung etwa die Hälfte der Kosten – also $2,8 \text{ €ct}$ – erwarten. Halb so teurer Strom würde auch dessen Kostenanteil halbieren, sodaß in einem sehr günstigen Fall mit gut $3,5 \text{ €ct/kWh}_{H_2}$ gerechnet werden kann. Alleine die Verflüssigung verursacht also wesentlich höhere Kosten als der ganze Transportpfad mittels Pipeline über einige tausend Kilometer.

Nach der Verflüssigung kann der Wasserstoff dann auf dem Seeweg verfrachtet werden. Dazu bieten sich verschiedene Transport-Varianten an (vgl. z.B. [AGL⁺01]). Eine relativ kostengünstige Möglichkeit mit Barge, die jeweils einen nutzbaren Speicher für $215 \text{ t}_{H_2,fl}$ Flüssigwasserstoff tragen und mit je einem Dockschiff a 5 Barge transportiert werden sollen, wurde im Rahmen des "Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen Pilot Project" (EQHHPP) untersucht (zu EQHHPP s. z.B. [Wur94] o. [H201]). Der wirtschaftliche Aufwand für diesen Schifftransport trägt allerdings in erheblichem Maße zu den Gesamtkosten der Wasserstoffkette bei. Alleine für Dockschiff und Barge, ohne Berücksichtigung der Infrastruktur an den Häfen, können die Kapital- und Betriebskosten – ohne Kosten für Wasserstoffverbrauch – für den Transport über die 5400 km von Quebec bis zum Europäischen Bestimmungshafen grob auf etwa 3 bis 4 €ct/kWh_{H_2} abgeschätzt werden (vgl. a. [AGL⁺01], [Wur94] u. [DW01a]). Je nach Wasserstoffkosten kann sich auch der Antrieb des Schiffs mit Wasserstoff sowie Verdampfungsverluste zu wesentlichen Kosten summieren. Für EQHHPP ergibt sich beim Transport ein Wasserstoffverbrauch von insgesamt ca. 32%

²⁹ Nach [WZ02] beläuft sich der Aufwand zur Verflüssigung auf ca. 42% des unteren Heizwertes des verflüssigten Wasserstoffs. Nach [BW03] ist für die Verflüssigung in sehr großen effizienten Anlagen ein Energieaufwand von 40 MJ/kg_{H_2} oder einem Drittel des unteren Heizwertes zu erwarten. Bei Verflüssigungsleistungen von mehr als 300 MW_{H_2} könnte der Energieaufwand (Strom) auf ca. 30% des unteren Heizwertes sinken [BE03] [Bos04b]. Von diesem Wert wird auch in [AR01] und [AS01] ausgegangen. In [Qua02] wird eine Verflüssigungsanlage vorgeschlagen, deren Antrieb mit einem Äquivalent von 21% des unteren H_2 -Heizwertes arbeiten könnte.

des Wasserstoffinhalts bei vollen Speichern³⁰. Für dieses Projekt wurden Wasserstoffkosten von 9,4DPf/ kWh_{H_2} angenommen und die Kosten für Flüssigwasserstoff mit 18,9DPf/ kWh_{H_2} angesetzt (s.a. [Wur94]). Damit ergeben sich rechnerisch allein für den Wasserstoffverbrauch beim Transport 8,9DPf/ kWh_{H_2} . Bei Wasserstoffkosten von 10 €ct/ kWh_{H_2} , die für Elektrolyse–Wasserstoff bei Nutzung von Strom aus anderen regenerativen Ressourcen heute eher zu erwarten wären, und einem sehr günstigen Verflüssigungsaufwand von 3,5 €ct/ kWh_{H_2} (s.o.) läge dieser Aufwand bei 6,4 €ct/ kWh_{H_2} . Hierzu addieren sich noch die Kosten des Transportsystems von mindestens 3 €ct/ kWh_{H_2} , womit der Wasserstoff am Zielhafen auf fast 23 €ct/ kWh_{H_2} kommen würde. Bei noch größeren Transportentfernungen – z.B. für Wasserstoff aus Windstrom in den südlichen Roaring Forties (ca. 12 000 km), der nach Europa geliefert werden soll – ist das Konzept wohl vollkommen unrealistisch, da nur knapp 30% des Wasserstoffs, der auf die Barge geladen wurde, am Zielhafen entnommen werden können und wegen der wesentlich längeren Transportdauer die Kosten des Transportsystems entsprechend höher lägen. Für solche Entfernungen kommen dann eher Konzepte in Frage, bei denen noch größere Wasserstoffmengen effizienter transportiert werden können³¹. Die Kosten von Flüssigwasserstoff am Zielhafen würden also selbst unter aller günstigsten Voraussetzung mit extrem billigem Strom für Elektrolyse und Verdichtung kaum unter 10 €ct/ kWh_{H_2} liegen können (s.a. [Wur94]). Bei größeren Mengen, zu deren Erzeugung nicht nur auf die billigsten regenerativen "Stromquellen" zurückgegriffen werden kann, sind wohl auch 15 €ct/ kWh_{H_2} noch als sehr optimistisch anzusehen und selbst Werte deutlich über 20 €ct/ kWh_{H_2} können aus heutiger Sicht nicht wirklich als konservativ angesehen werden. Den oben abgeschätzten 23 €ct/ kWh_{H_2} entsprechen etwa die 12,5 bis 13,5 €ct/ kWh_{H_2} bei Pipelinetransport, was zeigt, daß dem Pipelinetransport aus wirtschaftlichen Gründen immer der Vorzug eingeräumt werden müßte.

10.4 Stromerzeugung aus Wasserstoff

Der in jedem Fall sehr teure Wasserstoff sollte aus ökonomischer Sicht in Kraftwerken mit möglichst guten Wirkungsgraden eingesetzt werden. Die besten konventionellen Kraftwerke – GuD–Kraftwerke – arbeiten mit Wirkungsgraden bis etwa 60% (s. z.B. [KR95] o. [GKOP97])³². Bei einem Ausgangswert von 10 bzw. 23 €ct/ kWh_{H_2} käme der Strom schon bei alleiniger Berücksichtigung der Wasserstoffkosten auf 16,7 bzw. 38 €ct/ kWh_{el} . Der Verlust von 40% bei der Stromerzeugung würde den Wirkungsgrad, mit dem der ursprüngliche Energieträger Strom in der Wasserstoffkette genutzt wird, von beispielsweise knapp 39% – nach Elektrolyse, Verflüssigung

³⁰ Dieser Verlust würde den Wirkungsgrad – mit dem der ursprüngliche Energieträger Strom in der Wasserstoffkette genutzt wird – von beispielsweise 57% nach Elektrolyse und Verflüssigung auf knapp 39% reduzieren.

³¹ Ein solches Konzept ist in [DW01a] vorgeschlagen. Es zeichnet sich bei der achtfachen Transportmenge pro Schiff etwa durch eine Halbierung des spezifischen energetischen Transportaufwands aus. Die spezifischen Investitionskosten pro Ladevolumen sind aber etwa die gleichen wie beim Barge-Konzept, sodaß die Kosten des Transportsystems weiterhin sehr hoch lägen.

³² Siehe auch Kapitel 12.

und Transport in Bargaen über 5400 km – auf nurmehr gut 23% reduzieren³³. Da sich die Stromkosten von 38 €/kWh_{el} auf diesem Verwertungspfad aus einem ursprünglichen Strompreis von 3 €/kWh_{el} ergeben (s.o.), ist klar, daß bei den zugrundeliegenden Annahmen die Infrastrukturkosten eine dominante Rolle spielen. Die ursprünglichen Stromkosten addieren sich am Bestimmungsort über diesen Pfad nur auf etwa ein Drittel oder knapp 13 €/kWh_{el}. Die Kosten für das GuD-Kraftwerk und seinen Betrieb würden bei üblichen Kraftwerksauslastungen kaum noch ins Gewicht fallen. Bei einer so großen Dominanz der Brennstoffkosten würden sich also effizientere – wenn auch teurere – Kraftwerksprozesse empfehlen. Unter Verwendung von Wasserstoff-Brennstoffzellen in Kombination mit Wärmekraftwerken, die die Abwärme der Brennstoffzellen nutzen, sind deutlich höhere Wirkungsgrade vorstellbar. Abbildung 10.1 zeigt die theoretischen Wirkungsgrade des idealen Brennstoffzellenprozesses, des idealen thermodynamischen Kraftwerksprozesses und deren Kombination sowie einige maximal erwartbare Wirkungsgrade verschiedener Brennstoffzellensysteme nach [KS96].

Wenn ein reales Brennstoffzellensystem nicht den idealen Wirkungsgrad erreicht, kann der höhere Verlust u.U. (wenn die Verluste nicht in den Nebenaggregaten anfallen, sondern im eigentlichen Brennstoffzellenprozeß, also bei dementsprechend hohen Temperaturen) dem "konventionellen" Kraftwerksprozeß zugeführt werden und erhöht so dessen Produktion und den Gesamtwirkungsgrad. In Anbetracht der Tatsache, daß die erwartbaren Wirkungsgrade der Niedertemperaturbrennstoffzellen wie Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen (PEMFC³⁴) und Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC³⁵) weit niedriger liegen, als der theoretische Wirkungsgrad und, daß in diesem Temperaturbereich selbst der ideale thermodynamische Kraftwerksprozeß nur relativ geringe Wirkungsgrade aufweist, ist mit Prozessen bei diesen Temperaturen nicht die erwünschte hohe

³³ Zu ähnlichen Wirkungsgraden vor abschließender Verstromung kommt beispielsweise auch [GRW96] bei einer energetisch relativ günstigen Prozeßkette (Strom \Rightarrow alkalische Hochdruck-Wasser-Elektrolyse \Rightarrow Verdichtung \Rightarrow Speicherung \Rightarrow Pipeline-Transport über nur 2500km \Rightarrow und Verteilung) für gasförmigen Wasserstoff H_{2,g} mit einem Wirkungsgrad ca. 52% oder bei einer ungünstigeren Prozeßkette (Strom \Rightarrow alkalische Hochdruck-Wasser-Elektrolyse \Rightarrow Verflüssigung \Rightarrow Speicherung und Schiff-Transport \Rightarrow Verteilung) mit ca. 30% Wirkungsgrad. Sollte aus dem Wasserstoff dann Strom in einem GuD-Kraftwerk mit 60% Wirkungsgrad erzeugt werden, sänke der Wirkungsgrad der Kette mit Pipeline-Transport nochmals deutlich auf etwa 31% und bei der Kette mit Schiffstransport auf etwa 18%. Die Bilanz verschlechtert sich nochmals, wenn man den Primärenergieaufwand für Transport und Anlagenherstellung mit berücksichtigt. Für die gleiche Entfernung läge der Wirkungsgrad einer HGÜ-Verbindung bei ca. 88%, der einer Drehstromverbindung bei 83% [Wag97] (vgl. a. Kap. 13). Mit den Verlusten geht natürlich schon ohne jede Beachtung der Kosten für die zusätzliche Anlagentechnik eine Verteuerung des Stroms um das 3- bis 6-fache einher. [Win97] kommt über ähnliche Wirkungsgrade zu dem Schluß: "Gleichwohl sollte der Weg über den Wasserstoff nur gegangen werden, wenn solare Wärme und solarer Strom durch Wasserstoff überall und jederzeit verfügbar gemacht werden muß und für Verkehrsaufgaben ein chemischer Energieträger gebraucht wird" ([Win97] S. 126.). Angesichts der außerordentlich schlechten Wirkungsgrade der Wasserstoffkette, des sich daraus ergebenden hohen Primärenergie und Ressourcenverbrauchs sowie der Zwangsläufig hoher Kosten des Stroms am Ende der Wasserstoffkette, ist Zweifel an der Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Wasserstoff in der zukünftigen Energiewirtschaft sicherlich angebracht. Ähnliche Überlegungen stellt beispielsweise auch Ulf Bossel, der Initiator und "Organisator des European Fuel Cell Forum", unter Anderem in seinen Denkschriften "Die Welt braucht eine nachhaltige Energiewirtschaft, keine Wasserstoffwirtschaft" [Bos03] oder "Brennstoffzellen ja, aber bitte ohne Wasserstoff" [Bos04a] an (s.a. [BE03]).

³⁴ Die Abkürzung PEMFC kommt vom Englischen Proton Exchange Membrane Fuel Cell.

³⁵ Die Abkürzung PAFC kommt vom Englischen Phosphoric Acid Fuel Cell.

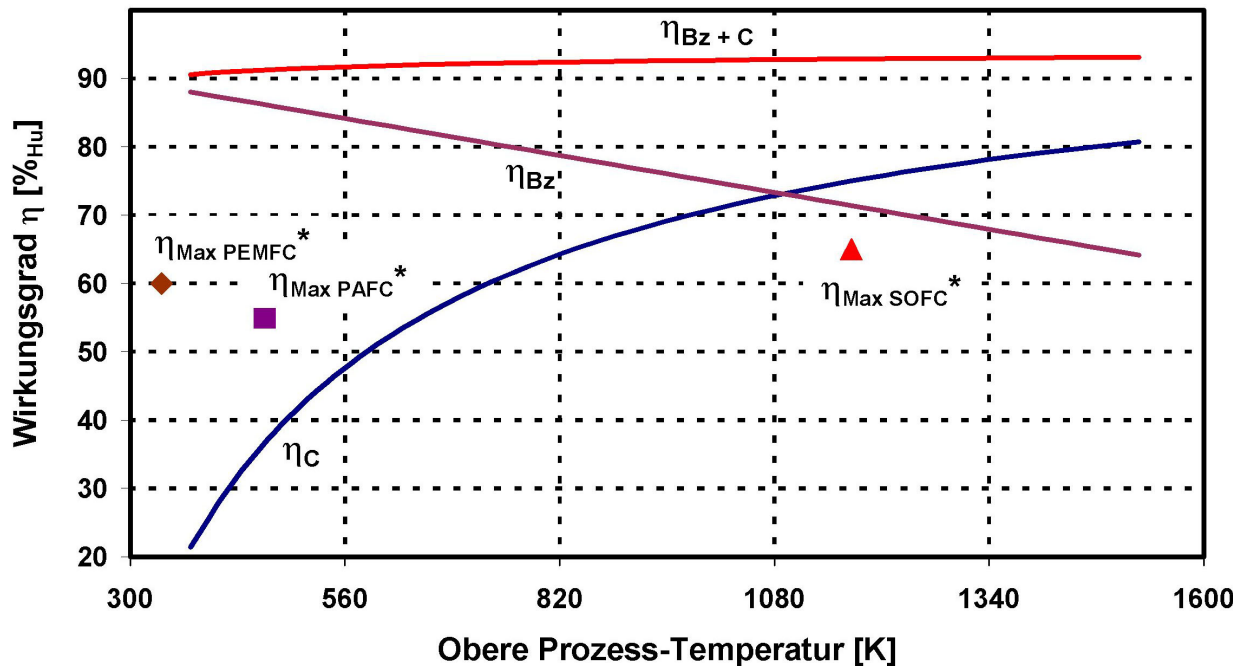


Abbildung 10.1: Temperaturabhängigkeit der Wirkungsgrade des idealen Wasserstoff-Brennstoffzellenprozesses η_{Bz} (abgel. nach Angaben in [DL02]) und eines idealen thermodynamischen Kreisprozesses (z.B. Carnotprozeß) η_C sowie eines idealen thermodynamischen Kreisprozesses, der einem idealen Wasserstoff-Brennstoffzellenprozeß nachgeschaltet ist η_{Bz+C} , und maximale Wirkungsgrade verschiedener H_2/O_2 -Brennstoffzellensysteme * nach [KS96]

energetische Effizienz zu erzielen³⁶. Heutige Niedertemperaturbrennstoffzellen erreichen zudem bei weitem noch nicht die erwartbaren Wirkungsgrade. Beim heutigen Stand der Technik liegen die Wirkungsgrade von PEM-Brennstoffzellen im Kilowattbereich bei etwa 35% [Mey01] [Gei03]³⁷. PEM-Brennstoffzellen zur Stromerzeugung befinden sich gerade im Stadium erster Feldtests (s.a. [Gei03]). Sie sind also noch nicht in kommerziellem Maßstab auf dem Markt verfügbar, was sich auch in extrem hohen Kosten niederschlagen scheint³⁸. Etwas höher liegen die Wirkungsgrade

³⁶ Üblicherweise liegen die tatsächlich erreichten Wirkungsgrade bei niedrigen Temperaturdifferenzen zwischen Umgebung und oberer Prozeßtemperatur relativ zum idealen thermodynamischen Kreisprozeß noch deutlich niedriger als bei hohen oberen Prozeßtemperaturen und somit größeren Temperaturdifferenzen. Das liegt im Wesentlichen an verschiedenen Verlusten, die beispielsweise bei der Wärmeübergabe an Wärmetauschern entstehen (s.a. Kapitel 18.5 auf Seite 382).

³⁷ Der Wirkungsgrad bezieht sich auf den Energieinhalt von Erdgas. Bei Verwendung von reinem Wasserstoff entfielen der vorgelagerte Schritt der Gasreformierung, der aus Methan mit maximal gut 80% Wirkungsgrad den Wasserstoff für die Brennstoffzelle erzeugt, sodaß der Wirkungsgrad der gleichen Brennstoffzellen im Wasserstoffbetrieb deutlich über 40% liegen könnte. Bei guten PEMFC-Anlagen sind im Wasserstoffbetrieb Wirkungsgrade von mehr als 50% erreichbar [Hop04].

³⁸ Die Kosten für PEM-Brennstoffzellensysteme werden je nach Quelle mit 100'000 DM/ kW_{el} ([Epp00]) oder 20'000 € kW_{el} ([BM03]) allein für den PEMFC-Stack, also den Membranstapel oder < 10'000 € kW_{el} für relativ große Brennstoffzellensysteme mit ca. 250 kW_{el} angegeben ([Jun03]). Die Kosten für die Membranstapel scheinen relativ schnell zu fallen und machen momentan üblicherweise etwa 80% der Kosten des Brennstoffzellensystems aus [Rig04]. Die Lebensdauer der Stacks liegt heute in der Regel noch deutlich unter 5'000 Betriebsstunden [Rig04], was sich bei deren Einsatz in der Energieversorgung auch in erheblichem Maße auf die Kosten auswirken würde, da die Stacks jeweils nach nur gut einem halben Jahr Vollastbetrieb ausgetauscht werden müßten.

mit ca. 40% bei Phosphorsäure-Brennstoffzellen im Erdgasbetrieb³⁹ [Gei03]. Mit Leistungen von 200 kW_{el} haben diese Systeme auch schon Marktreife erlangt [Gei03] [UTC]. Die Anlagenkosten liegen bei ca. 4'000 US\$/kW_{el} [Str02b]⁴⁰. Da die Arbeitstemperatur der PAFC bei maximal etwa 200°C liegt (s.z.B. [ASU00] o. [BW97]), könnte der Wirkungsgrad selbst durch einen nachgelagerten idealen thermodynamischen Kraftwerksprozeß – auch wenn die Verluste des vorgelagerten PAFC-Prozesses in Höhe von 60% vollständig dafür zur Verfügung stünden und dem Prozeß vollständig bei der Maximaltemperatur zugeführt werden könnten – nur auf 64% gesteigert werden. In einem realen System wird nur ein Teil der Verluste zur Verfügung stehen, die mittlere Zuführungstemperatur wird weit unter der Maximaltemperatur liegen und ein realer Kraftwerksprozeß wird in diesem Temperaturbereich nur einen Bruchteil der Effizienz des idealen Prozesses aufweisen, sodaß wohl selbst ein Gesamtwirkungsgrad von 50% als sehr ambitioniert angesehen werden muß.

Die Hochtemperatur-Brennstoffzellen – Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC⁴¹) und Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC⁴²) – versprechen in Kombination mit thermodynamischen Kraftwerksprozessen wesentlich höhere Wirkungsgrade (vgl. Abb. 10.1). Allerdings scheidet die MCFC für die Nutzung von reinem Wasserstoff aus, da sie im Elektrolyt auf Karbonationen (CO₃²⁻) als Ladungsträger angewiesen ist und damit auf die Zufuhr von Kohlenstoff [Hop04] (s.a. [ASU00]). Deshalb müßte entweder ein organischer Brennstoff wie Methanol eingesetzt werden, oder der Kohlenstoff in Form von CO₂ aus externen Quellen zugeführt werden⁴³. Die MCFC ist bisher auch noch nicht über das Stadium von Feldtests hinaus gekommen. Dabei erreichte eine Anlage von MTU mit einer Leistung von etwa 250 kW eine Gesamtlaufzeit von 16'000 Betriebsstunden und einen elektrischen Wirkungsgrad von 47% [Rei03]. Von der Herstellerfirma werden die heutigen Kosten mit etwa 9'000 €/kW_{el} angegeben⁴⁴, wobei auf den Stack, dessen Lebensdauer auf 40'000 Betriebsstunden geschätzt wird, etwa ein Drittel der Kosten entfallen [Ber04]. Die Kombination dieser Anlage mit 250 kW_{el} Leistung mit einem kleinen Dampfprozeß könnte den Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung auf 56% steigern [Ber04]⁴⁵. Bei heutigen Kosten der Anlagen mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 5%, 20 Jahren Lebensdauer des Systems sowie 5 Jahren bei den Stacks und annähernd voller Auslastung der Aggregate lassen sich die Gesamtkosten des Systems – ohne Brennstoff und ohne Gutschrift der Wärmeerzeugung – auf

³⁹ Siehe auch Fußnote 37.

⁴⁰ In anderen Quellen werden die Kosten von PAFCs mit 5'000 DM/kW_{el} angegeben und die Kosten des Stacks mit 1'900 DM/kW_{el}, die jeweils nach Ende seiner Lebensdauer als Ersatzinvestition anfallen. Die Lebensdauer des PAFC-Stacks ist ca. 40'000 Betriebsstunden, danach ist der Wirkungsgrad der Anlage von 40 auf 35% bzw. 34% abgefallen (vgl. [ASU00] u. [BW97]). Der Hersteller UTC gibt für sein PAFC-System PureCellTM 200 (mit einer Leistung von 200 kW_{el}) Kosten von 850'000 US\$ an zuzüglich 150'000 US\$ für Installation und Transport [Cou04]. Leistungsspezifisch sind das zusammen 5'000 US\$/kW_{el}. Dazu kommen während der 20-jährigen Lebensdauer noch alle 5 Jahre Kosten von 250'000 US\$ für den Austausch der Stacks. Die Betriebskosten werden mit 2 US\$/kWh_{el} angegeben. Bei einem Zinssatz von 5% und 80% Auslastung kommen so die Gesamtkosten des Systems – ohne Brennstoff und ohne Gutschrift der Wärmeerzeugung – auf knapp 10 US\$/kWh_{el}.

⁴¹ Die Abkürzung MCFC kommt vom Englischen Molten Carbonate Fuel Cell.

⁴² Die Abkürzung SOFC kommt vom Englischen Solid Oxyde Fuel Cell.

⁴³ Auch ein Mix aus ca. 50% Wasserstoff und einem organischen Energieträger wie Methanol (CH₃ – OH) könnte als Brennstoff dienen [Ber04].

⁴⁴ In einer zukünftigen Serienproduktion wird von wesentlich niedrigeren Kosten ausgegangen, da dann viele Fertigungsschritte, die heute in Handarbeit erfolgen, durch industrielle Fertigungsverfahren ersetzt werden können. Die Zielkosten von MTU liegen bei 1'250 €/kW_{el} in 2008 [Ber04].

⁴⁵ Der Wirkungsgrad des kleinen Dampfprozesses mit einer oberen Prozeßtemperatur von ca. 500°C wird dabei nur mit etwa 16% angenommen [Ber04]. Bei größeren Anlagen wären deutlich höhere Wirkungsgrade zu erzielen.

etwa 40 USct/kWh_{el} abschätzen. Die Zukunft wird also zeigen müssen, wie weit die Kosten noch gesenkt werden können und welche Verbesserungen durch Vergrößerung der Systeme in Hinblick auf Kostenreduktion und Wirkungsgradsteigerung zu erreichen sind. Die SOFC arbeitet mit Sauerstoffionen (O^{2-}) als Ladungsträger im Elektrolyt (vgl. [ASU00]) und kann daher auch mit reinem Wasserstoff als Brennstoff betrieben werden. Kleine Aggregate im Kilowattbereich weisen relativ niedrige Wirkungsgrade⁴⁶ auf. Damit sind sie für die Stromerzeugung aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff auch aus Kostengründen wenig geeignet. Größere SOFC haben deutlich höhere Wirkungsgrade, sie befinden sich aber auch noch im Vorserienstadium. Die Firma Siemens sammelt seit 1986 Erfahrungen mit verschiedenen SOFC-Systemen, deren Leistungen heute bis 250 kW_{el} reichen [Sie04]. Eines ihrer Systeme mit einer Leistung von knapp 110 kW_{el} hatte bereits im Januar 2002 über 20'000 Betriebsstunden erreicht und einen Wirkungsgrad von 46% erzielt [Sie04]. Allerdings liegen die Kosten für SOFC-Brennstoffzellensysteme mit 20'000 €/ kW_{el} noch sehr hoch [Jun03]. Dabei machen die Brennstoffzellen-Stacks nur etwa ein Drittel der Kosten aus, der Rest entfällt auf die Peripherie, die aus bewährten Komponenten besteht, bei denen nach [Mey01] keine großen Verbesserungen und Einsparungen mehr erwartet werden. Als Lebensdauer der Stacks werden 5 bis 10 Jahre erwartet, also Betriebszeiten, die bisher noch kein SOFC-System absolviert hat [Sie04]. Allerdings gibt es eine Zelle, die unter Laborbedingungen heute schon mehr als 69'000 Betriebsstunden absolviert hat [Sie04] [Gre04]. Im Wasserstoffbetrieb könnte auf einen Teil der Peripheriegeräte verzichtet werden, was die Kosten senken würde [Gre04]⁴⁷.

Ein SOFC/Gasturbinen-Hybridkraftwerk, das Ende 2001 in Betrieb gegangen ist, hat eine Leistung von 220 kW_{el} , wovon 20 kW_{el} in der Gasturbine generiert werden, die ihre Antriebswärme aus der Brennstoffzelle bezieht. Schon am Anfang hat das System einen elektrischen Wirkungsgrad von 53% erreicht und die Leistungsgrenze dieser Konfiguration wird mit etwa 58% für Systeme mit 250 kW_{el} sowie 60% bei Leistungen von 1 MW_{el} abgeschätzt [Sie04]. Ab Leistungen von etwa 2 MW_{el} könnten effizientere Prozesse und Gasturbinen eingesetzt werden, mit denen der elektrische Wirkungsgrad des Gesamtsystems auf mehr als 70% gesteigert werden könnte [Sie04]. Eine ähnliche Konfiguration – das "Regenerative Brayton Cycle Fuel Cell Power System" – mit Vorwärmung der komprimierten Verbrennungsluft für die Brennstoffzelle in einem Rekuperator, der vom Abgas der Gasturbine gespeist wird, ist auch im "Fuel Cell Handbook" beschrieben. Der Wirkungsgrad wird mit mehr als 82% abgeschätzt und fällt damit nochmals deutlich besser aus, als eine Kombination von SOFC und GuD-Prozeß, deren Wirkungsgrad auf knapp 76% abgeschätzt wird [ben00]. Der Prozeß mit dem höheren Wirkungsgrad wäre aber technisch schwierig umzusetzen und auch schwierig zu regeln, da die enge Kopplung des Brennstoffzellensystems mit dem Gasturbinensystem wenig "Freiheitsgrade" zuließe [Gre04]. Verschiedene Wirkungsgrade einer Reihe heutiger und zukünftiger Stromerzeugungssysteme sind auch in Abbildung 10.2 angegeben. Generell fällt eine starke Abhängigkeit der Wirkungsgrade von der Kraftwerksleistung auf (s.a. [Ebe01]). Das bedeutet, daß für kleine Systeme im kW-Bereich, wie sie in einer streng dezentralen Stromversorgung beispielsweise in Ein- oder Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden könnten, wohl auf absehbare Zeit keine Kraftwerke mit Wirkungsgraden deutlich über 40% zur Verfügung stehen werden. Die

⁴⁶ Der elektrische Wirkungsgrad des Vorserien-Brennstoffzellen-Heizgeräts "HXS 1000 PREMIERE" von Sulzer Hesis beträgt 25 bis 30% [Sul04] (s.a. [Mey01]).

⁴⁷ Der Wasserstoffbetrieb erfordert aber zur ausreichenden Kühlung einen höheren Luftdurchsatz ($\lambda \simeq 8$) als der Betrieb mit Erdgas, der dem System beim Reformierungsprozeß Wärme entzieht. Daher ist beim Einsatz von Wasserstoff eher mit kleineren Wirkungsgraden zu rechnen [Gre04].

Stromkosten einer dezentralen Wasserstoffwirtschaft mit solchen Wirkungsgraden wären, selbst bei günstigsten Annahmen für die Wasserstoffkosten, zwangsläufig sehr hoch. Im MW-Bereich könnten mit relativ einfachen Mitteln ohne Brennstoffzellen schon Wirkungsgrade um 60% erreicht werden (s.z.B. [Her03]).

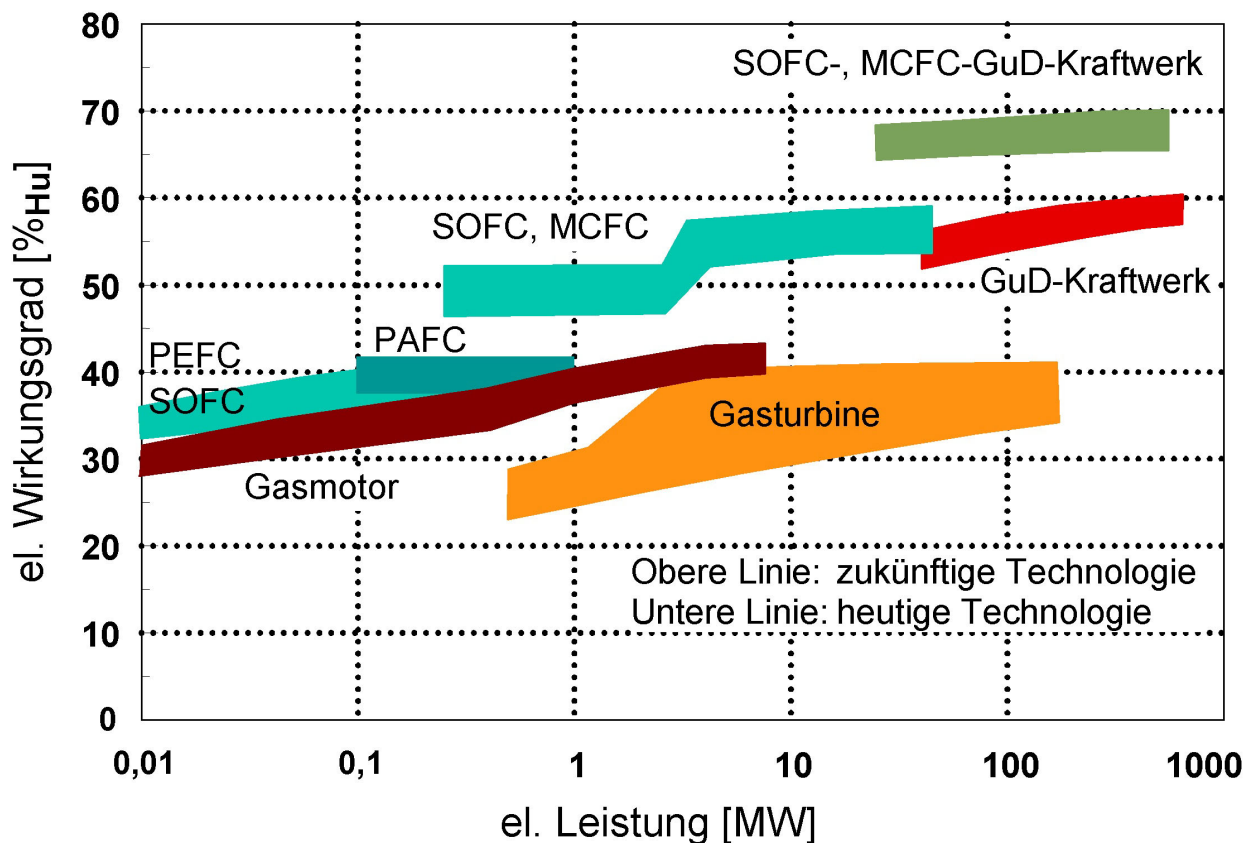


Abbildung 10.2: Leistungsabhängigkeit der Wirkungsgrade verschiedener Brennstoffzellensysteme und ausgewählter konventioneller Stromerzeugungssysteme sowie deren Kombination für heutige und in Zukunft erwartete technische Reifegrade für den Brennstoff Erdgas nach [Peh03] bzw. [Peh04]

Jedenfalls läßt nur die Kombination von Hochtemperaturbrennstoffzellen mit thermischen Kraftwerksprozessen wesentlich höhere Wirkungsgrade erwarten, als heute mit modernen GuD-Kraftwerken erreicht werden können. Ginge man optimistisch von einem Wirkungsgrad von 80% aus und setzte regenerativ erzeugten und über große Strecken transportierten Wasserstoff für 10 bzw. 23 €/ct/ kWh_{H_2} ein, käme der Strom schon bei alleiniger Berücksichtigung der Wasserstoffkosten auf 12,5 bzw. 29 €/ct/ kWh_{el} . Gegenüber dem Beispiel mit dem GuD-Kraftwerk mit 60% Wirkungsgrad ist das immerhin eine Kostensenkung um 4,2 bzw. 9,6 €/ct/ kWh_{el} , weshalb sich bei guter Kraftwerksauslastung auch wesentliche Mehrkosten für das Kraftwerk rechnen würden. Der Wirkungsgrad der Prozeßkette – Elektrolyse, Verflüssigung und Transport in Barges über 5400 km und Stromproduktion im SOFC/GuD-Kraftwerk – mit dem der ursprüngliche Energieträger Strom in der Wasserstoffkette genutzt wird, würde so etwa 31% betragen und wäre immerhin um ein Drittel höher als bei Verstromung in einem guten GuD-Kraftwerk (s. S. 151).

10.4.1 Wasserstoff: Grundannahmen für die Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden im Gegensatz zu den übrigen Annahmen, die immer konservativ getroffen wurden, um zu belastbaren Ergebnissen der Szenarien zu kommen, die Brennstoffkosten mit 10 €ct/kWh_{H_2} optimistisch unter dem niedrigsten Wert für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff angesetzt, der oben inklusive Transport abgeleitet wurde. So niedrige Kosten könnten eher realistisch sein, wenn auch aus Biomasse erzeugter Wasserstoff, Methanol oder andere synthetisierte Biokraftstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Auch der Wirkungsgrad der Kraftwerke wurde optimistisch mit 80% angenommen. Für das gesamte Kraftwerk, dessen Lebensdauer mit 20 Jahren angesetzt ist, sind die Kraftwerksinvestitionskosten mit $1'500 \text{ € / kWh}_{el}$ bei einem Wert angesetzt, der weit unter den heutigen Kosten und nahe an den üblichen Zielkosten für Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Kraftwerke liegt (vgl. oben, [Erd02] [Ebe01], [HH02], [Jun03] u. Fußnote 44 auf Seite 153). Die Kosten der Stacks, deren Lebensdauer mit 5 Jahren angesetzt wird, werden mit einem Drittel der Kraftwerksinvestitionskosten angesetzt. Der kalkulatorische Realzinssatz beträgt 5%. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung sind pauschal mit jährlich 2% der Kraftwerksinvestitionskosten angesetzt.

Bei diesen Annahmen und einer Auslastung von 80% beliefen sich die Kraftwerkskosten auf $6,5 \text{ €ct/kWh}_{el}$.⁴⁸ Einschließlich der Wasserstoffkosten, die oben für die Kette von regenerativem Strom für 3 €ct/kWh_{el} (vor Transport) zu etwa 10 €ct/kWh_{H_2} abgeschätzt wurden, und nach Pipelinetransport bzw. Schiffstransport über jeweils etwa 5000 km , der die Wasserstoffkosten auf etwa $12,3 \text{ €ct/kWh}_{H_2}$ bzw. knapp 23 €ct/kWh_{H_2} erhöht⁴⁹, lägen die Stromkosten bei Einbezug der Brennstoffkosten sowie der Kraftwerkskosten bei etwa 22 €ct/kWh_{el} bzw. 35 €ct/kWh_{el} . Diese Kosten liegen im günstigeren der beiden Fälle beim 7-fachen der ursprünglich angesetzten Stromkosten und im ungünstigeren der beiden Fälle fast beim 12-fachen. Auch eine noch optimistischere Annahme der Wasserstoffproduktionskosten – beispielsweise aufgrund der Verwendung von Biomasse als Ausgangsmaterial oder durch noch niedrigere Stromkosten – würde die Kostenakkumulation der vorgestellten Prozeßketten nicht grundsätzlich ändern, sodaß der – am Ende der Umwandlungskette stehende – Strom dennoch ein Vielfaches von direkt erzeugtem Strom kosten müßte. Bei den für die Szenarien optimistisch unterstellten Brennstoffkosten von 10 €ct/kWh_{H_2} betrügen dementsprechend die Stromkosten mit 19 €ct/kWh_{el} noch immer mehr als das 6-fachen der oben angesetzten Stromkosten⁵⁰.

⁴⁸ Der Einfluß der Lebensdauer der Stacks ist dabei recht groß. Eine Verdoppelung der Lebensdauer auf 10 Jahre würde die Kosten auf 5 €ct/kWh_{el} senken und wenn für die Stacks – wie beim Kraftwerk – eine Lebensdauer 20 Jahren angesetzt würde, dann lägen die Kosten bei $4,3 \text{ €ct/kWh}_{el}$.

⁴⁹ Hierbei soll nochmals angemerkt werden, daß in beiden Transportketten noch Verluste vernachlässigt sind, die die Effizienz sowie die Kosten nochmals negativ beeinflussen würden. Im Falle des Pipelinetransports sind das beispielsweise Druckverluste aufgrund eines realistischerweise nicht ideal geradlinigen Verlaufs der Pipelines und aufgrund von Leckageverlusten, die zusammengekommen nochmals einen erheblichen Einfluß haben können [DSV04]. Im Falle des Schiffstransports sind das beispielsweise Wasserstoffverluste beim Be- und Entladen der Schiffe (vgl. [DW01a]) oder ggf. beim – in der Kette noch unberücksichtigten – Transport vom Zielhafen bis zu den Kraftwerksstandorten.

⁵⁰ Da sowohl die Elektrolyse, als auch der Pipelinetransport und in großen Teilen auch der Schiffstransport relativ ausgereifte Technologien sind und die Kosten für die – mit relativ guten Wirkungsgraden angenommenen – Brennstoffzellen-Kraftwerke weit unter den heutigen Kosten angesetzt sind, scheint eine Erwartung wesentlich darüber hinaus gehender Kostenreduktionen in der Bereitstellungskette auch längerfristig wenig realistisch.

11 Fusionskraftwerke

Die Möglichkeit der Nutzung von Fusionskraftwerken kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht als gesichert angenommen werden. Wegen des enormen energetischen Potentials, das durch sie erschlossen werden könnte, wird sie aber intensiv erforscht. Eine Technik ist dabei die Plasmafusion, bei der ein durch Magnetfelder eingeschlossenes Plasma aus schwerem und überschwerem Wasserstoff (Deuterium und Tritium¹) auf die zur Verschmelzung notwendigen Temperaturen aufgeheizt wird. Neben dem großen Potential wird ein Vorteil der Plasmafusion gegenüber der herkömmlichen Nutzung der Kernenergie in der relativ kurzen Halbwertszeit der anfallenden radioaktiven Materialien gesehen, die nur etwa ein bis fünf Jahre betragen soll und deren Radiotoxizität je nach Kraftwerksausführung schon nach einigen Jahrhunderten auf die oberen Werte von üblicher Kohleasche aus Kohlekraftwerken abklingen soll [IPP02]. Momentan zielen die Bemühungen in der Plasmafusionsforschung darauf, mehr Energie im Plasma zu erzeugen als dessen Aufheizung erfordert, um nach Erreichen dieses Stadiums schließlich zu einem Nettoüberschuß zu gelangen, der eine Stromproduktion ermöglicht [Erf98] (s.a. [IPP02]). Die Überschußproduktion soll zum ersten Mal im geplanten Internationalen Thermonuklearen Reaktor (ITER) mit einer vorgesehenen thermischen Leistung von $L_{th} = 1,5 \text{ GW}_{th}$ gelingen (s. z.B. [Tra98])². Die Einsatzreife von Plasmafusionskraftwerken (PFKW) wird nach Angaben von – in die Entwicklung involvierten – Forschungseinrichtungen etwa 2050 erwartet [FJ01] [ABC⁺01]³.

Kraftwerkscharakteristika: Die elektrische Nennleistung von PFKW wird aus Kostengründen bei $L_{el,N} \geq 1 \text{ GW}$ erwartet [CHK96].

Es wird davon ausgegangen [Mai93], daß die PFKW kaum regelbar sein werden d. h. immer wenn sie in Betrieb genommen werden, arbeiten sie auf Volllast. Während des Betriebs werden die durch Störungen bedingten Kraftwerksausfälle in Anlehnung an den Betrieb heutiger Kernkraftwerke (KKW) mit 5% veranschlagt [Mai93].

Nach je 21 Monaten Betriebszeit sind Revisionen mit einer Dauer von drei Monaten vorgesehen, um die kritischsten⁴ Komponenten auszuwechseln (siehe Abbildung 11.1).

¹ Das Tritium, das für den Fusionsprozeß benötigt wird, muß eigens produziert werden, da Tritium nicht in ausreichender Menge natürlich vorkommt. *„Tritium kann aus dem ... reichlich verfügbaren Element Lithium mit Hilfe der beim Fusionsprozess entstehenden Neutronen im Kraftwerk hergestellt werden“* [IPP02]. In diesem Zusammenhang soll hier aber auf zwei Probleme hingewiesen werden. Das radioaktive *„Tritium kann z.B. ... Strukturmaterial wie Stahl bei erhöhter Temperatur, wie sie bei Störfällen auftreten kann, durchdringen und über Wasser in den Biokreislauf gelangen. Wie Plutonium ist Tritium nicht nur radiotoxisch, sondern auch Ausgangsmaterial für Atombomben, wirft also Proliferationsprobleme auf“* [Tra98].

² Beim geplanten „Internationalen Experimentalreaktor“ (ITER) soll erstmals ein D–T–Plasma erzeugt werden, das bei einer Temperatur von ca. 200 Mio. K, einer Dichte von etwa 10^{14} Teilchen pro Kubikzentimeter und einer Energieeinschlußzeit von 1 bis 2 s durch die Fusionsenergie selbst genug Energie liefert, um die Fusion ohne externe Energiezufuhr aufrecht zu erhalten [IPP02].

³ Einige weitere Informationen zu PFKW und deren Eigenschaften im Kraftwerksverbund finden sich auch in den Kapiteln 15.2.4.1 ab Seite 263 und 15.2.5.5 ab Seite 299.

⁴ Die kritischsten Komponenten sind diejenigen, welche dem größten Teilchenbeschuß ausgesetzt sind. Der Divertor, an dem die elektrisch geladenen Teilchen aus dem Plasma ausgeschieden werden, weist dabei sowohl die höchste Teilchenstrom- als auch Energiedichte pro Fläche auf.

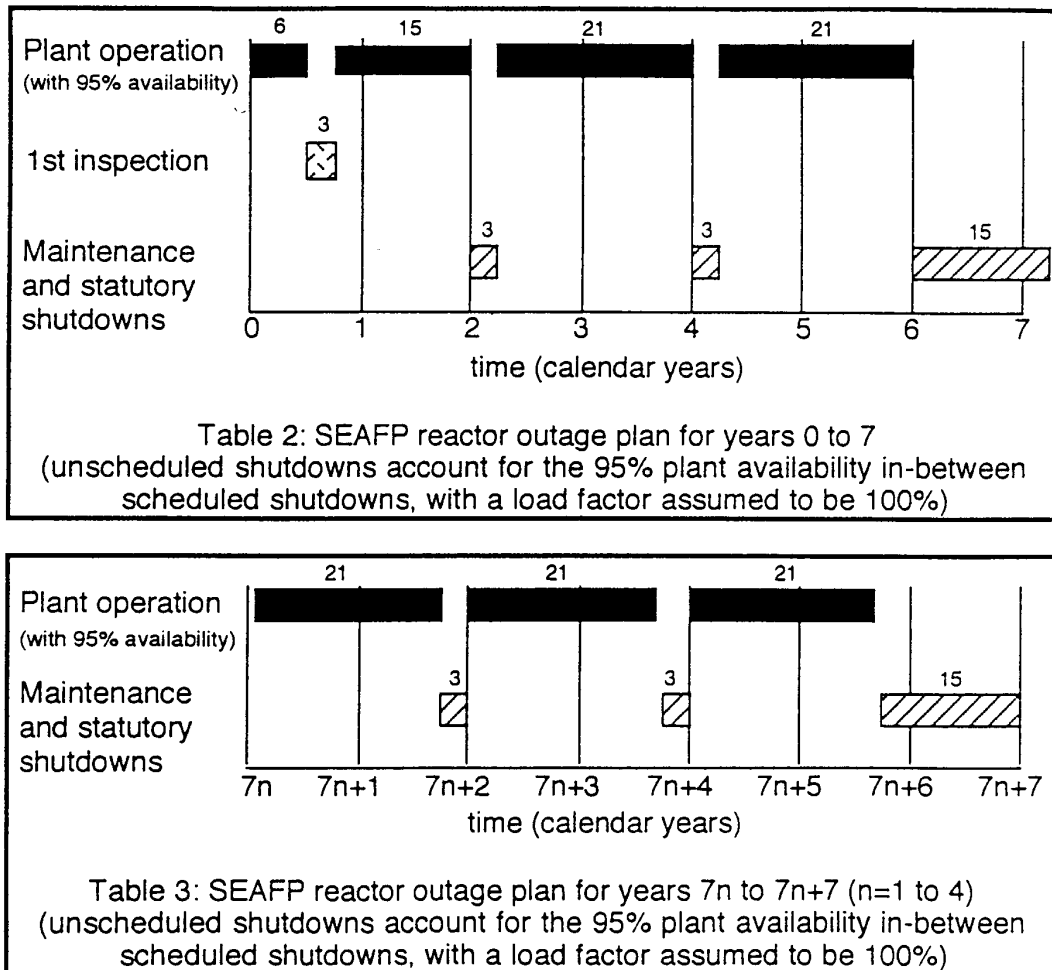


Abbildung 11.1: Einsatzplan eines Fusionskraftwerks [Mai93]

Nach jeweils zwei kleinen Revisionen wird im Abstand von 6 Jahren mit einer 15-monatigen Stillstandszeit für die Auswechslung der Wandungen in der Fusionskammer gerechnet. Die durchschnittliche Verfügbarkeit ergibt sich so zu 73%. Die Lebensdauer wird mit 25 Volllastjahren angegeben respektive 34 Jahren von Inbetriebnahme bis Stilllegung.

Kostenabschätzung: Erste kommerzielle Anwendungen der Plasmafusionstechnik werden in frühestens 40 Jahren erwartet. Die zu erwartenden Kosten einer Stromproduktion werden je nach Quelle sehr unterschiedlich bewertet. In verschiedenen Quellen reichen die Annahmen der Stromerzeugungskosten nach [ERWW97] von 8 bis maximal 14 US_{ct}/kWh_{el} (Kostenbasis $US\$1995$). Der untere Bereich deckt sich mit Angaben in [CHK96]. In [Cha93] werden die Kosten bei einer optimistischen Abschätzung mit mindestens 20 US_{ct}/kWh_{el} angegeben. Ein möglicher Ansatz für die Kostenabschätzung könnte auch in ihrer Extrapolation aus Angaben über die Baukosten für ITER sein. Für diesen Versuchsreaktor errechnen sich aus Angaben von [Die97] die Gesamtkosten zu $6,7 \pm 0,8$ Mrd. $US\$$ ($US\$1989$). Diese Werte beziehen sich auf die geplante thermische Leistung von $L_{th} = 1,5$ GW.⁵ Bei einer unterstellten elektrischen Leistung von $L_{el} = \frac{1}{3}L_{th} = 0,5$ GW_{el} eines

⁵ In [Tra98] werden die erwarteten Kosten für diesen Reaktor mit 15 Mrd. DM zitiert.

möglichen Leistungsreaktors rechnen sich die Kosten zu ca. $13'400 \text{ US\$} / \text{kW}_{el}$. Nach der Annuitätenmethode ergeben sich bei Vernachlässigung von Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten unter den Annahmen

- 5% Zinssatz
- Abschreibung über 25 Jahre
- 6000 Volllaststunden/a

Strompreise von $16 \text{ US\$} / \text{kWh}_{el}$. Diese Kostenschätzung liegt im oberen Mittelfeld der oben angegebenen Kostenabschätzungen. Nach einer Revision der Planung des ITER wird dieser mit etwa einem Drittel der ursprünglich geplanten thermischen Leistung vorgesehen und seine Baukosten mit 4 Mrd.€ angesetzt [IPP02]. Das entspräche leistungsspezifischen Kosten von $8'000 \text{ €} / \text{kW}_{th}$ oder ca. $24'000 \text{ €} / \text{kW}_{el}$, wenn ein Drittel der thermischen Leistung in elektrische Leistung umgesetzt werden könnte [IPP02]⁶. Diese Kosten sind nochmals wesentlich höher als die Angaben von [Die97]. Für den ursprünglich geplante ITER mit der dreifachen Leistung werden in [IPP02] etwa doppelt so hohe Baukosten angesetzt. Ließe sich die gleiche relative Kostenreduktion bei einer weiteren Verdreifachung der Leistung nochmals erreichen, könnte bei einem Reaktor mit einer Nennleistung von 1500 MW_{el} mit spezifischen Investitionskosten von knapp $11'000 \text{ €} / \text{kW}_{el}$ gerechnet werden, was dann etwas unter den Kostenangaben von [Die97] liegt. In [CHK96] wird davon ausgegangen, daß die fusionskraftwerksspezifischen Kraftwerkskomponenten durch technisch wirtschaftliche Lernprozesse noch wesentliche Kostenreduktionen erfahren würden, wenn die Kraftwerke nach ihrer Entwicklung in größerer Zahl gebaut würden und zudem durch Serienproduktion weitere Kostenreduktionen erreicht werden könnten. Die Spanne der zu erwartenden Kostenreduktionen wird daher mit 20 bis 50% beim zehnten Kraftwerk angegeben. Einigermaßen zuverlässige Kostenabschätzungen sind wohl erst nach der Fertigstellung erster Prototypen und der daran anschließenden kommerziellen Nutzung zu erwarten⁷.

PFKW im Netzbetrieb: Wenn ein großer Anteil der Stromversorgung durch PFKW gedeckt werden soll, wird ihr starres Betriebsverhalten bei kleinen Versorgungsnetzen mit starken Schwankungen im Lastverhalten zu Problemen führen, die sich noch verschärfen, wenn zusätzlich Stromerzeugungssysteme mit stark schwankender Leistungsbereitstellung (z. B. Windstromerzeugung) in das gleiche Netz einspeisen. Um dieser Problematik Rechnung zu tragen, sind mehrere Ansätze erfolgsversprechend.

Verschiedene Möglichkeiten:

- Wie in Kapitel 13 erwähnt, führt eine großräumige Vernetzung zu einer Glättung der Last. Zudem ist evtl. auch mit einer besseren Vorhersagbarkeit des Lastverlaufs zu rechnen. Ab einer gewissen Größe des Versorgungsbereichs wird es dann möglich sein, durch sukzessives Anfahren der PFKW über eine reine Grundlastdeckung hinaus auch der Last zu folgen.

⁶ In [BHVW02] wird bei einem Plasmafusionsreaktor mit einer thermischen Leistung von $3,26 \text{ GW}$ eine elektrische Leistung von $1,22$ erwartet. Der Wirkungsgrad wird mit ca. $37,5\%$ also etwas höher angesetzt.

⁷ Ob die Stromerzeugung mit Fusionskraftwerken jemals wirtschaftlich attraktiv werden wird, wird vielfach angezweifelt und selbst die Frage, ob Fusionskraftwerke bis zur technischen Reife entwickelt werden können, wird teilweise skeptisch beantwortet (vgl. [Tra98]).

- Eine zweite Möglichkeit besteht darin, den Einsatz aller im Verbund befindlichen Speicherkraftwerke⁸ optimal zu koordinieren. Dies fällt in den Teilbereich der Kraftwerkseinsatzplanung. Am Beispiel des Höchstlasttages 1995/1996 in Frankreich⁹ wird die Vorgehensweise deutlich (siehe Abbildung 7.6).
- Es gibt aber auch noch die Möglichkeit, direkt am Kraftwerk anzusetzen. Dazu sollen an dieser Stelle zwei Vorschläge gemacht werden.
 1. Die Ursache für das starre Betriebsverhalten der PFKW liegt in den Grenzen der Plasmastabilität begründet. Wenn diese verlassen werden, bricht der Fusionsprozeß zusammen. Daraus folgt, daß die Wärmeleistung im Plasma nicht regelbar ist. Die Kontinuität der Wärmeerzeugung ist aber nicht gleichbedeutend mit der Kontinuität der Stromerzeugung. In Zeitskalen deutlich unterhalb einer Stunde, die hier nicht weiter diskutiert werden sollen, können innerhalb der Grenzen, die die eingesetzten Materialien erlauben, thermische Kapazitäten für den Lastfolgebetrieb genutzt werden. Solange es die Wirtschaftlichkeit erlaubt, kann aber Wärme, die im Fusionsprozeß erzeugt wird, auch von der Verstromung ausgenommen werden. Dieses Verfahren wird schon heute bei KKW eingesetzt und erlaubt hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten [Lux98]. Bezogen auf PFKW würde dieses Vorgehen zwar zu einer Verringerung der Stromerzeugung über die Lebensdauer bedeuten, könnte aber zu einer wirtschaftlicheren Betriebsweise des Gesamtsystems beitragen.
 2. Eine weitere Option ist die Nutzung von Wärmespeichern ähnlich denen, die für Solarrinnenkraftwerke (siehe Kapitel 4) entwickelt worden sind. Diese könnten Wärme zwischenspeichern, die dann später wieder zur Stromproduktion genutzt werden kann. Eine solche Maßnahme ist mit Mehrkosten für die Speichersysteme und eventuell für eine größere Dimensionierung des Kraftwerksprozesses verbunden, könnte aber auch zu einer wirtschaftlicheren Betriebsweise des Gesamtsystems beitragen und die Stromproduktion der PFKW auch während kürzerer Ausfallzeiten des Fusionsprozesses aufrecht erhalten.

11.0.2 PFKW: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Die Entwicklung von Plasmafusionskraftwerken ist noch nicht in einem Stadium, in dem mit Sicherheit davon ausgegangen werden kann, daß diese Technologie in Zukunft zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Deshalb und auch, weil die zu erwartenden Stromgestehungskosten nur abgeschätzt werden können, wird die Option der Nutzung von PFKW nur in einigen weniger konservativen Szenarien berücksichtigt.

Als Ansatz für die Szenarien wird bei PFKW einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 7500 €/kW gerechnet. Das ist ein Wert, der sich grob

⁸ Heute sind dies vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke, und andere Wasserkraftwerke, die entweder im Schwellbetrieb gefahren werden oder als Speicherkraftwerke ausgelegt sind.

⁹ Das französische Stromerzeugungssystem ist ein gutes Beispiel für die Kombination von "Grundlastkraftwerken" mit relativ großen Anteilen an Speicherkraftwerken. 1995/96 wurden hier 14% der Jahresproduktion aus Wasserkraft und 77% mit KKW erzeugt (siehe Abbildung 7.6).

an den oben erwähnten Kostenangaben orientiert. Im Verhältnis zu den Kosten, die für den ITER nach der erfolgten Revision ergeben ([IPP02]) sind die Kosten relativ niedrig angesetzt und selbst nach Berücksichtigung von Skaleneffekten sind die Kosten nicht streng konservativ, sondern ließen sich nur nach Durchlaufen einer ersten Phase wirtschaftlich technischen Lernens erreichen. Wie bei anderen Kraftwerken mit hohen erwarteten Lebensdauern wird die kalkulatorische Lebensdauer mit 25 Jahren angesetzt. Über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5%/a berechnet. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung und Betrieb werden in einen betriebsunabhängigen Teil und einen betriebsabhängigen Teil unterschieden. Der betriebsunabhängige Anteil wird mit jährlich 2% der Anfangsinvestition angesetzt¹⁰. Der betriebsabhängige Teil der Kosten wird mit 1.25 €ct / kWh angesetzt. Als bedingt betriebsabhängig kann der Ersatz von Brutmaterial sowie die Brennstoffaufbereitung als auch die Abnutzung des Divertors und der Wandverkleidung der Fusionskammer (Blanket s.a. [IPP02]) angesehen werden. Bei der in [Mai93] unterstellten Betriebsweise und den daraus resultierenden Austauschintervallen für Divertor und Blanket ergibt sich unter Berücksichtigung der Kostenstruktur nach [CHK96] eine annuitätische Belastung von gut 4% der Anfangsinvestition alleine für den regelmäßigen Austausch von Divertor und Blanket. Entsorgungskosten und Endlagerungskosten für die strahlenden Komponenten sowie die übrigen Betriebskosten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Die für die Szenarien angesetzten Betriebskosten summieren sich bei maximaler Kraftwerksauslastung jährlich nur zu gut 3% der Anfangsinvestition. Sie müssen daher eher als optimistisch eingestuft werden. Die Verfügbarkeit des PSKW wird – wie oben angegeben – mit 73% angesetzt. Bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung werden die PFKW abgebildet, als wären sie regelbar. In realen Kraftwerksbetrieb würde das aufgrund der engen Grenzen, in denen die Fusionsleistung geregelt werden kann, bedeuten, daß die Kraftwerke gemäß dem oben erwähnten Vorschlag mit Wärmespeichern ausgestattet sein müßten. Aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten bei der Nutzung von PFKW wurden die Speicher weder explizit abgebildet noch in den Kosten berücksichtigt¹¹.

¹⁰ Zum Vergleich: Beim Kernkraftwerk Leibstadt beträgt der jährliche Aufwand für Personal etwa 1% der nominalen Anfangsinvestition [KKL02]. Der jährliche Aufwand für Material (ohne Brennstoff) und Fremdleistungen liegt bei 0,8% etwa gleich hoch wie der übrige Betriebsaufwand. Diese weitgehend betriebsunabhängigen Kostenarten belaufen sich also jährlich auf etwa 2,6% der Anfangsinvestition. Der gesamte jährliche Aufwand liegt in Leibstadt inklusive der drei zuvor genannten Kostenarten und etwa 0,9% für Kernbrennstoff mit Abschreibungen, Zinsen und Rückstellungen bei gut 10% der Anfangsinvestition.

¹¹ Die Kosten für Speicher mit einer Speicherkapazität von einigen Volllaststunden würden bei den Gesamtkosten von PFKW kaum ins Gewicht fallen (vgl. Kap. 4.3.1.2 ab S. 37).

12 Fossil gefeuerte Kraftwerke

In einigen Szenarien wird auch der Einsatz fossil gefeuerter Kraftwerke zu Backupzwecken oder zur Erzeugung von limitierten Anteilen der elektrischen Energie zugelassen. Sie stehen zwar in keinem der Szenarien im Mittelpunkt der Betrachtungen. Dennoch sind auch hier die Grundannahmen zu den fossil gefeuerten Kraftwerken mitentscheidend für die Ergebnisse der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung bei diesen Szenarien. Deshalb soll hier knapp auf die Kraftwerke sowie die genutzten Brennstoffe eingegangen werden.

12.1 Kraftwerkscharakteristika, Brennstoffkosten und Kosten fossil gefeuerter Kraftwerke

Die Kosten fossil gefeuerter Kraftwerke unterscheiden sich bei verschiedenen Kraftwerkskonzepten und Brennstoffen deutlich. Für konventionelle Kohlekraftwerke werden in [Gar04] Investitionskosten von 640 bis 1040 €/ kW_{el} angegeben. Mit 2250 CHF/ kW_{el} liegen die Angaben für Kohlekraftwerke im Jahr 2000 mit einem Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 40\%$, einer Nutzungsdauer von 25 Jahren und jährlichen fixen Betriebskosten (fBK) von etwa 1,8% der Investitionskosten (IK) sowie variablen Betriebskosten (vBK) von 1,33 CHF/ kWh_{el} in [BFLW01] etwas höher. Bei einer differenzierteren Betrachtung mit der Unterscheidung verschiedener Kohlearten zeigt sich, daß Braunkohlekraftwerke etwas teurer ausfallen, als Steinkohlekraftwerke. In [BDW00]¹ werden die Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke ($\eta_{el} = 38\%$, $vBK = 2,7 \text{ DPf/ } kWh_{el}$, $fBK_{+KD} \simeq 17\% \text{ IK/ } a$ einschließlich Kapitaldienst) mit etwa 2900 DM/ kW_{el} angegeben. Dagegen werden die Kosten für Steinkohlekraftwerke ($\eta_{el} = 40\%$, $vBK = 3,1 \text{ DPf/ } kWh_{el}$ bei Importsteinkohle oder $vBK = 10 \text{ DPf/ } kWh_{el}$ bei deutscher Steinhohle, $fBK_{+KD} \simeq 10$ bis 16% $\text{IK/ } a$ einschließlich Kapitaldienst) mit ca. 2600 DM/ kW_{el} etwas niedriger als bei Braunkohlekraftwerken angesetzt. Damit haben Steinkohlekraftwerke höhere Wirkungsgrade, tendenziell niedrigere Investitionskosten und eher niedrigere fixe Betriebskosten als Braunkohlekraftwerke und im Falle der Nutzung von Importsteinkohle ähnliche variable Betriebskosten. In [AEF01] werden die Kraftwerkskosten für Kohlekraftwerke generell etwas niedriger angesetzt². Für ein Braunkohlekraftwerk ($\eta_{el} = 46\%$, $vBK = 0,92 \text{ DPf/ } kWh_{el}$ ohne Brennstoff, $fBK \simeq 4,6\% \text{ IK/ } a$, $NL = 950 \text{ MW}_{el}$) werden in [AEF01] gut 2300 DM/ kW_{el} angesetzt und für ein Steinkohlekraftwerk ($\eta_{el} = 49\%$, $vBK = 0,65 \text{ DPf/ } kWh_{el}$ ohne Brennstoff, $fBK \simeq 2,9\% \text{ IK/ } a$, $NL = 900 \text{ MW}_{el}$) gut 2000 DM/ kW_{el} .

Die Kosten von Kohle für die Industrie lagen zwischen den Jahren 1992 und 2002 in den EU–15–Ländern zwischen 0,36 €ct / kWh_{th} in Portugal im Jahr 1999 und 1,98 €ct / kWh_{th} in Deutschland im Jahr 1994 [ECD03b]³. Der Preis von Importsteinkohle lag in Deutschland Ende 2003 bei ca.

¹ Bei [BDW00] werden die fixen Betriebskosten leider inklusive Kapitaldienst angegeben und keine Angaben zu Zinssatz sowie kalkulatorischer Abschreibedauer gemacht, sodaß eine Differenzierung nach einzelnen Bestandteilen nicht möglich ist. Dieser Tatsache wird im Folgenden durch den Index +KD Rechnung getragen, sodaß die fixen Betriebskosten einschließlich Kapital–Dienst als fBK_{+KD} bezeichnet werden.

² Die Wirkungsgrade sind mit 46% beim Braunkohlekraftwerk und 49% beim Steinkohlekraftwerk hoch angesetzt. Die maximalen Wirkungsgrade, die bisher erreicht wurden, liegen mit 45,3% und 47% etwas tiefer [Sch04].

³ Die Angaben in [ECD03b] sind leider lückenhaft, sodaß weder höhere noch niedrigere Kosten ausgeschlossen werden können.

0,63 €/kWh_{th} [MVV03]. Bei einem Wirkungsgrad von 40% (49%) würde also allein die Kohle knapp 1,6 €/kWh_{el} (1,3 €/kWh_{el}) zu den variablen Betriebskosten beitragen. Deutlich höhere Kosten würden aber die fixen Betriebskosten zusammen mit den Kapitalkosten verursachen. Bei einer Auslastung mit jährlich 5000 Volllaststunden, einem Realzinssatz von 5% und einer kalkulatorischen Abschreibedauer von 25 Jahren ergeben sich die fixen Kosten für das relativ günstig angesetzte Steinkohlekraftwerk nach [AEF01] zu gut 2 €/kWh_{el} bei gleichen Annahmen lägen sie für das Braunkohlekraftwerk bei knapp 2,8 €/kWh_{el}. Bei halber Auslastung wäre der Fixkostenanteil doppelt so hoch.

Soll ein Kraftwerk vornehmlich zu Backupzwecken mit niedriger jährlicher Auslastung eingesetzt werden, sollten insbesondere die Fixkosten möglichst niedrig ausfallen. Niedrige Fixkosten weisen Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD⁴) auf und noch niedriger fallen die Fixkosten von reinen Gasturbinenkraftwerken aus. [Gar04] weist für erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke Investitionskosten von 320 bis 480 €/kW_{el} aus und für erdgasgefeuerte Gasturbinen-Kraftwerke (GT) 280 bis 360 €/kW_{el}. Bei 750 CHF/kW_{el} liegen die Angaben für GuD-Kraftwerke ($\eta_{el} = 57,4\%$, $vBK = 4,7 \text{ CHRp/kWh}_{el}$ nur für Brennstoff, $fBK \simeq 4,7\%IK/a$) im Jahr 2000 nach Angaben in [BFLW01]. Die Nutzungsdauer wird mit 20 Jahren angegeben. Die Investitionskosten reiner Gasturbinenkraftwerke ($\eta_{el} = 38\%$, $vBK = 7,1 \text{ CHRp/kWh}_{el}$ nur für Brennstoff, $fBK \simeq 7,5\%IK/a$) liegen nach Angaben in [BFLW01] bei 400 CHF/kW_{el}. In [BDW00] werden die Investitionskosten für erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke ($\eta_{el} = 52\%$, $vBK = 5,8 \text{ DPf/kWh}_{el}$, $fBK_{+KD} \simeq 17\%IK/a$ einschließlich Kapitaldienst) mit etwa 1100 DM/kW_{el} angegeben. Für ein reines GT-Kraftwerk ($\eta_{el} = 33\%$, $vBK = 9,2 \text{ DPf/kWh}_{el}$, $fBK_{+KD} \simeq 17\%IK/a$ einschließlich Kapitaldienst) werden 700 DM/kW_{el} angegeben. In [AEF01] werden die Kraftwerkskosten für erdgasgefeuerte Kraftwerke etwas niedriger angesetzt. Für ein GuD-Kraftwerk ($\eta_{el} = 57\%$, $vBK = 0,18 \text{ DPf/kWh}_{el}$ ohne Brennstoff, $fBK \simeq 3,4\%IK/a$, $NL = 800 \text{ MW}_{el}$) werden in [AEF01] ca. 750 DM/kW_{el} angesetzt und für ein GT-Kraftwerk ($\eta_{el} = 39\%$, $vBK = 0,26 \text{ DPf/kWh}_{el}$ ohne Brennstoff, $fBK \simeq 3,8\%IK/a$, $NL = 900 \text{ MW}_{el}$) etwa 480 DM/kW_{el}. [Sto01] gibt für das Jahr 2001 die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 48 bis 60% mit 450 bis 800 US\$/kW_{el} an^{5,6}. Die Spanne für reine GT-Kraftwerken mit Wirkungsgrad zwischen 35 bis 42% wird mit 250 bis 500 US\$/kW_{el} angegeben⁷. Die Kosten der GT-Kraftwerke sind sehr stark von deren Nennleistung abhängig. Kleine Kraftwerke sind wesentlich teurer als Kraftwerke mit hohen Nennleistungen⁸.

⁴ Unter den konventionellen Kraftwerken zeichnen sich GuD-Kraftwerke durch die höchsten Wirkungsgrade bis etwa 60% aus (s. z.B. [KR95] o. [GKOP97]).

⁵ Für ein GuD-Kraftwerk mit einer Nennleistung von 80 MW gibt [Sto01] die Anfahrzeit mit ca. 80 Minuten für einen Kaltstart an. Die Dauer ergibt sich im Wesentlichen durch die Trägheit des Dampfkraftwerksteils. Für einen Warmstart werden knapp 40 Minuten angegeben und im Betrieb kann dieses GuD-Kraftwerk Laständerungsgeschwindigkeiten von mehr als 5% der Nennleistung pro Minute erreichen.

⁶ [Tou01] gibt für ein GuD-Kraftwerk mit $\eta_{el} = 58\%$ Investitionskosten von 750 US\$/kW_{el} an.

⁷ [Tou01] gibt die Anfahrzeit eines GT-Kraftwerks mit ca. 15 bis 30 Minuten für einen Kaltstart an. Für robuste GT-Kraftwerke mit Wirkungsgraden bis 30% gibt [Str02a] die Dauer eines Kaltstarts mit 2 bis 5 Minuten an und die Laständerungsgeschwindigkeit im Betriebszustand mit 10% der Nennleistung pro Minute.

⁸ In [Nye04] sind die Preise für 81 Gasturbinen von 8 Herstellern aufgelistet, von denen eine der größten Turbinen (218 MW_{el}) mit 183 US\$/kW_{el} den niedrigsten leistungsspezifischen Preis aufweist und eine der kleinsten (1,09 MW_{el}) mit 829 US\$/kW_{el} den höchsten. Letzterer liegt beim viereinhalbfachen des günstigsten Preises. Die Preise beider Gasturbinen liegen relativ nahe bei denen anderer Gasturbinen ähnlicher Leistung. Mit der Leistung fällt üblicherweise auch der Wirkungsgrad. So liegt der Wirkungsgrad bei der preisgünstigsten Anlage um mehr als ein Drittel über dem der teuersten.

Die Investitionskosten für Gaskraftwerke sind starken Schwankungen unterworfen. Beispielsweise sind die Preise für Gasturbinenkraftwerke aufgrund der weltweiten Nachfrageveränderung zwischen den Jahren 1997 und 2001 von 240 bis 300 US\$/ kW_{el} auf 480 bis 550 US\$/ kW_{el} gestiegen, ohne daß diese Veränderung auch nur ansatzweise durch die etwas gestiegenen Wirkungsgrade erklärt werden könnte [Tou01]. In 2002 wurden die Kosten mit 300 bis 500 US\$/ kW_{el} angegeben [Ste02].

Die variablen Betriebskosten ergeben sich zum kleineren Teil aus den auslastungsabhängigen Wartungs- und Reparatur-Kosten und Kosten für verschiedene Betriebsmittel, zu denen noch die Kosten für den Brennstoff addiert werden müssen⁹. Damit ist der Gaspreis mitentscheidend für die variablen Betriebskosten. Der Gaspreis lag im Jahr 2002 im Mittel für die Industrieabnehmer in der EU-15 bei knapp 1,8 €/ kWh_{th} und für Deutschland bei knapp 2,4 €/ kWh_{th} [ECD03b] (s.a. [BdE02]). Beim oben genannten Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 57\%$ ergäben sich demnach Brennstoffkosten von gut 4 €/ kWh_{el} . Vier Jahre zuvor (1999) waren die Gaspreise in Deutschland und im Mittel der EU-15 noch um 40 und 35% niedriger. Setzt man die Investitionskosten für das GuD–Kraftwerk mit 600 €/ kW_{el} , die kalkulatorische Lebensdauer mit 25 Jahren, den jährlichen Realzinssatz mit 5%, die jährlichen fixen Betriebskosten mit 2% der Investitionskosten und die Auslastung mit 5000 Volllaststunden an, ergibt sich der Fixkostenanteil zu etwa 1,1 €/ kWh_{el} . Erst bei etwa einem Viertel dieser Auslastung übersteigt der Fixkostenanteil die zuvor genannten variablen Betriebskosten. Ein solches GuD–Kraftwerk wäre also wesentlich besser für Backup–Aufgaben mit geringer Kraftwerksauslastung geeignet als die zuvor beschriebenen Kohlekraftwerke, deren Fixkostenanteil wesentlich höher ist. Noch kleiner als bei GuD–Kraftwerken wären die Fixkostenanteile bei reine Gasturbinenkraftwerken, allerdings wäre mit ihrer Nutzung ein schlechterer Wirkungsgrad und damit höhere variable Betriebskosten verbunden, sodaß sich ihr Einsatz insbesondere für die kurzfristige Bereitstellung von Spitzenlast anbietet.

12.2 GuD–Kraftwerke: Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien, in denen der Einsatz fossiler Energie zugelassen ist, wird dafür von der Nutzung von GuD–Kraftwerken ausgegangen, da diese einerseits relativ niedrige Investitionskosten aufweisen und somit – wie beschrieben – auch bei niedriger Auslastung relativ niedrige Fixkosten. Andererseits weisen sie hohe Wirkungsgrade auf und emittieren im Betrieb auch aufgrund der Verwendung von Erdgas als Brennstoff wesentlich weniger CO_2 als Kohlekraftwerke. Für diese Kraftwerke wird in allen Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 600 €/ kW_{el} gerechnet. Dieser Wert orientiert sich an den oben erwähnten Kostenangaben und hier eher an den Angaben für GuD–Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden. Er kann für große Kraftwerke als konservative Abschätzung aufgefaßt werden. Die kalkulatorische Lebensdauer wird mit 25 Jahren angesetzt. Über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5%/ a berechnet. Der betriebsunabhängigen Teil der jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung und Betrieb wird mit 2% der Anfangsinvestition angesetzt. Die absolute Höhe dieser Kosten liegt

⁹ [Tou01] gibt die Reinvestitionskosten für GT–Kraftwerke mit 0,15 bis 0,25 US\$/ kWh_{el} an, was etwas höher liegt als die Angaben in [AEF01].

damit etwas höher als die fixen Betriebskosten nach [AEF01]. Der variable Teil der Betriebskosten wird mit 2,25 €ct / kWh angesetzt. Er entspricht damit bei einem Kraftwerk mit hohem Wirkungsgrad etwa einem Gaspreis wie im Durchschnitt der Länder der EU–15 vor einigen Jahren [AEF01]. Bei heutigen Gaspreisen können so niedrige variable Betriebskosten zumindest innerhalb der EU nur unter Sonderkonditionen erreicht werden.

13 Stromverbrauch und Stromtransport

Durch eine leistungsstarke großräumige Vernetzung von Verbrauch und Erzeugung sind – wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt – günstige Effekte für den Einsatz dargebotsabhängiger regenerativer Erzeugungseinheiten zu erwarten. Auch von der Nutzung aller in das Netz integrierten Speichereinheiten kann dabei ein wesentlicher Vorteil erwartet werden. Weitere günstige Effekte können sich auch durch Ausgleichseffekte beim Stromverbrauch ergeben.

13.1 Ausgleichseffekte beim Stromverbrauch

Große tageszeitliche Ausgleichseffekte auf der Lastseite sind – bei ähnlicher zeitlicher Verbrauchsstruktur – erst bei sehr weiten Ost – West –Übertragungsentfernungen zu erwarten, wenn z.B. über mehr als sechs Zeitzonen mehrere Zentren ähnlichen Leistungsbedarfs miteinander verbunden werden. Der zu erwartende Ausgleich durch eine hypothetische Verbindung von Berlin mit dem drei Zeitzonen weiter im Osten liegenden Wolgograd verändert das Leistungsverhältnis, d. h. das Verhältnis der täglichen Minimal- zur Maximallast, gerade einmal um 3% [KVV94]. Dies kann leicht anhand der Abbildung 13.1 nachvollzogen werden. Hier ist die Summe von Stundenwerten der Netzbelastung aller UCPTE-Mitglieder für repräsentative Tage im Jahr 1996 dargestellt. Sowohl die Dauer des nächtlichen "Lasttales" als auch die des "Mittagsgipfels" betragen mehr als drei Stunden. Dies zeigt auch der Vergleich mit Netzbelastungen in Teilgebieten der UCPTE (vgl. Abb. 13.2 und Abb. 13.3). Ein innereuropäischer Stromverbund hat also in dieser Hinsicht noch keinen wesentlichen Effekt. Allerdings ist im übergeordneten System (hier der UCTE) eine deutliche Glättung des Lastverlaufs gegenüber dem Verlauf in einzelnen Ländern zu erkennen (vgl. Abb. 13.1 mit Abb. 13.3 u. Abb. 13.3), der bei einer höher aufgelösten zeitlichen Betrachtung noch deutlich stärker in Erscheinung treten sollte.

Zur Ermittlung der Änderung des Leistungsverhältnisses wurde in [KVV94] ein normierter Lastgang zeitlich versetzt addiert. Bei gleicher Verfahrensweise wäre durch eine Verschiebung um ca. fünf Stunden, wie sie sich beispielsweise für eine Verbindung zum Ballungsraum Bombay in Indien ermöglichen würde, schon eine merkbare Änderung zu erwarten. Eine Verbindung mit Shanghai oder Hongkong mit etwa acht Stunden Zeitversatz würde sich schon sehr viel stärker auswirken. Allerdings muß hier einschränkend angemerkt werden, daß selbst bei solchen zeitlichen Verschiebungen aufgrund der Breite des winterlichen Mittagsgipfels (besser wohl als Mittagsgrad bezeichnet) die Reduzierung der Spitzenlast nur im unteren Prozentbereich liegt. Für eine deutlichere Reduzierung müssen die Lastgänge stärker unterschiedene Jahresverläufe aufweisen. Das zeitlich sehr viel kürzere Lasttal gleicht sich schneller aus ¹.

Beim Vergleich der Abbildungen 13.2 und 13.3 wird ein Unterschied in der Charakteristik des Leistungsbedarfs in verschiedenen europäischen Ländern deutlich. Die südlicheren Länder sind durch einen verhältnismäßig großen Bedarf in den Sommermonaten gekennzeichnet, der dagegen in den

¹ Eine Verschiebung des Lastverlaufs BRD am 3. Mittwoch im Januar 1996 um 8h (6h) reduziert die Spitzenlast um 0,8% (0,2%) und erhöht das Leistungsverhältnis von 74% auf 83% (74% auf 81%). Das jährliche Leistungsverhältnis (alle Mittwochswerte) erhöht sich von 49% auf 58% (49% auf 55%).

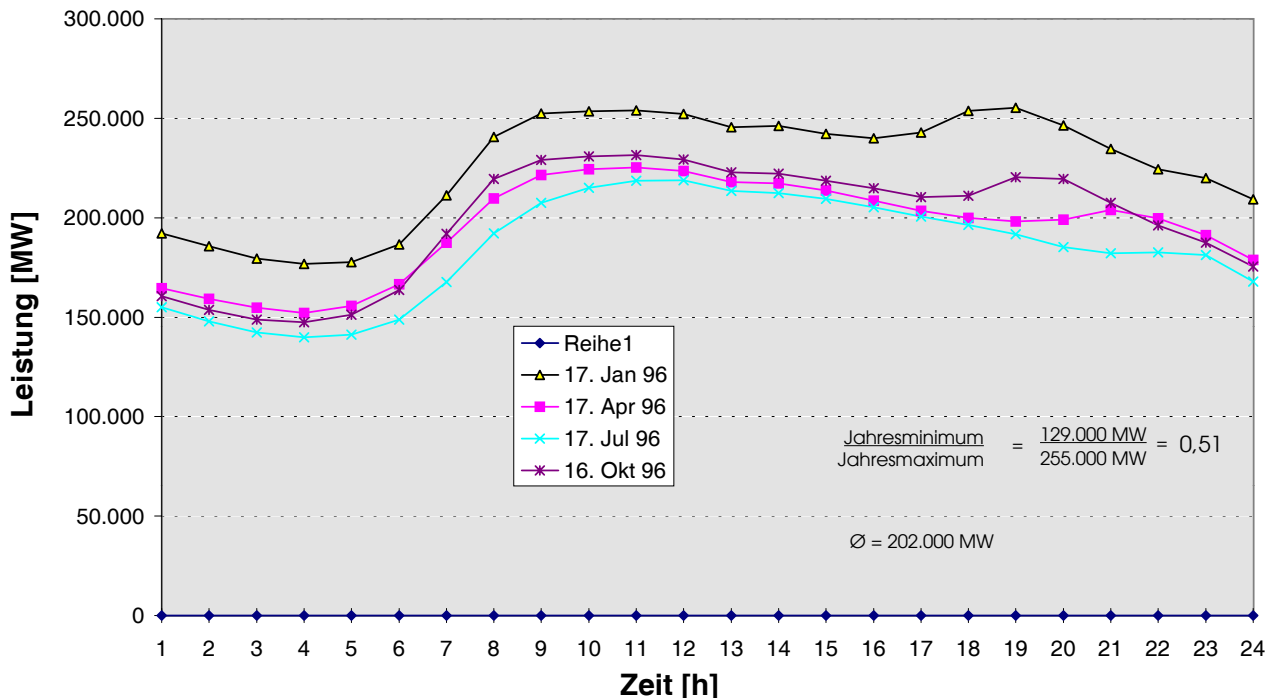


Abbildung 13.1: Summe der Stundenwerte der Lastganglinien aller UCPTE-Mitglieder am jeweils 3. Mittwoch der Monate Januar, April, Juli und Oktober 1996 (Daten: [UCP96]). Jährliches Leistungsverhältnis der Summenwerte am 3. Mittwoch aller Monate, als Quotient von Jahresminimum und Jahresmaximum. Durchschnittliche Last ($\bar{\varnothing}$) aller Werte am 3. Mittwoch 1996.

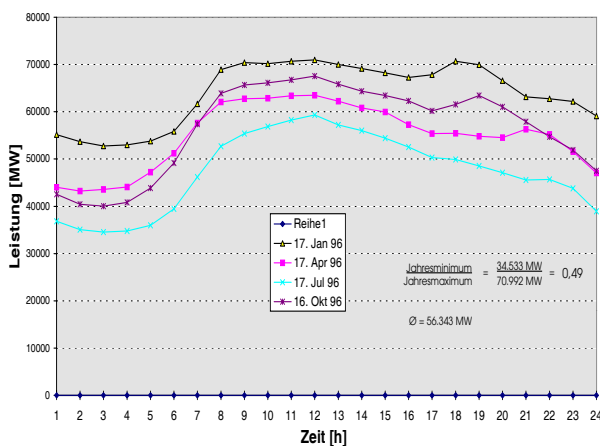


Abbildung 13.2: Stundenwerte der Lastganglinien in der BRD jeweils 3. Mittwoch der Monate Januar, April, Juli und Oktober 1996 (Daten: [UCP96]). Jährliches Leistungsverhältnis der Werte am 3. Mittwoch aller Monate in der BRD, als Quotient von Jahresminimum und Jahresmaximum. Durchschnittliche Last $\bar{\varnothing}$ aller Werte am 3. Mittwoch 1996.

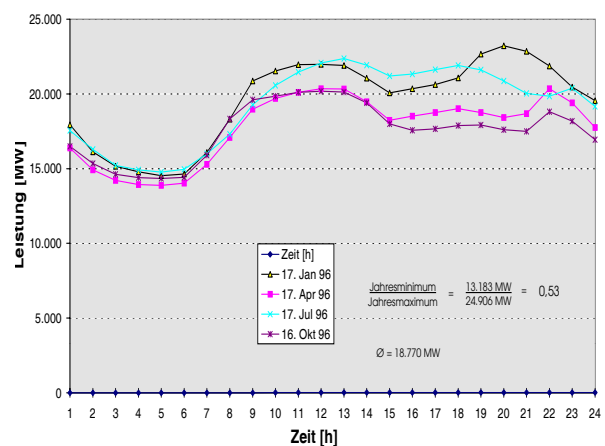


Abbildung 13.3: Stundenwerte der Lastganglinien in Spanien jeweils 3. Mittwoch der Monate Januar, April, Juli und Oktober 1996 (Daten: [UCP96]). Jährliches Leistungsverhältnis der Werte am 3. Mittwoch aller Monate in Spanien, als Quotient von Jahresminimum und Jahresmaximum. Durchschnittliche Last $\bar{\varnothing}$ aller Werte am 3. Mittwoch 1996.

nördlichen Ländern meist am geringsten ausfällt. Daß diese Tatsache nicht zu einer deutlicheren Vergrößerung des jährlichen Leistungsverhältnisses im UCPTE-Gebiet führt, ist wesentlich auch auf den geringeren Bedarf der südlichen Länder zurückzuführen, die dadurch einen kleineren Einfluß auf den Gesamtverbrauch haben. In den südlichen Mittelmeerländern ist der Stromverbrauch noch sehr gering. Die in Marokko installierte Kraftwerkskapazität lag 1998 beispielsweise noch unter 5 GW und ist damit für eine günstige ökonomische Landesentwicklung viel zu gering [Ben98]². Der Lastverlauf ist dort wegen des geringen industriellen Entwicklungsstandes geprägt durch eine extreme Abendspitze, die im Wesentlichen auf den häuslichen Bedarf zurückzuführen ist (s.z.B. [BS99]). Bei fortschreitender Entwicklung der Länder südlich des Mittelmeeres ist aber mit ähnlichen Lastverläufen zu rechnen, wie sie in Südeuropa heute üblich sind. Aufgrund der wärmeren Klimate sollte allerdings dann der Bedarf in den Sommermonaten noch höher ausfallen. Dadurch könnte es in einem großräumigen Stromverbund, der diese Länder mit einschließt, zu größeren Ausgleichseffekten in der Netzlast kommen.

13.2 Systeme für den Stromtransport

Wie aus den vorangestellten Kapiteln über die Stromerzeugung aus verschiedenen dargebotsabhängigen regenerativen Energien hervor geht, könnte ein leistungsstarkes großräumiges Transportnetz für eine Stromversorgung, die zu großen Teilen auf der Nutzung regenerativer Energien beruht, von großem Nutzen sein. Es würde insbesondere die Ausnutzung von verschiedensten Ausgleichseffekten regional teils sehr unterschiedlicher Charakteristika dargebotsabhängiger Erzeugung erlauben (s.a. [CE01]). Darüber hinaus könnten sich durch ein solches Transportnetz auch die – oben erwähnten – Ausgleichseffekte durch unterschiedliche Verbrauchsprofile erschließen lassen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, in wie weit die heutigen Europäischen Netze für die Aufgabe eines großräumigen und leistungsstarken Stromtransports geeignet sind.

13.2.1 Übertragungssystem des Europäischen UCTE-Verbundes

Das Übertragungssystem des Europäischen UCTE-Verbundes und auch des Skandinavischen NORDEL-Verbundes besteht überwiegend aus Drehstrom Übertragungsleitungen mit 220 bis 380 bzw. 400 kV Nennspannung (s.z.B. Karte in [Mül01]). Die gewichtete³ Stromkreislänge⁴ dieser Leitungen beträgt in EU-15 und Norwegen insgesamt ca. 140.000 km [PPR02]. Die größten Leitungslängen weisen dabei Frankreich und Deutschland mit je gut 29.000 und 25.000 km auf. Alle Hochspannungs- und Niederspannungsfreileitungen (< 1 kV) Deutschlands haben mit 303.000 und

² Starke Antikorrelationen des Stromverbrauchs mit Analphabetismus mit Säuglingssterblichkeit sowie Korrelationen des Stromverbrauchs z.B. mit Trinkwasserverfügbarkeit und Lebenserwartung deuten auf einen positiven Zusammenhang zwischen gesellschaftlichem und sozialen Wohlstand und dem Stromverbrauch hin, der mehr als rein ökonomische Aspekte umfaßt (vgl. [GEN95]).

³ Bei der Gewichtung wurden jeder Stromkreis jeder Freileitung einzeln gewertet und bei Übertragungsleitungen mit 220 kV Nennspannung wurde die Länge mit einem Drittel gewichtet, um die niedrigere Übertragungsleistung gegenüber den Übertragungsleitungen mit 400 kV Nennspannung zu berücksichtigen [PPR02].

⁴ Zu Stromkreislängen in Europa siehe auch [UCT03].

252.000 km insgesamt eine ungewichtete Gesamtlänge von 555.000 km [Gnü00]⁵. Nach der Faustformel, „daß die Anschluss- oder Übertragungsleistung in Megawatt und die Übertragungsentfernung in Kilometer etwa der Nennspannung des Netzes in Kilovolt gleichzusetzen sind“ [Hau03] (Die Länge in km ist also etwa gleich der Spannung in kV oder der Leistung in MW.), die für Drehstromleitungen in grober Näherung gilt, kann man ableiten, daß das Übertragungssystem nicht für große Leistungen (einige GW) und große Übertragungsentfernungen (z.B. 1000 km und mehr) ausgelegt ist. Dementsprechend liegt beispielsweise die mittlere Transportentfernung in Schweden bei durchschnittlich 300 km, zu Spitzenlastzeiten wird in Norwegen etwa ein Fünftel des momentanen Bedarfs über ca. 400 km von der Erzeugung an entfernten Wasserkraftwerken zu den Lastzentren transportiert und in Spanien werden ebenfalls zu Spitzenlastzeiten etwa 10% des momentanen Bedarfs über immerhin 1000 km von der Erzeugung im Nordwesten in den Süden transportiert [PPR02]. In Deutschland ist die Transportentfernung dagegen meist kürzer als 70 km. Dementsprechend klein sind in der Regel auch die Durchleitungsmengen, also die elektrische Energie die von einem Land über ein zweites in ein drittes Land transportiert wird. Für Deutschland beträgt dieser Anteil knapp 8% des Stromverbrauchs [PPR02]. Der gesamte Stromaustausch lag 1998 innerhalb des UCTE-Gebietes bei 147 TWh oder etwa 8% des Stromverbrauchs [UCP98]. Relativ klein sind auch oft die Übertragungskapazitäten (Kuppelkapazitäten) zwischen einigen Ländern des UCTE-Gebietes. So betragen die Kuppelkapazitäten zwischen Spanien und Frankreich beispielsweise 3670 MVA [CI01] (3129 MVA [UCP99])⁶, die Kuppelkapazitäten zwischen Dänemark und Deutschland betragen 2860 MVA [CI01] (2360 MVA [UCP99])⁷. Deutschland ist durch Leitungen mit einer summarischen Kuppelkapazität von 53 GVA sehr leistungsstark mit seinen Nachbarstaaten verbunden [UCP99]. Allerdings ist die Aussagekraft der Kuppelkapazität sehr beschränkt. Wesentlich aussagekräftiger ist die – für die jeweiligen momentane Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur zu ermittelnde – Nettoübertragungskapazität (NTC⁸) [ETS01]. Zur Ermittlung der NTC werden außer dem Lastfluß durch die räumlich aufgelöste Einspeise- sowie Entnahmeleistung auch Sicherheitsmargen für den Ausgleich unvorhergesehener Störungen berücksichtigt. Abbildung 13.4 gibt die NTC für einige Landesgrenzen innerhalb des UCTE-Gebietes und zu seinen Nachbarstaaten wieder. Danach lag z.B. die NTC zwischen Spanien und Frankreich im Winter 2000/2001 mit nur ca. 1000 MVA um zwei Drittel unter der installierten Kuppelkapazität.

Die Kuppelkapazität von 23 GVA zwischen Deutschland einerseits sowie Schweiz und Österreich andererseits steht einer NTC von weniger als 4 GVA gegenüber und die summarische NTC Deutschlands zu seinen Nachbarn beträgt im Winter 2000/2001 kaum mehr als ein Fünftel der Kuppelkapazität von 1999⁹. Damit bleibt die tatsächliche Übertragungskapazität weit hinter den nominal

⁵ Unter der Annahme, daß der mittlere Abstand zwischen den Hochspannungsmasten 400 m beträgt, läßt sich allein für die Hochspannungsfreileitungen die Zahl der Masten in Deutschland grob auf 380.000 bis 760.000 abschätzen, je nachdem, ob es sich um je einen oder je zwei Stromkreise pro Tragmast handelt. Die Gesamtlänge der Hochspannungs- und Niederspannungskabel wird für Deutschland mit 281.000 und 652.000 km angegeben [Gnü00].

⁶ Die Abweichungen der angegebenen Kuppelkapazitäten zwischen [CI01] und [UCP99] resultieren aus einer unterschiedlichen Bewertung der Übertragungsleistung der bestehenden Leitungen. Beim niedrigeren Wert aus [UCP99] sind zusätzlich Leitungen mit niedrigerer Spannung berücksichtigt die bei [CI01] nicht aufgenommen wurden.

⁷ Die Abweichungen der angegebenen Kuppelkapazitäten zwischen [CI01] und [UCP99] resultieren aus der Berücksichtigung von Beschränkungen durch die Leistung der installierten Transformatoren.

⁸ NTC steht für Net Transfer Capacity.

⁹ Im Sommer 2003 ist die NTC Deutschlands gut eineinhalb mal so hoch wie im Winter 2000/2001.

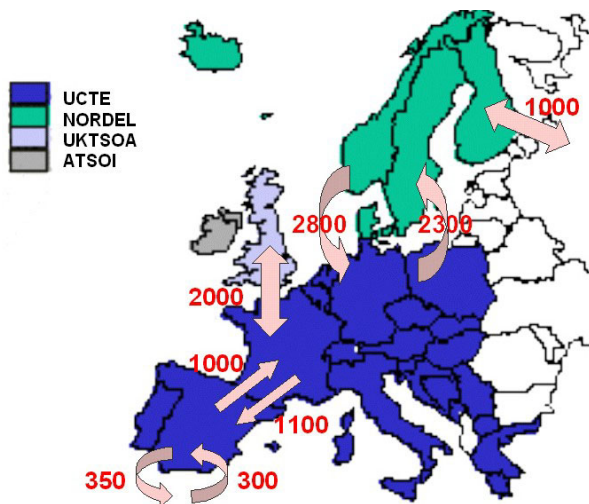


Abbildung 13.4: Einige geschätzte netto Übertragungskapazitäten zwischen Ländern der UCTE und ihren Nachbarn in MW (Zeitraum: Sommer 2000 bis Winter 2000 – 2001); Daten und Karte ohne Zahlen und Pfeile: [ETS00].

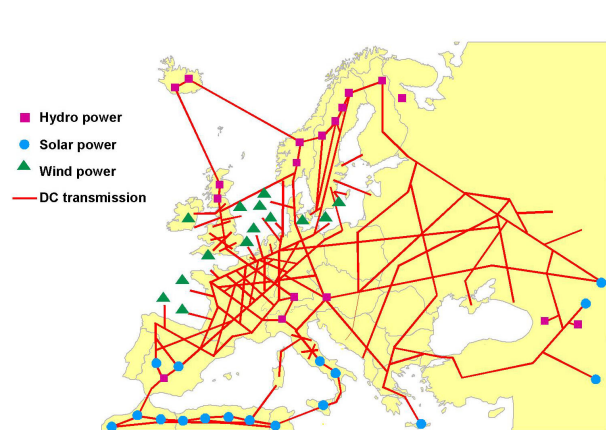


Abbildung 13.5: Europa 20XX: Ein Höchstspannungs-Gleichstromnetz? Gedachte Netztopologie eines dem Drehstromnetz überlagerten HGÜ-Transportnetzes zur großräumigen Nutzung regenerativer Energien [Häu02b].

installierten Kapazitäten zurück. Für die Errichtung eines gemeinsamen Strommarktes mit hinreichenden Wettbewerbsbedingungen hält die Europäische Kommission eine Übertragungskapazität von mindestens 20% der Spitzenlast zwischen jedem Land und seinen EU-Nachbarn für angemessen und schlägt als "vernünftiges Anfangsziel" 10% der jeweils installierten Erzeugungskapazität vor [Com01]. Davon ist das Übertragungsnetz aber teilweise noch sehr weit entfernt. Die Europäische Kommission sieht die kritischen Übertragungsengpässe des heutigen Übertragungsnetzes beispielsweise zwischen Spanien und Frankreich, wo die Übertragungskapazität nur 2% der installierten Erzeugungskapazität Spaniens ausmacht aber auch zwischen Dänemark und Deutschland und an vielen weiteren Stellen [Com01]. Aber auch innerhalb einzelner Länder können Engpässe des Stromtransports vorliegen (s.z.B. [BEG⁺98]). Beispielsweise führen von der Nord- und Ostseeküste Deutschlands innerhalb Deutschlands vier 380 kV-Drehstromleitungen und drei 220 kV-Drehstromleitungen mit jeweils zwei Stromkreisen in den Süden [Mül01]. Für diese Übertragungsleitungen kann jeweils grob mit ca. 1500 und 500 MVA gerechnet werden (vgl. z.B. [Mül01], [UCP99] u. [PPR02]). Zusammen ergibt sich also eine Übertragungskapazität von 7,5 GVA. Sollten beispielsweise viele GW aus Offshore-Windenergie an Deutschen und Dänischen Küsten über diese Leitungen transportiert werden, stieße man schnell an technische Grenzen, was einen Ausbau des Leitungssystems erforderlich machen würde¹⁰. Für den großräumigen Stromaustausch, der im Szenariogebiet durch die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zum Gegenstand der Optimierung für die Szenarien wird, ist also das bestehende Leitungssystem mit seiner Drehstromübertragung bei Spannungen bis 380 bzw. 400 kV alleine schon wegen seiner verschiedenen Engpässe aber auch unter Berücksichtigung aller – von der Europäische Kommission vorgeschlagen – Aus-

¹⁰ Ein Ausbau der installierten WKA-Leistung in den nördlichen Versorgungsgebieten der deutschen Netzbetreiber an Küstenstandorten von 6,4 auf etwa 21 bis 24 GW würde den Zubau von insgesamt etwa 1500 km neuer Freileitungen mit Übertragungsspannungen von 110 bis 380 kV erforderlich machen [BDH⁺03].

bauvorschläge vollkommen unzureichend. Darüber hinaus ist es auch technisch nicht für Aufgaben geeignet, die dem Stromtransport in den Szenarien zukommen kann, da es sich – wie oben dargelegt – nicht für die großen Übertragungs-Entfernungen und –Leistungen eignet. Für diese Aufgabe muß demnach ein übergeordnetes Transportnetz vorgesehen werden, das diese sowohl energetisch als auch wirtschaftlich effizient bewältigen kann. Eine Skizze eines denkbaren übergeordneten Transportnetzes ist in Abbildung 13.5 dargestellt. Das Übertragungsnetz, das bei der Optimierung für die Szenarien der Kraftwerksauswahlplanung zur Auswahl gestellt ist, ist dagegen in Abbildung 13.8 auf Seite 187 grob skizziert. Die "Feinstruktur" könnte ähnlich aussehen wie die in Abbildung 13.5.

13.2.2 Stromtransporttechnik für den großräumigen leistungsstarken Netzverbund

Die eingesetzte Technik spielt bei der Übertragung elektrischer Leistung eine wesentliche Rolle. Heute werden leistungsstarke Transportverbindungen häufig für die Nutzung großer Wasserkraftpotentiale ausgelegt und genutzt. Prinzipiell kommen zur leitungsgebundenen Leistungsübertragung über große Entfernungen aus heutiger Sicht sowohl Drehstromsysteme als auch Gleichstromsysteme in Frage, bei denen – um die Übertragungsverluste möglichst gering zu halten – ein hohes Niveau der Übertragungsspannung gewählt werden muß. Zur Auswahl stehen die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) sowie die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Für große Übertragungsleistungen wird je nach Informationsquelle ab einer Entfernung von etwa 600km bis 1500km der Transport mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) günstiger als der mit Wechselspannungssystemen [BRSV95]. Der Break-Even verschiebt sich unter anderem aufgrund fallender Preise bei der Leistungselektronik für die Umrichterstationen der HGÜ-Systeme zu immer kürzeren Entfernungen. Leitungsverbindungen, die große Seepassagen überwinden müssen, werden aus technischen Gründen praktisch ausschließlich als HGÜ-Kabelverbindungen geplant und ausgeführt [TF96].

13.2.2.1 Vergleich von Drehstrom- und Gleichstromübertragung

Die Frage, welche dieser Techniken für den leistungsstarken Stromtransport über große Entfernungen die geeignetere ist, soll nachfolgend behandelt werden.

Für den anschließenden, einfachen technischen Vergleich von HGÜ und HDÜ werden folgende Voraussetzungen gemacht.

1. Die Leiterdurchmesser werden so gewählt, daß kein Glimmen entsteht.

- Für die Bemessung der Glimmgrenze ist beim Wechselstromsystem dazu nicht der Effektivwert sondern der Scheitelwert der Spannung $\hat{U}_{\sim} = \sqrt{2}U_{\sim eff}$ ausschlaggebend.
- Für die Bemessung der Glimmgrenze ist beim Gleichstromsystem mit einer Spannung von $\pm U_{=}$ der Betrag dieser Spannung bestimmend.

Das Verhältnis der Spannungsniveaus, die für die Transportleistung bestimmend sind, ergibt sich damit bei gleichem Teilleiterradius zu:

$$\sqrt{2}U_{\sim eff} = U_{=} \quad (13.1)$$

Die höhere Spannung beim Gleichstromsystem erlaubt eine höhere Transportleistung. Für den Koronaeffekt, der zum Glimmen führt, ist die Leiter–Randfeldstärke bestimmend, die sich wie

$$E_{max} \propto \frac{U}{r} \quad (13.2)$$

umgekehrt proportional zum Teilleiterradius verhält¹¹.

Die maximale Feldstärke wird durch die Durchschlagfestigkeit der Luft bestimmt und sollte daher bei Gleich– und Wechselstromsystemen den gleichen Wert haben.

2. Der Materialaufwand für die Leiter soll bei beiden Systemen gleich groß sein. Das bedeutet, daß die summarische Querschnittsflächen (F) der Leiter identisch sind, $F_{\sim} = F_{=}$. Für die Querschnittsflächen (A) der drei Teilleiter des Drehstromsystems und der zwei Teilleiter des Gleichstromsystems ergibt sich daraus $3A_{\sim} = 2A_{=}$.

$$A_{=} = \frac{3}{2}A_{\sim} \quad (13.3)$$

Da sich der Teilleiterradius zur Querschnittsflächen wie $r \propto \sqrt{A}$ verhält, folgt aus den Bedingungen der Vermeidung von Leitungsglimmen und gleichen Materialverbrauchs

$$U_{=} = \sqrt{3}U_{\sim} \quad (13.4)$$

unter Nutzung der Beziehungen 13.1, 13.2 und 13.3.

3. Die leistungsbezogenen relativen Verluste sollen in beiden Übertragungssystemen gleich sein. Das Verhältnis Leitungsverlust (P_V) (als Produkt aus Spannungsabfall ΔU und Strom I) $P_V = \Delta U \times I$ zu Übertragungsleistung $P = U \times I$ soll also in beiden Fällen identisch sein¹².

$$\frac{P_{V,=}}{P_{=}} = \frac{P_{V,\sim}}{P_{\sim}} = \frac{\Delta U}{U} \quad (13.5)$$

Aufgrund der ohmschen Verluste, mit denen sich der Spannungsabfall als Produkt von Strom und Leitungswiderstand $\Delta U = I \times R$ ergibt, und wegen der Forderung gleichen Materialeinsatzes, die

¹¹ In eine exakte Berechnung der Feldstärke am Leiter–Rand fließen außer der Spannung und des Leiterradius auch die geometrischen Verhältnisse der Leitung ein, also beispielsweise die Höhe über Grund sowie evtl. die Anzahl der Teilleiter innerhalb eines Bündelleiters und deren Abstände oder die Abstände der Leitungen auf den Masten. Genauere Ableitungen der Randfeldstärken finden sich z.B. in [Kan96] oder [Gre99].

¹² Dabei stellt I die Summe der Beträge aller Ströme in den Teilleitern dar. Im Fall der Drehstromleitungen ist dies die Summe aller Effektivströme und die Spannung ist dann die Effektivspannung gegen Grund.

zu gleichen Widerständen der beiden verglichenen Leitungssysteme führt, läßt sich für gleiche relative Leitungsverluste, der folgende Zusammenhang ableiten¹³.

$$\frac{I_{=}}{U_{=}} = \frac{I_{\sim}}{U_{\sim}} \quad (13.6)$$

Mit 13.4 folgt daraus eine Beziehung für den summarischen Strom I in allen Teilleitern der beiden Systeme.

$$I_{=} = \sqrt{3}I_{\sim} \quad (13.7)$$

Damit ergibt sich (aus den Gleichungen 13.7 und 13.4) für die Leistungen der beiden Systeme bei Auslegung an der Glimmgrenze, gleichem Materialverbrauch und gleichen relativen Transportverlusten folgende Beziehung.

$$P_{=} = U_{=} \times I_{=} = \sqrt{3}U_{\sim} \times \sqrt{3}I_{\sim} = 3P_{\sim} \quad (13.8)$$

Die HGÜ–Leitungen haben also unter diesen Voraussetzungen die dreifache Übertragungskapazität von HDÜ–Leitungen.

Aber nicht nur die höhere Leitungskapazität bei gleichem Materialeinsatz macht HGÜ interessant, sie zeichnet sich noch durch einige weitere Punkte gegenüber der HDÜ aus. Die HGÜ ist gegenüber der HDÜ in folgende Punkte überlegen¹⁴:

- Größere Leistung pro Leiter und einfachere Bauweise der Leitung mit daraus folgenden schmalen Leitungstrassen und der Möglichkeit zum Ausbau bestehender Trassen durch Umrüstung von Drehstrom auf Gleichstrom¹⁵.
- Einfache willkürliche Leistungsregelung und daher u.a. keine Stabilitätsprobleme.
- Erdrückleitung kann eingesetzt werden, womit jeder Leiter in einem unabhängigen Stromkreis betrieben werden kann.
- Keine kapazitiven Ladeströme und daher keine damit verbundenen Verluste sowie Eignung für Seepassagen und gemischte Land–Seeübertragung mit dem gleichen System.
- Keine dielektrischen Verluste in see– und landverlegten Kabeln.
- Kein Skineffekt (Stromverdrängung bei Wechselstrom) und daher keine Verluste aufgrund reduzierter effektiver Leitungsquerschnitte.

¹³ In diese Ableitung der Leitungsverluste sind weder der Skineffekt, der bei Wechselstromsystemen den effektiv genutzten Leiterquerschnitt reduziert, noch der Transport von Blindströmen berücksichtigt. Beide Effekte erhöhen die Verluste von Wechselstromsystemen und treten bei Gleichstromübertragung nicht auf.

¹⁴ Die Vor– und Nachteile von HGÜ gegenüber HDÜ sind u.a. aus Angaben von [AMESM98], [Bec99], [Häu99] und [Ort02] übernommen oder abgeleitet.

¹⁵ Im Vergleich zu den heute in Europa üblichen 400kV–Drehstromdoppelleitungen könnte eine Übertragung von 4000 MW auf einem ±500kV–HGÜ–System mit zwei HGÜ–Bipolen auf einem Mast realisiert werden, im Gegensatz zu vier Masten bei der Drehstromübertragung [Häu99]. Die Trassenbreite des HGÜ–Systems würde dabei weniger als ein Viertel der des Drehstromsystems ausmachen und auch die Masten wären nicht höher, sodaß aus Sicht des Landschaftsschutzes und der ökologischen Rückwirkungen wesentliche Vorteile für das HGÜ–System sprechen. Vergleicht man die heute in Deutschland üblichen 380 kV–Drehdoppelstromsysteme auf Donaumasten mit Übertragungsleistungen von knapp 1400 MW (bei 1 A/mm²) mit ±600 kV–HGÜ–Doppel–Bipolssystemen mit knapp 8000 MW Übertragungsleistung, dann ergibt sich für das HGÜ–System leistungsbezogen eine fast sechsfach geringere Schutzstreifenbreite (vgl. [BBD⁺97]).

- Keine Blindströme (weder induktiv noch kapazitiv) und daher keine damit verbundenen Verluste.
- Niedrigere Koronaverluste und Störsignale bei gleichen Leiterdurchmessern und gleichem Spannungsniveau.
- Keine Notwendigkeit zum Synchronbetrieb und damit keine stabilitätsbedingten Entfernungseinsparungen.
- Möglichkeit zur Verbindung von Wechselstromsystemen mit unterschiedlichen Frequenzen.
- Möglichkeit zur Verbindung von Wechselstromsystemen mit unterschiedlicher Leistungs-Frequenzregelung.
- Niedrige Kurzschlußströme der Gleichstromleitung ohne Beitrag von Kurzschlußströmen zum Wechselstromsystem.
- Kleinere Bauform der Masten bei gleicher Übertragungsleistung pro Trasse¹⁶.

Die HGÜ hat aber in folgenden Punkten auch Nachteile gegenüber der HDÜ¹⁷.

- Die Umrichterstationen sind teurer als die Stationen von HDÜ-Leitungen, sodaß die Nutzung der HGÜ erst bei großen Entfernungen günstiger ist, als die der HDÜ. Die Übertragungsentfernung, ab der Freileitungen als HGÜ günstiger sind als entsprechende HDÜ-Systeme, beginnt bei ca. 500 km, kann in manchen Fällen aber auch höher liegen (vgl. z.B. [GHS94], [Kan96], [CFMS94]).
- Die Umrichter verursachen Verluste, die durch die niedrigeren Verluste der HGÜ-Leitung erst bei größeren Entfernungen überkompensiert werden.
- Die klassischen HGÜ-Stationen können nur an Einspeisepunkten mit hoher Kurzschlußleistung eingesetzt werden, oder benötigen Phasenschieber zur Blindstromkompensation¹⁸.
- Die HGÜ-Umrichterstationen zeichnen sich durch relativ kleine Überlastkapazitäten aus¹⁹.

¹⁶ Die höchsten Freileitungsmasten von Drehstromleitungen (380 kV) in der BRD sind mit 59 m Masthöhe ausgeführt [Gnü00]. Eine ± 600 kV HGÜ Doppelbipolleitung mit einem Zweiebenenmast würde mit 60 m Masthöhe etwa gleich hoch ausfallen, könnte aber ein Mehrfaches der Übertragungsleistung bereitstellen und in günstigen Fällen aufgrund ihrer Eigenschaften auch darüber hinaus gehende zusätzliche Leitungskapazitäten durch Lastflußverbesserungen in bereits bestehenden Drehstromnetzen eröffnen (vgl. z.B. [ABE⁺93]). Höhere Übertragungsspannungen ziehen größere Masthöhen nach sich und werden deshalb – aufgrund ihres Erscheinungsbildes in der Landschaft – in Mitteleuropa als schwer durchsetzbar eingeschätzt.

¹⁷ Siehe Fußnote 14.

¹⁸ Durch neuere Umrichterkonzepte lassen sich die benötigten Kurzschlußleistungen deutlich reduzieren. Mit den klassischen Umrichterkonzepten ist am Einspeiseort eine Kurzschlußleistung vom 2 – 3-fachen der Nennleistung des Umrichters erforderlich (s.z.B. [AMESM98] o. [Kos01]). Mit neuen Umrichtertopologien – den sog. CCC-Umrichtern (Capacitor Commutated Converter s.a. [CRR00]) – läßt sich aber der Blindleistungsbedarf deutlich reduzieren (vgl. z.B. [HJT99] o. [BM01]). Gleichzeitig verbessert die CCC-Technologie die meisten Eigenschaften der Umrichter (s.a. [GM01]). Mit den bisher ausgefeiltesten Konzepten läßt sich der Bedarf an Kurzschlußleistung auf das Äquivalent der Nennleistung des Umrichters reduzieren (s.z.B. [KO01] o. [GJL⁺02]). Nach [KO01] kann das mit CCC-Umrichtern erreicht werden, die durch spezielle Filter auf der Wechselstromseite des Umrichters ergänzt werden. Damit kann eine HGÜ-Station auch an relativ schwachen Netzknoten einspeisen. Mit dem kleineren Blindleistungsbedarf sinkt auch die an noch schwächeren Netzknoten nötige Leistung von Phasenschiebern ab [Häu02a]. Die CCC-Umrichter erlauben durch zusätzliche Nutzung von Phasenschiebern auch noch Werte der Kurzschlußleistung des Drehstromsystems die am Einspeiseort niedriger liegen, als die Nennleistung der Umrichter [Rad00b]. Teilweise könnte die Funktion von Phasenschiebern auch von einspeisenden Anlagen, z.B. auch von heute schon gebräuchlichen drehzahlvariablen Windkraftanlagen mit geeigneten Umrichtern, durch die gezielte Bereitstellung von Blindleistung übernommen werden [Häu02a]. Abhängig vom Anlagentyp der WKA kann der Kurzschlußstrom gleich dem Nennstrom sein (über Umrichter netzgekoppelte WKA) oder etwa dem Fünffachen des Nennstroms entsprechen (direkt netzgekoppelte WKA) [BDH⁺03].

¹⁹ Nach [CFMS94] sind aber immerhin 20% Überlast langfristig realisierbar, die aber bei höheren Umgebungstemperaturen bedingt durch die Leistungsgrenzen des Kühlsystems – als limitierenden Faktor – abfallen.

Die meisten Nachteile der HGÜ gegenüber der HDÜ sind entweder bei den Distanzen, die zwischen den Regionen des Szenariogebiets zu überbrücken sind, nicht relevant oder sie lassen sich aufgrund des heutigen Entwicklungsstandes der Technik mit relativ einfachen technischen Mittel und relativ kleinem wirtschaftlichen Aufwand weitgehend beheben. Damit überwiegen die Vorteile der HGÜ unter dem Gesichtspunkt des Landschaftsschutzes, der Effizienz und der Wirtschaftlichkeit. Diese Vorteile führen zur Entscheidung, die HGÜ-Technik als übergeordnetes Übertragungsnetz zu wählen. Es wird damit bei der Erstellung der Szenarien zu einer Aufgabe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung sowohl den Bau als auch den Betrieb der HGÜ-Systeme für den interregionalen Stromtransport zu optimieren.

13.2.2.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) für die Szenarien

Die HGÜ wird in der Fernübertragung elektrischer Leistung meist für die Punkt-zu-Punkt-Übertragung großer Leistungen von der Stromerzeugung zu einem Einspeiseort nahe eines Verbrauchszentrums genutzt²⁰. Dabei ist die größte Übertragungsleistung mit zweimal 3150 MW über 783 und 805 km zur Übertragung des Stroms aus dem derzeit noch größten Wasserkraftwerk Itaipu (Brasilien – Paraguay) installiert (s.z.B. [CRR00] u. [Mül01]). Diese HGÜ ist seit seiner Inbetriebnahme 1987 mit einer Übertragungsspannung von ± 600 kV auch das System mit der höchsten bisher eingesetzten Gleichspannung [CRR00]²¹. Die größte Entfernung überbrückt mit 1780 km eine HGÜ die seit 1993 bei einer Übertragungsspannung von ± 500 kV eine Leistung von 560 MW vom westlichen Inga in den Süd-Osten der heutigen Demokratischen Republik Kongo transportieren kann. Die größte Entfernung, für die bisher HGÜ-Kabel-Projekte entwickelt wurden, beträgt knapp 700 km [HJT99].

„Weltweit ist nur ein großes Multiterminal-HGÜ-System²² im Einsatz“ die „Hydro Québec - New England transmission“ [ABB02]²³. Diese HGÜ kann also als das bisher einzige leistungsstarke Gleichstromübertragungssystem mit mehr als zwei Umrichterstationen angesehen werden. Über die maximale beherrschbare Anzahl der Umrichterstationen in einem HGÜ-System wurden schon vielfach Überlegungen angestellt (s.z.B. [Kos01], [BEG⁺98] u. [ABE⁺93]). Dabei wurde diese

²⁰ In [Sie02a] sind einige Angaben zu HGÜ-Projekten von Siemens mit einigen technischen Details zu finden und in [CRR00] ist eine Vielzahl ausgeführter HGÜ-Projekten mit mehr als 50 GW Übertragungskapazität aufgelistet und einige technische Details zu ausgewählten Projekten. Verschiedene technische Details zu HGÜ-Systemen, die bis 1996 in Betrieb gegangen sind, sind auch in [CL96] angegeben.

²¹ In den 1990er Jahren war zwischen Rußland und Kasachstan eine 2500 km lange Gleichstromleitung mit einer Übertragungsspannung von ± 750 kV und einer Übertragungsleistung von 6 GW zwischen Ekibastuz in Kasachstan und Tambov in Rußland im Bau (s.z.B. [Bru95], u. [Kos01]). Dieses Spannungsniveau ist auch zur Nutzbarmachung Sibirischer Wasserkraft mit bis zu 20 GW auf zwei bipolaren HGÜ-Leitungen für das 2500 km entfernt gelegene fernöstliche Rußland gedacht [Kos01]. Für Leitungen mit Übertragungsspannungen von bis zu ± 1200 kV gab es in der Sowjetunion schon vor 1981 Planungsschritte [OTA81].

²² Ein Multiterminal-HGÜ-System ist eine HGÜ mit mehr als zwei Umrichterstationen.

²³ Das „Hydro Québec - New England“-System ist mit fünf Umrichterstationen entlang der Gleichstromleitung ausgestattet und wurde auch in dieser Konfiguration getestet, wird aber heute nur mit drei Stationen betrieben [BHK⁺98]. Mit drei Umrichterstationen wird auch die HGÜ „Sardinian-Corsican-Italian Interconnection“ (SaCoI) betrieben [BHK⁺98], wobei die Übertragungsleistung aber fast eine Größenordnung kleiner ist und die Leistung der Parallelanzapfung mit 50 MW gegenüber der Leistung der Kopfstationen mit jeweils 300 MW auch relativ klein ausgeführt ist (s.z.B. [Kan99] u. [Chr02]). Streng genommen gibt es noch eine Reihe weiterer Multiterminal-HGÜ-Systeme, deren Umrichterstationen aber sehr nahe beieinander liegen, sodaß sich darüber streiten läßt, ob sie trotzdem als Multiterminal-HGÜ-Systeme angesehen werden können [BHK⁺98].

Anzahl teilweise recht niedrig angesetzt (s.z.B. [Kos01]), oder davon ausgegangen, daß sich eine größere Anzahl von Terminals durch technische Fortschritte ab 2010 realisieren lassen wird [ABE⁺93]. [BEG⁺98] kommt zu dem Ergebnis, daß sich mit damaliger HGÜ-Technik auch schon große vermaschte HGÜ-Systeme betreiben ließen, rechnet aber bei sehr großer Anzahl von Umrichterstationen mit einem Übergang zu anderen Umrichtertechniken. Nachdem aber von Siemens eine neue Methode, die "Combined and Coordinated Control Method (CCCM)", für das Management von Multiterminal-HGÜ-Systemen entwickelt wurde [BDE⁺00], die einen Betrieb des Systems ohne "Master-Controller" (zentrale Steuerung) ermöglicht, kann davon ausgegangen werden, daß der Anzahl der Konverterstationen kaum technische Grenzen gesetzt sind.

Als Vorteile der "Combined and Coordinated Control Method" gegenüber der herkömmlichen "master-controlled" Betriebsführung von HGÜ-Systemen werden folgende Punkte genannt [BDE⁺00] [Rad00b]:

- schnellere Wiederaufnahme des Betriebs nach Auftreten von Fehler kann sichergestellt werden
- Fehler im Wechselstromsystem führen zu weniger Kommutierungsfehlern in der HGÜ-Stationen
- dezentrale Steuerung (keine zentrale Steuerung notwendig)
- Unterbrechungen der Datenkommunikation können mit dem dezentralen CCCM stabil und sicher und ohne Umrichterausfälle gehandhabt werden
- universeller Aufbau der Steuerung für alle Umrichterstationen
- Systemerweiterungen einfach und ohne Änderung im Leitsystem möglich
- es wird keine schnelle Nachrichtentechnik benötigt
- weniger Kommutierungsfehlern
- beliebige HGÜ-Netzstrukturen möglich

Diese Betriebsführung ist bis heute noch nicht umgesetzt, weil bisher keine größeren komplexen HGÜ-Systeme errichtet wurden. Da sie – oder eine Betriebsführung mit ähnlichen Eigenschaften – mit heutiger Technik realisierbar ist, wird sie aber zur Erstellung der Szenarien implizit zugrunde gelegt. Mit ihr lassen sich die komplexen Strukturen, die beispielsweise in Abbildung 13.8 auf Seite 187 angedeutet sind, realisieren²⁴. Komplexe vermaschte HGÜ-Systeme haben gegenüber vielen einfachen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen den Vorteil, daß sich der Strom immer auf dem Weg des geringsten Widerstandes bewegen kann. Bei gleicher Übertragungsleistung können sich dadurch die Leitungsverluste erheblich verringern²⁵. In vermaschten Systemen kann überdies mit einer höheren Versorgungssicherheit gerechnet werden, da im Falle von Leitungsfehlern für den Leistungstransport noch die verbliebenen Leitungssysteme zur Verfügung stehen [Kan03].

²⁴ Ohne CCCM – oder eine Betriebsführung mit ähnlichen Eigenschaften – müßte das HGÜ-System stattdessen in einzelne weniger komplexe Teilsysteme unterteilt werden, also beispielsweise Ringsysteme, wie sie in [ABE⁺93] untersucht wurden, oder in lineare Systeme, wie sie z.B. in [BHK⁺98] vorgestellt wurden. Dadurch würde sich die Anzahl der benötigten Umrichter erhöhen. Im Grenzfall von jeweils nur zwei Umrichterstationen an den zwei Enden der HGÜ könnte sich die Anzahl der benötigten Umrichterstationen annähernd verdoppeln.

²⁵ Wie in Abschnitt 20.1.13 auf Seite 408 beschrieben, wird der Effekt der Verteilung des Stromes über das gesamte HGÜ-Netz bei der Optimierung nicht berücksichtigt. Die Kraftwerks-Einsatz-Planung entscheidet vielmehr, von welchem Leitungsknoten die Leistung mit welchen Verlusten zu welchem anderen Leitungsknoten fließt. Damit wird immer mit höheren Verlusten gerechnet, als in einem realen Netz anfallen würden. Bei der Erstellung der Szenarien wirkt sich dies im Sinne einer konservativen (zu hohen) Abschätzung der Verluste aus und trägt damit zur Belastbarkeit der Ergebnisse bei.

Außer einer dezentralen Betriebsführung der HGÜ-Umrichter können noch weitere technische Maßnahmen den Betrieb dieser Übertragungssysteme verbessern. Dazu gehören beispielsweise Hochspannungs-Gleichstrom-Leistungsschalter, die zwar schon gebaut und getestet wurden, aber bisher noch in keinem System eingesetzt werden mußten [Kan99] [Kan03]. Mit ihnen lassen sich transiente und permanente Leitungsfehler in etwa 100 ms schnell genug klären um störende Auswirkungen auf angeschlossene Drehstromsysteme praktisch zu vermeiden [Kan99]. Gerade in vermaschten HGÜ-Systemen können sie als wichtiger Bestandteil zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angesehen werden [Kan03]. Für die Entnahme kleinerer Leistungen aus den HGÜ-Leitungen bieten sich gegenüber der Parallelanzapfung mit konventionellen HGÜ-Stationen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit die Serienanzapfungen an, deren Machbarkeit auf Basis konventioneller Thyristor-Technologie eingehend untersucht wurde und außer Frage steht [Kan99] [KR85]. Sinnvolle Entnahmereistungen könnten etwa bei 20% der Gesamtleistung eines HGÜ-Systems²⁶ verteilt auf einige oder viele Serienanzapfungen liegen [Kan03]. Mit modernen Halbleiterbausteinen lassen sich auch sehr kleine Serienanzapfungen mit Leistungen von einigen MW kostengünstig realisieren, die sich auch als Ersatz für lokale Kraftwerke einsetzen lassen (s.z.B. [MAaW01]). Die verschiedenen Möglichkeiten von Serienanzapfungen werden bei der Erstellung der Szenarien nicht explizit berücksichtigt, da sie aber beispielsweise eine räumliche Verteilung der Leistungsabgabe aus HGÜ-Systemen ermöglichen, können sie zur Senkung von Verlusten in (der HGÜ) untergeordneten Verteilungssystemen beitragen und auch andere Vorteile mit sich bringen und so das Gesamtsystem über die Ergebnisse der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung hinaus positiv beeinflussen.

Als Betriebsspannung der HGÜ-Systeme werden für die Szenarien einheitlich $\pm 600 \text{ kV}$ angesetzt.

13.2.2.3 Verluste und Kosten beim Stromtransport

Bei der wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems (Erzeugungssystem mit Übertragungsleitungen) spielen die Transportverluste aufgrund der niedrigen Erzeugungskosten heute oft keine dominierende Rolle. So läge das wirtschaftliche Optimum einer 5300km langen HGÜ-Verbindung zur Übertragung von am Kongo bei Inga produzierbarer Leistung nach Ägypten (ohne Berücksichtigung der Versorgungssicherheit) bei einer Leitungsauslegung mit 30% Verlust bei Nennlast [Dor98]. Bei höheren Erzeugungskosten, wie sie beispielsweise bei der Stromerzeugung durch Solarrinnenkraftwerke anzusetzen sind, verschiebt sich das Optimum zugunsten niedrigerer Übertragungsverluste. Die Abhängigkeit der Übertragungsverluste L_V von der Entnahmereistung L_E für eine 4000km lange Doppelbipolleitung mit einer Übertragungsspannung von $\pm U = \pm 500 \text{ kV}$ und einer Übertragungsleistung von 2 GW bei $0,57 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$ Stromdichte und $R = 55,9 \Omega$ Leitungswiderstand ist in Abbildung 13.6 dargestellt. Die Verluste errechnen sich aus

$$L_V = \frac{(\Delta U)^2}{2R} - L_E - \sqrt{\left(\frac{(\Delta U)^2}{2R}\right)^2 - L_E \frac{(\Delta U)^2}{R}} \quad (13.9)$$

mit $\Delta U = 1000 \text{ kV}$ als Spannungsdifferenz²⁷. Die Leitungsverluste belaufen sich bei 2 GW auf

²⁶ Gemeint sind hier eine HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.

²⁷ Die Formel läßt sich leicht mit Hilfe des ohmschen Gesetzes und dem Zusammenhang zwischen Leistung, Strom und Spannung ableiten läßt.

14,7% mit den Konverterverlusten von 1,3% belaufen sich die Gesamtverluste dann auf 16% (Technische Daten:[Fis98]).

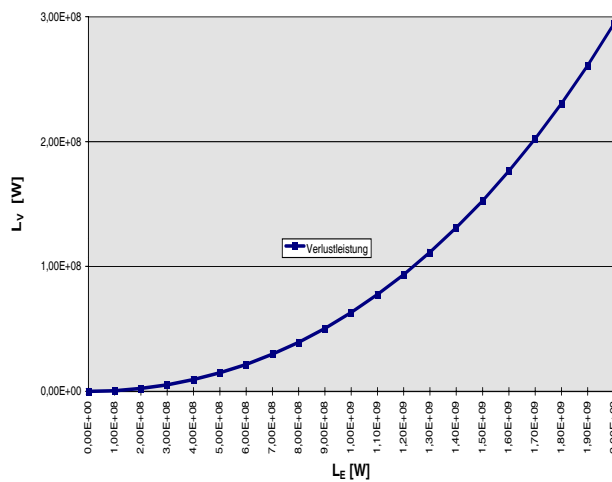


Abbildung 13.6: Leitungsverluste L_V bei einer Kapazität von 2 GW (bei $0,57 \frac{A}{mm^2}$ Stromdichte) in Abhängigkeit von der Entnahmeleistung L_E bei einem Leitungswiderstand von $R_L = 56 \Omega$ wie er für eine ca. 4000km-lange Leitung unter heutigen Bedingungen angesetzt werden könnte (Technische Daten:[Fis98])

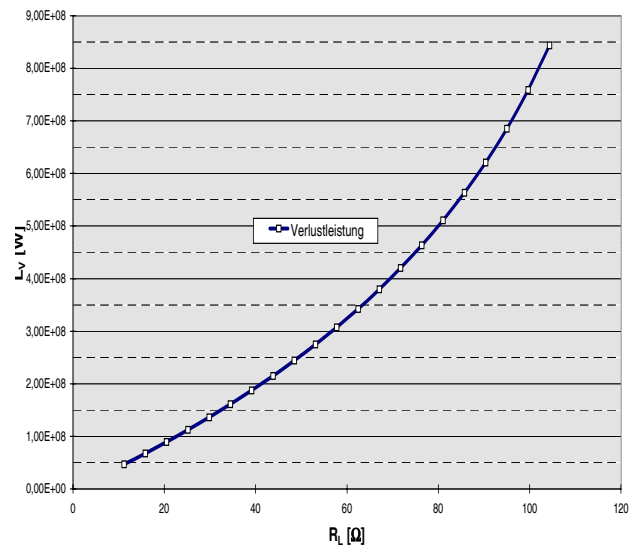


Abbildung 13.7: Leitungsverluste L_V bei 2 GW Entnahmeleistung L_E in Abhängigkeit vom Leitungswiderstand R_L

13.2.2.4 Kosten der HGÜ-Systeme

Die Kosten für die HGÜ-Systeme setzen sich aus Kosten für Freileitungen, Umrichterstationen und gegebenenfalls auch Kosten für see- und landverlegte HGÜ-Kabel zusammen.

Die Kosten von HGÜ-Freileitungen hängen von vielen Faktoren wie Übertragungsspannung, Übertragungsleistung, Leiterquerschnitten, Bauart der Freileitungen und Lohnkosten oder anderen Faktoren mit regionalem Character ab. Einige beispielhafte Kostenangaben aus verschiedenen Quellen sind in Tabelle 13.1 zusammengetragen.

In [Häu99] werden Beispielsweise die Kosten für Doppelbipolleitungen mit 4,8 GW Übertragungskapazität bei einer Übertragungsspannung von ± 600 kV und bei Europäischem Kostenniveau mit gut 140 DM/ (km \times MW) angegeben, wobei die thermische Leistungsgrenze wesentlich

Tabelle 13.1: Gegenüberstellung von Kostenangaben für Gleich- und Drehstromfreileitungen

Typ	Doppelbipol	2*3-Phasen	3-Phasen	2*3-Phasen	Bipol	Doppelbipol
Beseilung	?	2xALST	2xALSt	2xALSt	4xALSt	4xALSt
Querschnitte [mm ²]		362/46	564/72	564/72	564/72	564/72
Spannung [kV]	±800=	115~	230~	230~	±600=	±600=
Leistung [MW]	10600	604MVA	796MVA	1592MVA	2400	4800
Länge [km]	7000	1,61	1,61	1,61	1	1
Gesamtkosten [10 ⁶ DM]	9667 *	0,69	0,73	0,97	0,425	0,68
spez. Kosten $\left[\frac{\text{DM}}{1000\text{kmkW}}\right]$	130 *	712	573	378	177	142
Verlust $\left[\frac{\%}{1000\text{km}}\right]$	3,1	14,8	6,1	6,1	4,2	4,2
Quelle	[Kan99]	[DOE02f]	[DOE02f]	[DOE02f]	[Häu99]	[Häu99]
Wechselkurs		1,38DM/US\$	1,38DM/US\$	1,38DM/US\$		
Bezugsdatum		01.07.1995	01.07.1995	01.07.1995	Ø 1995	Ø 1995

Typ	Doppelbipol	Bipol	Doppelbipol	2*3-Phasen	1*3-Phasen	Doppelbipol
Beseilung	4xALSt	6xALSt	4 x ALSt	?	?	?
Querschnitte [mm ²]	564/72	806/102	564/72			
Spannung [kV]	±500=	±600=	±500=	380~	380~	±500=
Leistung [MW]	4000	5000	4000	1400MVA	700MVA	4000
Länge [km]	1	5200	1945	1	1	1609
Gesamtkosten [10 ⁶ DM]	0,64	3739	1210	0,65	0,45	998
spez. Kosten $\left[\frac{\text{DM}}{1000\text{kmkW}}\right]$	160	144	155	464	643	155
Verlust $\left[\frac{\%}{1000\text{km}}\right]$	5	4	5	?	?	3,9
Quelle	[Häu99]	[AMESM98]	[BDE+98] [Rad00a]	[CI01]	[CI01]	[Lei02] [LK02]
Wechselkurs		1,8DM/US\$	1,99DM/ECU	1,96DM/€	1,96DM/€	2DM/US\$
Bezugsdatum	Ø 1995	01.02.1998	01.04.1998	01.12.2001	01.12.2001	01.09.2002

* Abgeleitet unter Verwendung von weitere Angaben in [KKS89] und [Häu99].

höher liegt²⁸. Werden die Leitungen nur als Bipol mit gleichen Leitungsquerschnitten ausgeführt fallen die spezifischen Kosten etwa um ein Viertel höher aus²⁹. Die Vergrößerung des Leitungsquerschnitts ist eine weitere Möglichkeit die leistungsspezifischen Investitionskosten zu senken. Dabei hat "die Zahl der Bündelleiter keinen signifikanten Einfluß auf die Errichtungskosten" [Kan96]³⁰. Die einfache Bipolleitung aus [AMESM98] mit sechs Teilleitern a 806 mm² im Leiterbündel erreicht bei einer Nennleistung von 5,2 GW ähnlich niedrige Investitionskosten wie die Doppel-

²⁸ Die thermische Belastungsgrenze dieser Leitung ist etwa doppelt so hoch. Beispielsweise wird die Leistungsgrenze für eine Doppelbipolleitung mit der gleichen Auslegung wie bei der ±500 kV HGÜ-Freileitungen von [Häu99] (s. Tab. 13.1) in [Rad00a] mit 8100 MW angegeben, was gut dem doppelten der Nennleistung nach [Häu99] entspricht. Bei ±600 kV sollte die Leistungsgrenze demnach ca. 9700 MW betragen. Für eine Doppelbipolleitungen mit einer Übertragungsspannung von ±600 kV mit ca. 42% größerem Teilleiterquerschnitt als bei der entsprechenden Leitung aus [Häu99] (s. Tab. 13.1) wird die thermische Grenzleistung in [BBD+97] mit 13 GW angegeben. Bereinigt um den größeren Leitungsquerschnitt entspricht dies einer thermischen Grenzleistung von etwa 9,1 GW. Zwischen der Auslegungsnennleistung und der thermischen Grenzleistung liegt also erheblicher Spielraum, mit dessen Hilfe bei Ausfällen einzelner Leiterseile oder innerhalb eines vermaschten Übertragungsnetzes auch bei eventuellen Totalausfällen einzelner Leitungen die ausgefallene Leistung ersetzt werden kann.

²⁹ In [Kan96] wird der Kostenanstieg beim Übergang von Doppelleitungen auf zwei bipolare Leitungen mit ca. 21% etwas niedriger angesetzt. Die Beispiele von [DOE02f] und [CI01] in Tabelle 13.1 zeigen für Drehstromleitungen noch deutlich größere Kostensenkungspotentiale bis zu etwa 50% durch die Verwendung von Übertragungssystemen mit zwei statt einem Stromkreis.

³⁰ Eine größere Zahl von Teilleitern im Leitungsbündeln kann auch genutzt werden um Koronaverluste zu verringern.

leitung gleicher Spannung nach [Häu99]. Würde diese Leitung als Doppelleitung mit 10,4 GW ausgeführt, lägen die Kosten überschlägig etwa bei 115 DM/ ($km \times MW$). Das bedeutet, daß die Kosten der Freileitungen ganz wesentlich auch von der Übertragungsleistung bestimmt werden³¹.

Einen deutlichen Einfluß auf die leistungsspezifischen Investitionskosten hat auch die Wahl der Übertragungsspannung. Das illustriert beispielsweise der Vergleich der Drehstromleitungen mit 115 bzw. 230 kV Nennspannung in Tabelle 13.1, hier hat allerdings auch die unterschiedliche Beseilung einen Einfluß. Die Erhöhung der Nennspannung senkt die leistungsspezifischen Kosten und gleichzeitig auch die Verluste. Das geht auch aus dem Vergleich der ± 500 und ± 600 kV-HGÜ-Freileitungen nach [Häu99] in Tabelle 13.1 hervor.

Regionale Kostenunterschiede wirken sich schon innerhalb der EU-15 deutlich aus. Hier betragen die Kostendifferenzen bei 400 kV-Drehstrom-Leitungen zwischen einzelnen Ländern teilweise mehr als 100% [PPR02]. Dabei befinden sich die Kosten in Portugal und Finnland am unteren und die in Dänemark und Frankreich am oberen Rand des Spektrums. Für HGÜ-Freileitungen werden in [MPP⁺94] die Leitungskosten in Polen, Weißrussland und Rußland mit 60, 45 und 45% der Kosten in Deutschland angegeben. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit jährlich 1% der Gesamtinvestition erfasst [ABE⁺93] [Fis98].

13.2.2.4.1 HGÜ-Leitungen: Grundannahmen für die Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten für HGÜ-Leitungen mit 70 €/ ($kW \times 1000km$) etwa bei den Angaben von [Häu99] für zwei bipolare HGÜ-Stromkreise auf einem Tragmast mit ± 600 kV Gleichspannung und insgesamt 4800 MW Übertragungsleistung angenommen. Mögliche Kostenreduktionen durch größere Leistungen oder auch regionale Abweichungen der Kosten aufgrund niedrigerer Lohnkosten bei der Errichtung der Leitungen werden bei diesem einheitlichen Kostenansatz nicht berücksichtigt³². Die kalkulatorische Lebensdauer³³ wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit 5%/a gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit jährlich 1% der Gesamtinvestition veranschlagt. Alle jährlichen Kosten werden bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gemäß Gleichung 20.24 auf Seite 407 berücksichtigt. Die Volllastverluste werden mit 4%/ 1000 km angesetzt

³¹ Nach [Hos01] steigen die Kosten von Freileitungen etwa mit der Quadratwurzel der Nenn-Übertragungsleistung, was noch niedrigere leistungsspezifische Investitionskosten für die Doppelleitung mit 10,4 GW nahelegen würde. Nach [DMP⁺84] verlaufen die leistungsspezifischen Investitionskosten bis mindestens 10 GW Übertragungsleistung (P) näherungsweise proportional zu $P^{-0,4}$.

³² Die Kosten für Flurschäden oder Entschädigungen für Wegerechte werden dagegen als inbegriffen angesehen, was z.B. bei [Häu99] nicht der Fall ist. In [Mül01] werden dafür beispielsweise bei einfach beseilten 110 kV-Drehstromdoppelsystemen mit etwa 100 MW Übertragungsleistung (bei 1 A/ mm^2) 6% der Gesamtkosten angegeben. Die Schutzstreifenbreite solcher Leitungen liegt bei etwa 35m (s.z.B. [BBD⁺97]). Bei 380 kV-Drehstromdoppelsystemen mit ca. 1400 MW Übertragungsleistung ist die Schutzstreifenbreite mit ca. 59m nur um 14m größer und beträgt bezogen auf die Übertragungsleistung weniger als ein Achtel. Noch wesentlich geringer ist die leistungsbezogene Schutzstreifenbreite bei Leistungsstarken HGÜ-Systemen. Für ein ± 600 kV-Doppelbipolssystem mit knapp 8000 MW – wie in [BBD⁺97] aufgeführt – beträgt sie im Verhältnis zum 110 kV-Drehstromdoppelsystem nur etwa ein 50tel. Deshalb sind für leistungsstarke HGÜ-Systeme wohl nur sehr geringe Entschädigungskosten für die Landschaftsnutzung zu erwarten, was deren Vernachlässigung rechtfertigt.

³³ Hochspannungsleitungen haben eine Lebensdauer von 100 bis 120 Jahren (s.z.B. [Wan03]).

und bei der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung entsprechend der Beschreibung in Kapitel 20.1.13 auf Seite 408 berücksichtigt.

Die Kosten von HGÜ-Kabeln hängen ebenfalls von verschiedenen Faktoren wie Übertragungsspannung, Übertragungsleistung, Leiterquerschnitten und Ausführung der Kabel ab. Bei den Kosten von Kabeln scheinen noch deutliche Senkungspotentiale erschließbar³⁴. Kabel sind i.A. wesentlich teurer als Freileitungen³⁵. Aufgrund der hohen Kosten von Kabeln wird nach Möglichkeit auf den Bau von Freileitungen zurückgegriffen. Ein breites Anwendungsfeld finden HGÜ-Kabel aber bei der Überwindung von Seepasagen³⁶. Einige beispielhafte Kostenangaben aus verschiedenen Quellen sind in Tabelle 13.2 zusammengetragen.

Beispielsweise steigen nach [DOE02f] die Kosten beim Übergang von Drehstromkabeln mit 115 kV Übertragungsspannung und 200 MVA Übertragungsleistung zu Kabeln mit 230 kV und 400 MVA nur geringfügig – um 12% – an³⁷. Die leistungsspezifischen Kosten des 230 kV-Kabels liegen daher um ca. 44% niedriger³⁸. Niedrigere leistungsspezifische Kosten bei höherer Übertragungsspannung weisen auch die Angaben von [Fis98] und [Acq02] für HGÜ-Kabel auf (s. Tab. 13.2).

Die Verluste der HGÜ-Kabel in Tabelle 13.2 betragen bei Vollast je nach Leiterquerschnitt, Leitermaterial und Übertragungsspannung zwischen 2,8 und 5,8%/1000 km. Die Verluste folgen dem Ohmschen Gesetz und sinken relativ zu niedrigeren Übertragungsleistungen linear³⁹.

³⁴ Für eine neue Generation von HGÜ-Kabeln mit 550 kV Übertragungsspannung statt 400 kV und 900 MW Übertragungsleistung statt 600 MW wurden 1998 von Pirelli um 45% niedrigere leistungsspezifische Kosten erwartet [Acq02]. Eine Entwicklungskooperation von Pirelli und EDF hat für erdverlegte 400 kV–Drehstromkabel eine Kostenreduktion um 50% erbracht [Eas01]. Die Kosten des Leitermaterials Aluminium betragen nur etwa 1% der Gesamtkosten der Kabel nach [Acq02] in Tabelle 13.2, was auch auf Kostensenkungspotentiale schließen läßt. In der Testphase befanden sich seit 1999 relativ einfach aufgebaute HGÜ-Kabel mit Kupferleiterquerschnitten bis 2000 mm² für 600 kV Übertragungsspannung und bis zu 1200 MW Übertragungsleistung, von denen große ökonomische Vorteile gegenüber den bisher eingesetzten Systemen erwartet werden [Pir].

³⁵ Nach [Fis98] ist für HGÜ-Kabel ungefähr mit den 7 – 10-fachen Kosten von Freileitungen zu rechnen. Gut acht-fache Kosten einer Freileitung gleicher Übertragungsleistung werden für eine 380 kV–Drehstrom–Kabelverbindung beispielsweise auch in [VER03] angegeben. Hierbei sind allerdings auch die Kosten für 18 Stationen mit Spulen berücksichtigt, die für die Kompensation der kapazitiven Ladeströme des 90 Kilometer langen Drehstromkabels nötig werden. Bei HGÜ-Kabeln kann auf solche Kompensationsdrosseln verzichtet werden.

³⁶ Hochspannungsübertragung über größere Distanzen durch Wasser läßt sich ökonomisch nur schwer mit Drehstrom realisieren, da die dielektrischen Verlusten in der Isolation proportional zur Länge des Kabels zur Frequenz und zum Quadrat der Übertragungsspannung ansteigen (vgl. [Gnü00]). Schon bei relativ kleinen Übertragungsentfernungen erreichen die kapazitiven Ladeströme so hohe Werte, daß – ohne Kompensationsdrosseln – durch die, mit den Ladeströmen verbundenen, Verluste alleine schon die thermische Grenzbelastung erreicht wird und somit keine Nutzleistung mehr übertragbar ist (s.a. [Mül01]). Deshalb findet die HGÜ hier ein breites Anwendungsfeld (s.z.B. [Bal03]).

³⁷ Im Vergleich zu einfach beseitigten Freileitungen mit Stahlmasten liegen die leistungsbezogenen Mehrkosten für das Kabel jeweils etwa beim 10-fachen der Freileitungskosten. Wenn auch Holzmastkonstruktionen berücksichtigt werden, die bei 115 kV–Leitungen ebenfalls Verwendung finden, dann ist das Kabel bei diesem Spannungsniveau sogar fast 18-mal so teuer wie die Freileitung, was auf ein günstigeres Verhältnis für Kabel bei höheren Spannungen schließen lassen könnte und damit im Gegensatz zur Aussage eines ungünstigeren Verhältnisses in [Mül01] steht.

³⁸ Aufgrund der technischen Angaben ist davon auszugehen, daß beide Kabel die gleichen Leiterquerschnitte aufweisen und der Kostenunterschied hauptsächlich vom höheren Aufwand für die Isolierung herrührt, wogegen die Verlegungskosten wohl ähnlich ausfallen sollten.

³⁹ Bei halber Leistung sinkt beispielsweise die absolute Verlustleistung quadratisch auf ein Viertel ab und ist dann relativ zur Übertragungsleistung halb so hoch wie bei Vollast.

Tabelle 13.2: Gegenüberstellung von Kostenangaben für Gleichstrom– und Drehstromkabel

Typ	M + A*	Bipol	M + A*	3-Phasen	3-Phasen	M + R*	M + A*	M + A*	M + A*
Verlegung	See	See	See	Land	Land	See	See	See	See
Querschnitt [mm ²]	1600Cu	1400Cu	1600Cu	?	?	1375Cu	1400Cu	1400Cu	1333Cu
Spannung [kV]	±450=	±400=	±450=	115~	230~	±500=	±400=	±400=	±450=
Leistung [MW]	600	1100	600	200	400	600	550	550	600
Länge [km]	1	945	250	1,6	1,6	578	2000	1170	1
Gesamtkosten [10 ⁶ DM]	0,95	1158	446	4,73	5,3	644	3094	2013	1,33
spez. Kosten [$\frac{DM}{1000kmkW}$]	1583	1114	2975	14691	8236	1857	2812	3128	2220
Verlust [$\frac{\%}{1000km}$]	3,1	4,2	3,1	?	?	3	4,2	4,2	3,7
Quelle	[Häu99]	[PL92]	[GHS94]	[DOE02f]	[DOE02f]	[Wei03]	[Sig99]	[Sig99]	[Fis98]
Wechselkurs	2,75 $\frac{DM}{GBP}$	2,4 $\frac{DM}{GBP}$	1,65 $\frac{DM}{US\$}$	1,43 $\frac{DM}{US\$}$	1,43 $\frac{DM}{US\$}$	1,93 $\frac{DM}{ECU}$	1,98 $\frac{DM}{ECU}$	1,98 $\frac{DM}{ECU}$	1,78 $\frac{DM}{US\$}$
Bezugsdatum	Ø 1992	1.11.92	1. 4.94	Ø 1995	Ø 1995	1. 2.97	1.12.97	1.12.97	1.12.97

Typ	M + A*	M + A*	2 Bipole	4 Bipole	M + A*	Bipol	Bipol	M + A*	M + R*
Verlegung	See	See	See	Land	See	See	See	See	See
Querschnitt [mm ²]	1600Cu	1667Cu	?	?	?	1000Al	1000Al	1000Al	1000Al
Spannung [kV]	±500=	±600=	±600=	±145=	±400=	±500=	±600=	±600=	±600=
Leistung [MW]	800	1000	4000	1332	500	1000	1200	600	600
Länge [km]	1	1	1400	300	303,1	200	200	200	200
Gesamtkosten [10 ⁶ DM]	1,42	1,47	9834	849	338	274	297	152	238
spez. Kosten [$\frac{DM}{1000kmkW}$]	1776	1465	1756	2126	2233	1369	1239	1263	1982
Verlust [$\frac{\%}{1000km}$]	3,4	2,8	?	?	?	5,8	4,8	4,8	4,8?
Quelle	[Fis98]	[Fis98]	[Kos01] [Pod01]	[Woo01]	[Pir02]	[Acq02]	[Acq02]	[Acq02]	[Acq02]
Wechselkurs	1,78 $\frac{DM}{US\$}$	1,78 $\frac{DM}{US\$}$	2,2 $\frac{DM}{US\$}$	2,31 $\frac{DM}{US\$}$	1,96 $\frac{DM}{€}$	1,96 $\frac{DM}{€}$	1,96 $\frac{DM}{€}$	1,96 $\frac{DM}{€}$	1,96 $\frac{DM}{€}$
Bezugsdatum	1.12.97	1.12.97	1. 5.01	1. 6.01	ab 1999	=	=	=	=

* M + A steht für Monopol mit Anode zur Rückleitung im Meer und M + R für Monopol mit metallischer Rückleitung in einem spannungslosen Kabel.

Vielfach werden HGÜ–Seekabel als Monopol ausgelegt (vgl. [Bal03]). Wobei die Rückleitung meist über Seeelektroden realisiert wird. Die Elektroden stellen nur eine relativ geringe Investition dar (vgl. Angaben von [Acq02] in Tab. 13.2). Deshalb werden sie zur Sicherheit häufig auch bei Bipolaren HGÜ–Systemen installiert. Manche monopolare HGÜ–Kabelverbindungen werden auch mit metallischer Rückleitung ausgeführt. Das ist die mit Abstand teuerste Möglichkeit, da das ”spannungslose” Rückleitungskabel zusätzlich etwa 60% der Kosten des eigentliche Seekabels mit sich bringt [Acq02]⁴⁰. Berücksichtigt man diesen Faktor bei den Kosten des Eurocable (vgl. [Wei03] in Tab. 13.2), dann kann man für eine Ausführung als Bipol doppelter Leistung Kosten unter 1200 DM/ (MW × km) abschätzen, was knapp oberhalb der Plankosten des Kabels zwischen Island und Großbritannien nach [PL92] und knapp unterhalb der Kosten des Aluminiumkabels nach [Acq02] liegt, das auch für Meerestiefen > 2000m geeignet sein soll. Der Übergang von monopo-

⁴⁰ Die metallische Rückleitung sollte neben den hohen Investitionskosten auch die Verluste erhöhen.

laren Kabelsystemen mit metallischem Rückleiter auf bipolare Systeme doppelter Leistung bringt also ein sprunghaftes Absinken der leistungsspezifischen Investitionskosten mit sich.

13.2.2.4.2 HGÜ–Kabel: Grundannahmen für die Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten für HGÜ–Kabel mit $700 \text{ €/}(MW \times km)$ genau 10 mal so hoch wie die Kosten der Freileitungen angesetzt und liegen damit etwa im Mittelfeld zwischen den Kostenangaben für HGÜ–Kabelsysteme mit $\pm 600 \text{ kV}$ Gleichspannung ohne metallische Rückleitung, also z.B. in bipolarer Ausführung. Mögliche Kostenreduktionen durch größere Leistungen oder auch regionale Abweichungen der Kosten aufgrund niedrigerer Lohnkosten bei der Installation der Kabel oder Kostensenkungen durch zukünftige technologische Fortschritte werden bei diesem einheitlichen Kostenansatz nicht berücksichtigt. Die kalkulatorische Lebensdauer⁴¹ wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit $5\%/a$ gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden wie bei den Freileitungen mit jährlich 1% der Gesamtinvestition erfasst. Alle jährlichen Kosten werden bei der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung gemäß Gleichung 20.24 auf Seite 407 berücksichtigt. Die Volllastverluste werden – wie bei den Freileitungen – mit $4\%/1000 \text{ km}$ angesetzt und bei der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung entsprechend der Beschreibung in Kapitel 20.1.13 auf Seite 408 berücksichtigt.

Die Kosten der Umrichterstationen für HGÜ–Systeme sind von vielen Faktoren abhängig. Sie setzen sich bei neueren Anlagen etwa aus 20% für die Stromrichterventile, 18% für Planung, Errichtung und Inbetriebnahme, 16% für Umrichtertransformatoren, 14% für Baumaßnahmen, 7% für Regelungskomponenten und weiteren 25% für die übrigen Komponenten und sonstige Kostenarten zusammen⁴². Die Thyristortechnologie wurde für Stromrichterventile in den frühen 1970'ern Jahren eingeführt (vgl. [CL96]). Seither hat es erhebliche Fortschritte gegeben. So hat seit dem Bau der Cahora–Bassa–HGÜ die Anzahl der Thyristoren von $28/MW$ auf etwa $1/MW$ abgenommen (s.z.B. [Sch03])⁴³.

Als Preisbasis für eine Umrichterstation mit einer Nennleistung von $P_0 = 1600 \text{ MW}$ im Jahr 1990 werden in [Kan96] leistungsspezifische Kosten (k_0) von 205 DM/kW angegeben. Die Kosten der Umrichterstation sind stark von deren Leistung abhängig (vgl. a. [Woo98]). Diese Abhängigkeit kann nach [Kan96] durch den Zusammenhang zwischen den leistungsspezifischen Kosten im Ba-

⁴¹ Kabel haben nach [Wan03] eine Lebensdauer von ca. 30 bis 40 Jahren. Pirelli hat mit seinen neueren Kabelprototypen erfolgreiche Tests durchgeführt, mit denen 70 Jahre Lebensdauer simuliert wurden [Pir].

⁴² Diese Werte sind aus Angaben für einen HGÜ–Station mit 2000 MW Nennleistung in [CRR00] zusammengestellt. In [Woo98] werden die Anteile für Stromrichterventile mit 21.7% (21.3%) und Umrichtertransformatoren mit 22% (21.7%) für einen Umrichter mit 3000 MW (1000 MW) Nennleistung und $\pm 500 \text{ kV}$ ($\pm 350 \text{ kV}$) Gleichspannung noch deutlich höher angesetzt.

⁴³ Die Reduktion der Anzahl benötigter Thyristoren resultiert vornehmlich aus einer deutlichen Steigerung der Sperrspannung, die heute etwa bis 10 kV reicht, und der Stromtragfähigkeit, die heute bei ca. 10 kA liegt (s.z.B. [Sie], [CFW03], [CRR00] u. [ASS96]).

sisifall (k_0) und leistungsspezifischen Kosten (k) bei anderer Systemauslegung

$$k = k_0 \times \left(\frac{P_0}{P} \right)^x \quad \text{mit} \quad x = \frac{1}{4} \quad (13.10)$$

angegeben werden⁴⁴. In Tabelle 13.3 sind Kosten für HGÜ–Stationen aus verschiedenen Quellen und Jahren aufgeführt und den Angaben von [Kan96] gegenübergestellt.

Tabelle 13.3: Gegenüberstellung verschiedener Kostenangaben für HGÜ–Umrichterstationen

Jahr		1990	1993	1997	1997	1998	1998	1998	1998
Leistung	[MW]	1600	4000 ?	600	1000	1000	1800	4000	3000
Spannung	[kV]	±400	±600	±500	±500	±400	±500	±500	±500
spz. IK nominal	[DM/kW]	205	173	123	104	188	83	114	136
Realwertkorrektur*	[%]	100	88	83	83	82	82	82	82
spz. IK real	[DM/kW]	205	153	102	86	155	68	93	112
Vergleichskosten**	[DM/kW]	205	169	376	264	245	205	162	175
Kostenrereduktion***	[%]	0	9	73	67	37	67	42	36
Quelle		[Kan96]	[ABE ⁺ 93]	[BEP]	[BEP]	[CL98a]	[Sie98]	[BHK ⁺ 98]	[Woo98]
Jahr		1998	1999	1999	1999	2000	2001	2001	2001
Leistung	[MW]	1143	1000	2000	4000	2000	3000	3000	3000
Spannung	[kV]	±500	±600	±600	±600	±500 ?	±500	±500	±500
spz. IK nominal	[DM/kW]	108	184	130	121	121	114	121	165
Realwertkorrektur*	[%]	82	82	82	82	82	81	81	81
spz. IK real	[DM/kW]	89	151	106	99	100	92	98	134
Vergleichskosten**	[DM/kW]	247	291	209	169	198	175	175	175
Kostenrereduktion***	[%]	64	48	49	41	50	50	44	24
Quelle		[BDE ⁺ 98]	[Häu99]	[Häu99]	[Häu99]	[CRR00]	[Sie01]	[Kos01]	[Kos01]

* Korrektur auf den Wert im Jahr 1990 mit BIP-Deflator für Deutschland aus [OEC02].

** Spezifische Kosten für 1990 nach der Stationskostenformel aus [Kan96] (vgl. Fußnote 44).

*** Kostenrereduktion gegenüber den Vergleichskosten für 1990 nach der Stationskostenformel aus [Kan96].

Die Kosten liegen nach Berücksichtigung der Auslegungsunterschiede in Leistung, Spannung und Strom alle wesentlich tiefer als die Angaben für 1990 erwarten ließen. Nach Angaben in [Häu99] lagen die spezifischen Weltmarktpreise für bipolare Stromrichterstationen (± 600 kV) mit Nennleistungen von 2000 MW im Jahr 1998 bei 130 DM/ kW. Das ist gegenüber den Angaben in [Kan96] eine Kostenreduktion⁴⁵ um 40%, inflationsbereinigt um 51% (vgl. Stationskostenformel in Fußnote 44). Bei gleichem Spannungsniveau und doppelter Nennleistung (4000 MW) lagen die spezifischen Weltmarktpreise bei 121 DM/ kW. In [BEP] wird für ± 500 kV–HGÜ–Umrichter mit 1000 MW

⁴⁴ Die Abhängigkeit von Leistung, Spannung und Strom kann danach ausgehend von einer Basis mit $P_0 = 1600$ MW, $U_0 = 400$ kV und $I_0 = 2000$ A mit

$$k = k_0 \times \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{1}{4}} \times \left\{ 0,985 + 0,015 \left(\frac{U}{U_0} \right)^4 \right\} \times \left\{ 0,96 + 0,04 \left(\frac{I_0}{I} \right)^2 \right\}$$

angesetzt werden.

⁴⁵ Im Jahr 1993 wird in [ABE⁺93] noch mit 90 ECU/ kW für Umrichterstationen mit 5 GW Nennleistung für ± 600 kV angegeben, was unter Berücksichtigung der Stationskostenformel nominal sogar um ca. 11% höher liegt als der für 1990 erwartete Wert.

(600 MW) Nennleistung in Litauen und Polen spezifische Investitionskosten von 53 *ECU/kW* (63 *ECU/kW*) angesetzt, was für die 1000 MW-Umrichter nochmals mehr als 40% tiefer liegt als der entsprechende Weltmarktpreis aus [Häu99]. Durch die Nutzung neuer Umrichterkonzepte wie beispielsweise CCC-Umrichter⁴⁶ oder Einsparungen bei Baumaßnahmen lassen sich gegenüber dem heutigen Kostenniveau voraussichtlich weitere Kostenreduktionen erzielen (s. z.B. [KO01], [GJL⁺02] u. [HJT99]).

13.2.2.4.3 HGÜ-Umrichter: Grundannahmen für die Szenarien

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten für die Umrichterstationen mit 60 €/kW etwa bei den Angaben von [Häu99] für bipolare Stromrichterstationen mit ± 600 kV Gleichspannung und 4000 MW Nennleistungen angesetzt. Mögliche Kostenreduktionen durch größere Leistungen oder auch regionale Abweichungen der Kosten aufgrund niedrigerer Lohnkosten bei lokalen Bautätigkeiten oder Kostensenkungen durch zukünftige technologische Fortschritte werden bei diesem einheitlichen Kostenansatz nicht berücksichtigt. Die kalkulatorische Lebensdauer⁴⁷ wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit 5%/a gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden wie bei den anderen HGÜ-Komponenten mit jährlich 1% der Gesamtinvestition erfasst [ABE⁺93]. Alle jährlichen Kosten werden bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gemäß Gleichung 20.2 auf Seite 398 berücksichtigt. Die Volllastverluste jedes Umrichters werden mit 6‰ angesetzt und bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 20.1.13 auf Seite 407 berücksichtigt. Sie setzen sich aus 1‰ Stillstandsverlusten und 5‰ weiteren Verlusten mit verschiedenen Lastabhängigkeiten unterschiedlicher Komponenten der Umrichterstation zusammen (vgl. Fußnote 22 auf Seite 407). Die Stillstandsverluste fallen zu jedem Zeitpunkt an⁴⁸ und die leistungsabhängigen Anteile werden linear zwischen den Volllastverlusten und dem leistungslosen Fall für die jeweilige Übertragungsleistung approximiert⁴⁹.

13.3 Stromverbrauch in den Regionen des Szenariogebiets

Ebenso wie die Stromproduktion aus den verschiedensten Quellen und Kraftwerken muß – zur Erstellung der Szenarien – auch der Stromverbrauch adäquat erfasst sein. Dies bedeutet, daß

⁴⁶ Vergleiche Fußnote 18.

⁴⁷ Nur relativ wenige Thyristor-HGÜ-Umrichter sind vor mehr als 25 Jahren errichtet worden [Chr02] [Sie02a] [ABB03]. Selbst nach mehr als 25 Jahren scheinen allerdings Reperaturarbeiten an einzelnen Komponenten den Weiterbetrieb von Umrichterstationen zu ermöglichen [Sie02b] [ECE03]. Die Auslegungslbensdauer scheint deutlich oberhalb von 25 Jahren zu liegen [Sie03].

⁴⁸ Freischaltungen der Umrichtertransformatoren werden selbst im leistungslosen Fall oder wenn die Leistung so klein ist, daß einzelnen Transformatoren nicht gebraucht werden, nicht berücksichtigt. Das wirkt sich Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien aus, da die Verluste tendenziell überschätzt werden.

⁴⁹ Durch diese lineare Approximation wird sichergestellt, daß die, bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung berücksichtigten Verluste immer oberhalb der real zu erwartenden Verluste liegen, was sich im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien auswirkt.

sowohl die zeitliche als auch die räumliche Struktur des Strombedarfs in genügender Detaillierung abgebildet sein muß. Dabei soll von einer Situation ausgegangen werden, die der heutigen in guter Näherung entspricht⁵⁰. Als Basis für die Stromverbräuche wurde nach Möglichkeit einheitlich das Jahr 1994 gewählt (s.a. Fußnote 76 auf Seite 387).

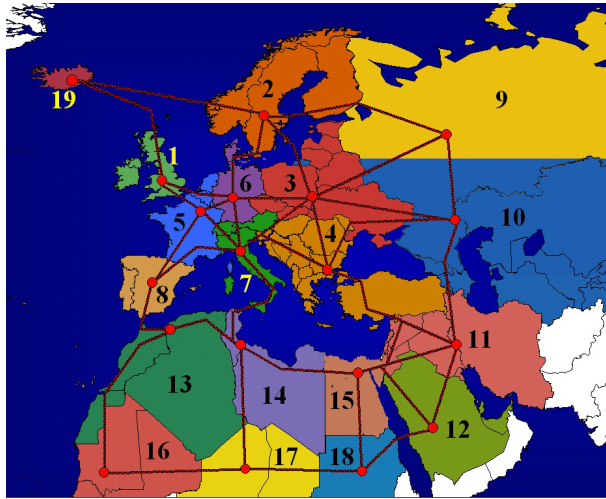


Abbildung 13.8: Unterteilung des berücksichtigten Versorgungsgebietes in 19 Regionen und Andeutung der Trassen für das HGÜ-Netz zu den gedachten Lastknoten* in den rechnerischen Bevölkerungsschwerpunkten der einzelnen Regionen.

* Genau genommen fallen die rechnerischen Lastzentren und die gedachten Einspeiseknoten in das HGÜ-System nicht exakt zusammen (vgl. Abb. 21.2 u. Abb. 21.3 auf Seite 412).

Der Stromverbrauch wird ebenso, wie die Potentiale der Stromerzeugung auf die 19 Regionen innerhalb des Szenariogebiets unterteilt, wobei er jeweils als – in den Bevölkerungsschwerpunkten – aggregierter Verbrauch abgebildet ist. Da die meteorologischen Daten mit einer zeitlichen Auflösung von drei Stunden zur Verfügung stehen, wurde auch für die Last dieses Intervall gewählt. Bei der Kraftwerkseinsatz- und Auswahlplanung ist die Erfüllung der Lastdeckungsbedingung eine mathematische Nebenbedingung, die in jeder der Regionen jederzeit erfüllt sein muß (vgl. Abschnitt 20.1.3 auf Seite 398). Lediglich durch ein in der Leistung begrenztes Lastmanagement wird in den meisten Szenarien die zeitweilige Verlagerung von kleinen Teilen zur Lastdeckung zugelassen (vgl. Abschnitt 20.1.14 auf Seite 408).

Für die Erstellung der Zeitreihen wurden Stundenwerte des Strombedarfs in verschiedenen Ländern innerhalb des Szenariogebiets genutzt⁵¹ (Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Lastzeitreihen ist in Kapitel 18.6 ab Seite 387 beschrieben.). Dafür konnten Lastdaten aus Österreich, Belgien, Schweiz, Deutschland, Tschechien, Spanien, Frankreich, Großbritannien, Griechenland, Ungarn, Italien, Luxemburg, den Niederlanden, Norwegen, Polen, Slowenien mit Kroatien, Serbien mit Montenegro und der Slowakei genutzt werden. Die regionalen Daten wurden – entsprechend den Ausgangsdaten – in stündlicher Auflösung erstellt. Anschließend wurden Dreistundenmittelwerte gebildet um die Datenmenge für die Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung zu reduzieren (vgl. Kap. 14.1.2 ab S. 201).

In Tabelle 13.4 sind die regionalen Jahresstromverbräuche angegeben und die Effekte der Zeitschrittreduktion veranschaulicht. Der Übergang von Stundenwerten zu Dreistundenwerten bringt

⁵⁰ In Szenario **VE** (s. Abschnitt 15.2.9 ab Seite 324) einem Szenario mit erhöhten Verbräuchen in Regionen bisher unterdurchschnittlichen Konsums elektrischer Energie wird davon abgewichen und exemplarisch die Auswirkungen erhöhten Konsums in diesen Regionen bei gleichzeitiger Veränderung der räumlichen Verbrauchsstruktur innerhalb des Szenariogebiets untersucht.

⁵¹ Es war im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, Zeitreihen des Stromverbrauchs aller 67 Länder im Szenariogebiet zusammen zu tragen.

für einzelne Regionen eine Absenkung der Spitzenlast um bis zu vier Prozent mit sich. Er bewirkt aber für alle Regionen gemeinsam nur eine Absenkung um weniger als ein Prozent. Etwas stärker fällt die Anhebung der Lastminima aus, die sich in einzelnen Regionen – insbesondere solchen mit relativ niedrigen Verbräuchen – mit bis zu 8% bemerkbar macht, aber im Verbund aller Regionen nur etwas mehr als zwei Prozent beträgt. Die Anhebung der Lastminima ist wahrscheinlich nicht auslegungsrelevant und würde sich allenfalls im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien auswirken. Die Spitzenlastabsenkung ist dagegen eher auslegungsrelevant und könnte einen unrealistisch "positiven" Effekt auf Ergebnisse der Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung haben, sich also nicht im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien auswirken. Dies würde dann zutreffen, wenn in den Szenarien Erzeugungseingpässe mit den Lastspitzen zusammen fallen würden. Der Effekt könnte bei realistischeren Lastverläufen zur Notwendigkeit führen, etwas höhere Leistungen für Engpasssituationen zuzubauen, deren Leistung maximal der Lastdifferenz zwischen Dreistunden- und Einstundenwerten entspricht. Eine andere denkbare Maßnahmen wäre der Zubau von Leitungskapazität um vorhandene Ausgleichspotentiale besser zu nutzen.

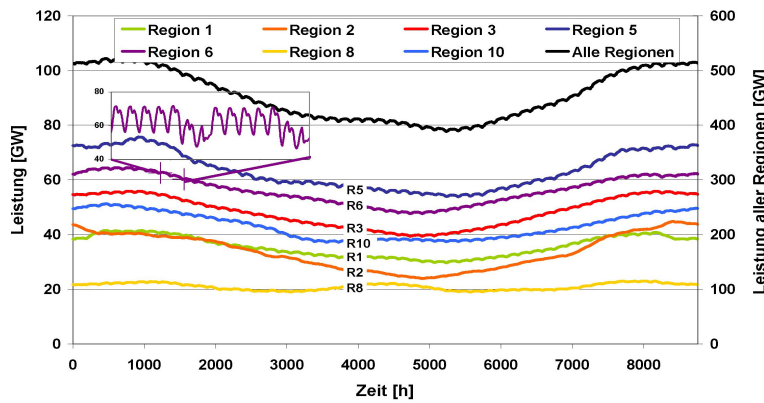


Abbildung 13.9: 30-Tage-Mittelwerte des in den Szenarien berücksichtigten Stromverbrauchs in einigen ausgesuchten Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

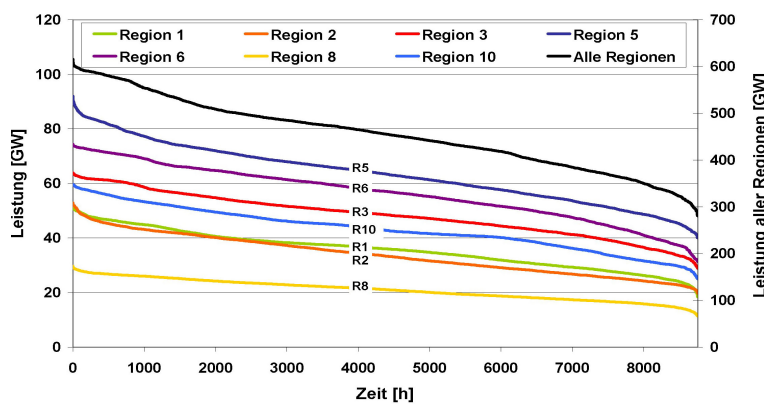


Abbildung 13.10: Dauerlinien des in den Szenarien berücksichtigten Stromverbrauchs in einigen ausgesuchten Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

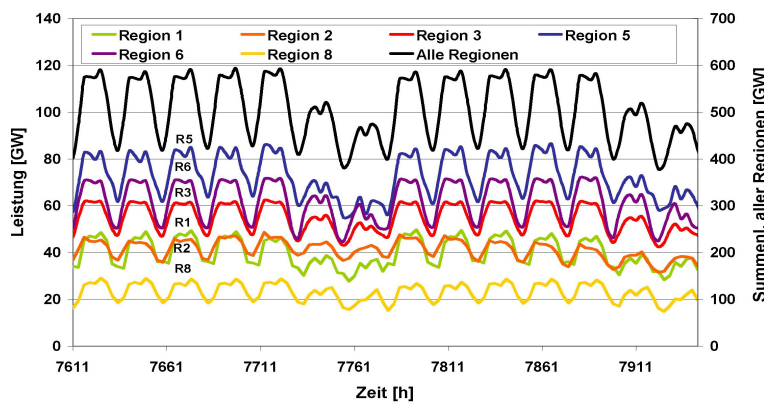


Abbildung 13.11: Zeitverlauf des in den Szenarien berücksichtigten Stromverbrauchs während der 46. und 47. Woche in einigen ausgesuchten Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

Nebenstehende Abb. 13.9 zeigt die längerfristigen Verläufe des Stromverbrauchs in ausgewählten repräsentativen Regionen sowie des gleichzeitigen gemeinsamen Verbrauchs. Wie zu erwarten steigt der Stromverbrauch aufgrund des höheren Wärme- und Beleuchtungsbedarfs in den nördlichen Gebieten im Winter an. Prinzipiell ist das zeitliche Verhalten aber meist relativ ähnlich. Die nördlicheren Regionen weisen ausgeprägtere Wintermaxima und Sommerminima auf. In der südlichen Region 8 liegen drei schwach ausgeprägte Maxima vor, von denen eines im Hochsommer evtl. auf Klimatisierungslasten zurückzuführen ist. Das Verhältnis der Monatswerte minimaler zu denen maximaler Last ist dem entsprechend in den nördlichen Regionen mit etwa 53% am kleinsten (vgl. Tab. 13.5). Damit ist dort die jährliche Variation des Strombedarfs am ausgeprägtesten. Die Summe der Lastmaxima aller Monatswerte (Σ Alle) liegt mit 533 GW nur relativ geringfügig oberhalb des Maximas der Summe aller Lasten mit 522 GW. Damit ließen sich in einem großräumigen leistungsstarken Stromverbund auch nur relativ kleine längerfristige Ausgleichseffekte realisieren. Abbildung 13.10 zeigt Dauerlinien der 3-Stunden-Werten des Stromverbrauchs in

einigen ausgesuchten Regionen. Die kürzerfristigen Variationen des Stromverbrauchs sind deutlich stärker ausgeprägt als die der Monatsmittelwerte. Dies verdeutlicht auch ein Blick in Tabelle 13.5. Die kurzfristigen Ausgleichseffekte, die sich in einem großräumigen leistungsstarken Stromverbund erreichen ließen, wären demnach auch deutlich ausgeprägter als die langfristigen, wenngleich auch der Verbund aller in dieser Arbeit zugrundegelegten Lasten der einzelnen Regionen nur eine

Spitzenlastabsenkung von ca. 4% sowie ein Minimallastanhebung von ca. 7% bewirkt. Dieser relativ kleine Spielraum zur Realisierung von Ausgleichseffekte wird auch beim Betrachten der Tagesgänge der Lasten verschiedener Regionen in Abbildung 13.11 augenfällig verständlich. Die Verläufe zeigen bis auf kleinere Abweichungen und etwas mehr oder weniger stark ausgeprägte Tagesgänge relativ große Ähnlichkeit. Dadurch fallen die erzielbaren Ausgleichseffekte letztlich klein aus. Inwieweit ein großräumiger leistungsstarker Stromverbund durch die Realisierung von Ausgleichseffekten des Stromverbrauchs wirtschaftlich alleine dafür gerechtfertigt wäre und zur Wirtschaftlichkeit einer zukünftigen Stromversorgung beitragen könnte, lässt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung unter Einbezug aller verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet ermitteln. Inhärent ist bei der Erstellung der Szenarien auch das – über die Entscheidungen zur Auslegung des Übertragungssystems – Aufgabe der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung (s. Kapitel 14).

Tabelle 13.5: Statistische Charakteristika des Stromverbrauchs in den einzelnen Regionen sowie von gleichzeitigem Verbrauch in allen Regionen für gleitende Monatsmittelwerte (30-d) sowie 3–Stunden–Mittelwerte eines Jahres.

Region	30-d-Mittel*			3-Stunden-Mittel ⁺					Ø°
	Max	Min	Min/Max	σ	σ / Ø	Max	Min	Min/Max	
	[GW]		[%]	[GW]	[%]	[GW]		[%]	[GW]
1	42	30	71	6,7	19	51	18	36	36
2	45	24	53	7,2	21	53	20	37	34
3	56	39	70	7,8	16	64	29	45	48
4	40	28	71	6,1	18	48	18	39	33
5	76	54	71	10,6	17	92	40	43	64
6	64	48	74	9,9	18	74	31	42	56
7	45	35	78	7,7	19	57	23	41	41
8	23	19	82	3,8	18	30	11	38	21
9	45	28	61	6,9	19	54	22	40	37
10	51	37	72	7,7	18	60	25	42	43
11	21	17	83	3,5	19	26	10	40	19
12	13	10	82	2,2	19	17	6,2	37	12
13	3,4	2,8	81	0,6	20	4,6	1,6	35	3,1
14	2,7	2,2	81	0,5	20	3,6	1,3	37	2,4
15	5,6	4,5	81	1,0	20	7,4	2,8	37	5,0
16	0,2	0,1	81	0,0	20	0,2	0,1	35	0,1
17	0,1	0,0	81	0,0	20	0,1	0,0	34	0,0
18	0,2	0,1	81	0,0	20	0,2	0,1	37	0,1
19	0,7	0,4	53	0,1	21	0,8	0,3	37	0,5
Σ Alle	533	379	71	82	18	642	261	41	455
Alle	522	388	74	74	16	615	280	46	455

* Gleitende 30-Tagesmittelwerte der potentiellen Stromerverbrauchs.

⁺ 3-Stunden-Werte des Stromverbrauchs.

° Jahresmittelwert des Stromverbrauchs.

14 Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung

Die Kraftwerkseinsatzplanung hat bei der Erstellung der Szenarien eine herausragende Bedeutung. Sie soll den Einsatz aller zur Stromerzeugung und Energiespeicherung vorgesehenen Systeme so koordinieren, daß das Gesamtsystem wirtschaftlich optimal betrieben werden kann. Das bedeutet, daß zu jedem Zeitpunkt alle Komponenten so betrieben werden, daß der Einsatz für den gesamten relevanten Zeitraum zum Kostenoptimum führt. Die Kraftwerkseinsatzplanung muß dabei von vornherein so angelegt sein, daß sie allen Erfordernissen gerecht werden kann. D. h. insbesondere, daß alle Systemkomponenten, die für die Energieversorgung in Frage kommen (Wasserkraftwerke, Windenergiekonverter, Fallwindkraftwerke, solar- und geothermische Kraftwerke und PFKW mit allen Speichereinheiten und benötigten Übertragungsleitungen), und deren Zusammenwirken adäquat erfaßbar sein müssen. Von besonderer Bedeutung sind dabei zeitintegrale Nebenbedingungen, wie sie durch die Speicherbewirtschaftung (z.B. Speicherwasserkraft), oder begrenzte Ressourcen (z.B. maximal nutzbare Biomasse während des gesamten Optimierungszeitraums) gegeben sind. Diese zeitschrittübergreifenden Bedingungen verknüpfen bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes die Einsatzentscheidungen zu einem Zeitpunkt mit den Entscheidungen aller anderen Zeitpunkte, für die die zeitintegrale Nebenbedingung gilt.

Statt des optimalen Einsatzes irgendeines Kraftwerksparks wird für die Szenarien allerdings aus einer "Fülle" von möglichen Kraftwerksparks nach dem optimalen Park und dessen optimalem Einsatz gesucht. Diese Fragestellung ähnelt der Ausbauplanung, in der für einen gegebenen Kraftwerkspark die optimale Strategie für den Zubau von Kraftwerken oder anderen Komponenten gesucht wird. Auch hierbei ist es für eine verlässliche Aussage über die optimale Ausbaustrategie erforderlich, den Einsatz der Komponenten zu optimieren¹. Im Unterschied zur Ausbauplanung², in der meist der Zubau einzelner Komponenten untersucht wird – also eine relativ kleine Änderung des Kraftwerksparks, wird für die Szenarien bis auf wenige bestehende Komponenten (schon heute in Betrieb befindliche Wasserkraftwerke) ein weitgehend neues Stromversorgungssystem gesucht, dessen Zusammenstellung durch die Auswahl einer optimalen Realisierung aus einem – streng genommen unendlich großen - Pool von Möglichkeiten erfolgt. Dem Ansatz soll der Begriff **Auswahlplanung** Rechnung tragen, um den Unterschied zur heute üblichen Ausbauplanung zu verdeutlichen. Die Kraftwerks– und Leitungsauswahlplanung soll die ideale Zusammenstellung des optimalen Versorgungssystems aus dem Pool aller zur Auswahl gestellten Kraftwerke und Übertragungsleitungen ermöglichen. Um den optimalen Kraftwerkspark für jedes Szenario zu finden, ist eine kombinierte Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung³ in "hinreichender" Detaillierung nötig, die das ganze Optimierungsproblem nach Möglichkeit in geschlossener Form löst.

¹ "Man wird verschiedene Ausbauplanvarianten nur dann richtig vergleichen, wenn diesem Vergleich ein optimaler Einsatz des Kraftwerkssystems zugrunde gelegt wird" [Ste94].

² Die Ausbauplanung beschäftigt sich mit dem in Zukunft nötigen Zu– oder Abbau einzelner Komponenten innerhalb eines bestehenden Systems und ist Bestandteil der Langfristplanung, die Zeithorizonte von mehr als einem Jahr bis zu einigen Jahrzehnten betrifft (s. z.B. [HRW99], [AW86] o. [Fle96]). Dagegen soll der Begriff Auswahlplanung den wesentlich stärkeren systembestimmenden Einfluß der Entscheidungen bei der Auswahl aus dem vorher definierten Pool kennzeichnen.

³ Unter den Begriff Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung wird hier auch die Auswahl und der Einsatz der HGÜ–Systeme für den interregionalen Stromtransport subsummiert.

Zur Erstellung der Szenarien muß bei der Auswahl einer geeigneten Optimierungsmethode zur Kraftwerkseinsatzplanung also auf möglichst große Flexibilität geachtet werden, die es erlaubt die Eigenschaften verschiedenster Systeme adäquat zu erfassen. Insbesondere bedeutet dies, daß auch Entscheidungen, die weite Zeitschritte übergreifende Auswirkung haben, mit optimierbar sein müssen. Solche Entscheidungen müssen vor allem beim Einsatz von Speichersystemen jeglicher Form getroffen werden. Auch Energiemengenbeschränkungen, wie sie beispielsweise bei der Nutzung von Biomasse aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit des Energieträgers oder beim Einsatz von geothermischen Kraftwerken aus der Forderung der nachhaltigen Nutzung entstehen, führen zu zeitschrittübergreifenden Entscheidungen. Ebenso hat die Auswahl von Systemkomponenten zeitschrittübergreifende Auswirkungen. Die potentielle Verknüpfung der verschiedenen Regionen im Szenariogebiet durch Stromtransportsysteme führt zudem zu einer interregionalen räumlichen Kopplung, die die zeitintegralen Nebenbedingungen gebietsübergreifend verkoppelt. Die Berücksichtigung des Wärmebedarfs, der durch Biomassekraftwerke gedeckt werden kann, macht das System schließlich zu einem komplexen Querverbundsystem. Damit erweist sich die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung als ein zeitlich und räumlich gekoppeltes Optimierungsproblem, für das eine geeignete Herangehensweise gewählt werden muß.

14.1 Vorbemerkungen zur Kraftwerkseinsatzplanung

Sollte für ein großes Stromversorgungssystem eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems der Kraftwerks-Einsatz- und -Ausbau-Planung für den gesamten relevanten Zeitraum – vom kurzfristigen Fahrplan der einzelnen Kraftwerke bis zur langfristigen Investitionsentscheidung – in einem vollständig geschlossenen Ansatz ermittelt werden, würde dieses Unterfangen bei detaillierter Abbildung aller Systemkomponenten mit ihren Untereinheiten (z.B. Kessel beim Dampfkraftwerk ...) alle Möglichkeiten des EDV-Einsatzes sprengen. Daher ist es üblich, die Optimierungsprobleme zu vereinfachen. Dies geschieht beispielsweise durch die zeitliche Untergliederung in kurzfristige, mittelfristige und langfristige Optimierung sowie die strategische Langfristplanung wobei die Planungshorizonte von Bruchteilen einer Stunde bis zu einigen Tagen (kurzfrist O.), einer Woche bis zu einem Jahr (mittelfrist O.) und einem bis zu mehreren Jahren (langfrist O.) sowie einigen Jahren bis zu einigen Jahrzehnten umfassen (Langfristplanung) [BBB⁺90]. Die Wahl der Planungshorizonte bei dieser zeitlichen Dekomposition ist nicht allgemein geregelt⁴. Die zeitlichen Aufteilung orientiert sich vielmehr an den jeweiligen Erfordernissen. Gemeinsam ist den Ansätzen jedoch, daß der Detaillierungsgrad der Abbildung des zu optimierenden Systems bei kürzeren Planungshorizonten immer größer wird, was auch der Tatsache Rechnung trägt, daß die Optimierungsprobleme und deren Berechnungsdauer im Allgemeinen deutlich überproportional zum Detaillierungsgrad wachsen. Der Abbildungstreue sind durch die Rechnerleistungen einerseits und die Handhabbarkeit andererseits Grenzen gesetzt⁵.

⁴ Es gibt verschiedenste zeitliche Einteilungen in unterschiedliche Planungsabschnitte z.B. in Momentanoptimierung ($< 6h$), Kraftwerkseinsatzplanung (24 – 168h), Kraftwerkseinsatzplanung und Revisionsplanung (1 – 5a) und Ausbauplanung ($> 5a$) nach [Fle96]. Wieder andere Planungshorizonte werden z.B. in [Lux99] oder [SVW97] genannt.

⁵ So kann ein Tagesfahrplan mit hoher Detailtreue optimiert werden, die Optimierung muß aber für den Fall unvorhergesehener Änderungen (Kraftwerksausfall u.A.) ausreichend schnell neue Fahrpläne erstellen können.

Naturgemäß darf die Erstellung der Langfristoptimierung größere Rechenzeiten in Anspruch nehmen, als die Erstellung von Tagesfahrplänen. Da aber die Dauer der rechentechnischen Optimierung sehr stark von der Anzahl der berücksichtigten Zeitschritte abhängt, wird für größere Planungshorizonte außer, daß eine verringerte Detailtreue der Systemabbildung gewählt wird, auch gerne der Strombedarf in vereinfachter Form dargestellt. Beispielsweise wird die Last vereinfacht in Form von typischen Lastganglinien erfasst und nicht Tag für Tag im Detail berücksichtigt (vgl. z.B. [Lux99], [BBB⁺90] o. [BKW97]). Für besonders lange Planungshorizonte oder große Optimierungsprobleme werden die Lastgänge teilweise noch weiter vereinfacht (vgl. [Hos96a]).

Für die Erstellung der Szenarien kann die Verwendung von Typtagen allerdings nicht gewählt werden, da bei hohen Anteilen dargebotsabhängiger – nicht oder nur bedingt regelbarer – Einspeisung (z.B. aus Windenergie und Photovoltaik) und überdies bei deren Kombination keine typischen Lastgänge existieren. Die Restnachfrage, oder Restlast ist in einem solchen Fall die momentane Last abzüglich der dargebotsabhängigen Erzeugung. Diese Erzeugung ist aber witterungsabhängig und kann daher praktisch nicht in typische Erzeugungsmuster unterteilt werden. Der Versuch dies zu tun, würde sogar einem der wesentlichen Anliegen bei der Erstellung der Szenarien zuwider laufen. Dieses besteht gerade darin, eine freie Auswahl von Erzeugungsstandorten bei zugrundeliegender zeitlicher Struktur der potentiellen Erzeugung zu ermöglichen, um die zufälligen sowie die systematischen Effekte des Wetter- und Klimageschehens und somit die Korrelationen, Antikorrelationen sowie rein stochastische Effekte optimal zu berücksichtigen. Für die Erstellung muß daher weitgehend auf die zeitliche Dekomposition als auch auf die Verwendung von Typtagen oder Dauerlinien der Last verzichtet werden. Dennoch wurden wesentliche Vereinfachungen des Optimierungsproblems durch verschiedene Maßnahmen erreicht.

14.1.1 Räumliche Aggregation zur Vereinfachung des Optimierungsproblems

Das reale Optimierungsproblem in den Szenarien ist die Frage nach der kostenoptimalen Stromversorgung unter der Einhaltung geforderter Nebenbedingungen. Streng genommen umfaßt diese Fragestellung die Versorgung jedes einzelnen Verbrauchers unter Berücksichtigung aller technischen und wirtschaftlichen Einflußfaktoren. Dazu gehören die regionalen und überregionalen Übertragungskapazitäten, sowie der Verbrauch jedes einzelnen Stromabnehmers ebenso, wie die Berücksichtigung aller möglichen Erzeugungstechniken an allen möglichen Erzeugungsstandorten. Es ist leicht einsehbar, daß dieses Problem in der Praxis weder technisch formulierbar noch geschlossen optimierbar ist⁶. Ein Mittel zur Vereinfachung der Optimierungsaufgabe ist daher die räumliche Aggregation.

14.1.1.0.4 Räumliche Aggregation bei Stromverbrauch- und -transport In den Szenarien wird in der Regel etwa der heutige Stromverbrauch zugrunde gelegt (s.a. Kap. 13 S. 167 ff.). Dieser Stromverbrauch wird auf der regionalen Ebene vollständig aggregiert. Das bedeutet, daß

⁶ In [Edw94] heißt es ganz allgemein "Die Wirklichkeit technischer Systeme ist formal nicht erfaßbar. Deshalb sind bei systemtechnischen Untersuchungen auf die Fragestellung bezogene Vereinfachungen notwendig. ".

der Stromverbrauch jeder Region zu jedem Zeitpunkt (bei jedem Zeitschritt) durch einen Wert, nämlich die Summe aller Verbräuche der Länder innerhalb der Region dargestellt wird. Die Verteilung bis zum Verbraucher wird nicht berücksichtigt, was der Annahme entspricht, daß das regionale Verteilungssystem⁷ in der Lage ist, den Strom jederzeit bis zum Verbraucher zu transportieren⁸.

Für den interregionalen Stromtransport wird vereinfachend angenommen, daß es in jeder Region einen Übergabepunkt an das HGÜ-System gibt. Dieser fällt in den verbrauchsstarken Regionen weitgehend mit den Bevölkerungsschwerpunkten zusammen, und ist bei großen Potentialen regenerativer Energien etwas in Richtung des Schwerpunkts dieser Potentiale verschoben (vgl. Abb. 21.2 u. Abb. 21.3 auf Seite 412). Die Entfernung von den einzelnen Potentialen innerhalb der jeweiligen Region zu den HGÜ-Stationen bestimmt die Kosten und die Effizienz des Transports bis zum HGÜ-System, die Entfernung zwischen den Knoten des HGÜ-Netzes (vgl. Abb. 21.1 auf Seite 409) bestimmt die Kosten und die Effizienz des interregionalen Stromtransports (s.a. Kap. 13). Bei größeren Transportleistungen wären reale HGÜ-Trassen sicher in mehrere Teilsysteme unterteilt, die ihren Ausgangs- und Endpunkt (Netzknoten) an unterschiedlichen Orten in den einzelnen Regionen hätten und mal länger, mal kürzer wären, als die gedachten Trassen. Die HGÜ-Transportsysteme für den interregionalen Stromtransport – auch Gegenstand der Optimierung – sind also jeweils als ein aggregiertes Teilsystem zwischen benachbarten Regionen dargestellt. Dadurch wird der Suchraum für die Optimierung deutlich eingeschränkt und der rechnerischen Optimierung wird die Möglichkeit genommen nach den optimalen Orten der Netzknoten ebenso wie nach dem optimalen Verlauf der Leitungstrassen zu suchen. Das Ergebnis ist also zwangsläufig suboptimal, sollte aber dem Optimum hinreichend nahe kommen und den Anforderungen für die Erstellung der Szenarien gerecht werden.

14.1.1.1 Räumliche Aggregation bei der Stromerzeugung

Sehr viel "negativere" Auswirkungen sollte die gewählte räumliche Aggregation bei den neu zu bauenden dargebotsabhängigen Kraftwerken haben. Schon aufgrund der relativ geringen räumlichen Auflösung der Wetterdaten⁹, die zur Potentialbestimmung sowie zur Bestimmung des zeitlichen Dargebotsprofils zur Verfügung standen, ist die Suche nach den besten Standorten für die verschiedenen Kraftwerke, die das reale Optimierungsproblem impliziert, nicht möglich. Die einzelnen Gitterpunkte auf denen die Daten vorliegen stehen jeweils für ein Gebiet mit einer Ausdehnung von bis zu $125\text{ km} \times 125\text{ km}$ und aggregieren damit schon eine große Anzahl verschiedenster potentieller Standorte, mit der Folge, daß die Abschätzungen der Erzeugungspotentiale in der Regel einen konservativen Charakter haben (s. z.B. Kap. 5 S. 45 ff.). Gleichzeitig verhindert diese Aggregation eine gezielte Auswahl der besten Standorte innerhalb des Areals, das dem jeweiligen Gitterpunkt zuzuordnen ist. Dabei bedeutet "bester Standort" nicht zwingend, daß es sich um den Standort mit dem höchsten Jahresertrag handelt, sondern, daß der Standort sowohl in der zeitlichen

⁷ Als Verteilungssystem wird hier das gesamte System von der Niederspannung bis zur heutigen Höchstspannungsübertragung (z.B. 400 kV im größten Teil des UCTE Gebiets) verstanden.

⁸ Dieser Gedanke wird in Kapitel 13 etwas ausführlicher behandelt.

⁹ Die verwendete Daten haben eine Auflösung von maximal etwa $1,125^\circ \times 1,125^\circ$.

Erzeugungscharakteristik als auch durch sein Erzeugungspotential, seine Lage innerhalb des Versorgungsgebietes u.s.w. einen Beitrag zur wirtschaftlich optimalen Lösung des gestellten Stromversorgungsproblems leisten kann. Engt schon diese datenbedingte Aggregation den Suchraum deutlich ein und würde somit zu einer suboptimalen Lösung des Optimierungsproblems führen, so ist selbst dieses Optimierungsproblem rechentechnisch nicht beherrschbar¹⁰ und zwingt zu weiterer Aggregation.

Zur räumlichen Aggregation bei der Windkraft wurden die Standorte (Gitterpunkte des ERA-15-Gitters) innerhalb der jeweiligen Region (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409) nach ihrem langjährigen Jahresertrag geordnet und bis zu einem unteren Schwellenwert aggregiert. In Regionen mit besonders großen und ertragreichen Potentialen wurde ein zweiter tieferer Schwellenwert vorgegeben und die Standorte zwischen dem ersten und dem zweiten Schwellenwert wiederum aggregiert. Dort ergeben sich damit ein Summenstandort 1. Wahl und ein Summenstandort 2. Wahl (s.a. Kap. 5.4 auf Seite 69 ff.). In Regionen mit guten Offshorebedingungen ist zudem ein Offshore-Summenstandort vorgesehen. Damit kann die Optimierung die Windenergienutzung im Szenariogebiet nur noch aus 33 Summenstandorten an Land und 10 Offshore-Summenstandorten auswählen. Diese Vorgehensweise engt den Suchraum erheblich ein. Die Möglichkeit der gezielten Zusammenstellung von Einzelstandorten entfällt, was die Wahlfreiheit im Hinblick auf die Jahreserzeugung als auch auf die geeignetste Erzeugungsstochastik¹¹ betrifft. Damit ist das Ergebnis jeder nachfolgenden Optimierung zwar zwingend suboptimal aber gleichzeitig auch im Sinne einer konservativen Abschätzung der Möglichkeiten der Stromversorgung im Szenariogebiet zu verstehen. Zudem führt die Verringerung der Auswahlmöglichkeiten durch die großräumige Aggregation auf wenige Summenstandorte, zu einer Einschränkung der Selektion von Einzelstandorten die evtl. nur in der – zur Optimierung genutzten – Periode¹² besonders gute Eigenschaften haben und trägt damit zur einer verlässlicheren Aussage über die Beschaffenheit des optimalen Stromversorgungssystems bei.

Zur räumlichen Aggregation bei Fallwindkraftwerken werden diese – wie bei der Windkraft – regional zu Summenstandorten aggregiert. In den Regionen mit guten Bedingungen für die Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken ist meist ein Summenstandort vorgesehen. In zwei Regionen gibt es jeweils zwei Summenstandorte, die aber anders als bei der Windenergie nicht aufgrund unterschiedlicher Jahreserträge, sondern wegen ihrer natürlichen geographischen Lage getrennt als Summenstandort A und B berücksichtigt werden (s. Kap. 9.4 auf Seite 133 ff.). Bei den

¹⁰ Die Anzahl aller Gitterpunkte des ERA-15 Gitters im Szenariogebiet liegt bei etwa 5000. Sollten alle Datenpunkte für jede in Frage kommende Technik über den gesamten Zeitbereich der Optimierung berücksichtigt werden, würden etwa zwei Größenordnungen mehr Entscheidungsvariablen vorliegen, als für die Szenarioerstellung letztendlich berücksichtigt wurden. Schon die Lösung des sehr viel kleineren Problems erforderte den Einsatz eines leistungsstarken Rechners mit 4 GB Haupt-Speicher (RAM) über mehrere Tage bis zu einigen Wochen.

¹¹ In den meisten Regionen liegen die einzelnen Gitterpunkte der jeweiligen Summenstandorte in Gebieten mit ähnlichen meteorologischen Bedingungen. Deshalb ist die Erzeugung an diesen Punkten – zumindest nach den ERA-15 Daten, also ohne Berücksichtigung kleinräumiger Besonderheiten – relativ stark korreliert und die Einschränkungen hinsichtlich der Auswahl von Standorten mit unterschiedlicher Erzeugungsstochastik fallen nicht ganz so stark ins Gewicht wie das bei un- oder antikorrelierter Erzeugung zu erwarten wäre.

¹² Zur Auswahl der Standorte wurde der langjährige Mittelwert der potentiellen Erzeugung zugrunde gelegt, die berücksichtigte Optimierungsperiode ist längstens ein Jahr.

Fallwindkraftwerken liegen die Kraftwerksstandorte entlang der Küsten an meteorologisch jeweils relativ ähnlichen Standorten, sodaß die Aggregation zwar auch eine gezielte Wahl von Einzelstandorten verhindert und zwangsläufig zu einer suboptimalen Standortauswahl führt, aber der Effekt ist weniger ausgeprägt als bei der Windenergie.

Zur räumlichen Aggregation bei der Photovoltaik wurde von einer gleichverteilten Nutzung proportional zur Bevölkerungsdichte innerhalb der Einzelstandorte in den Regionen ausgegangen (s.a. Kap. 4.2.2 auf Seite 24 ff.), sodaß der Optimierung pro Region nur jeweils ein Summenstandort Photovoltaik zur Auswahl steht. Die Auswirkungen sind ähnlich wie bei der Windenergie, allerdings sind die potentiellen Erträge von Photovoltaikanlagen an den Einzelstandorten innerhalb der Regionen nicht so unterschiedlich. Eine bedeutende Einschränkung kann eher darin bestehen, daß die saisonale Variation der Erzeugung – insbesondere innerhalb der nördlicheren Regionen – relativ unterschiedlich ist (vgl. Abb. 4.7 auf Seite 20 u. Abb. 4.8). Ein nicht aggregierter Zugriff würde es der Optimierung erlauben dieses Kriterium bei der Standortauswahl zu berücksichtigen und so kostengünstigere Lösungen für das Stromversorgungsproblem zu finden.

Bei den solarthermischen Kraftwerken ist Standortselektion notwendig, bei weitgehendem Verzicht auf Aggregation. Aufgrund des potentiellen Einsatzes thermischer Speicher ist bei den Kraftwerken zur solarthermischen Stromerzeugung keine Aggregation großräumig verteilter Einzelstandorte möglich. Die Speicherbewirtschaftung kann nur am Ort des dazugehörigen Kraftwerks – also lokal – erfolgen. Eine regional aggregierende Formulierung der Speicherbewirtschaftung würde rechnerisch den Zugriff aller Kraftwerksblöcke der Solarkraftwerke (bzw. des aggregierten Kraftwerks) auf den gemeinsamen Speicher erlauben. Das würde aber bedeuten, daß auch Kraftwerksblöcke betrieben werden könnten, deren Speicher aufgrund mangelnder Einstrahlung gar nicht gefüllt werden konnten und würde somit zu einer unrealistisch überhöhten Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung führen. Das bedeutet, eine Aggregation kann nur für ein relativ kleines Gebiet vorgenommen werden, in dem die Einstrahlungsbedingungen weitgehend identisch sind und somit der Speicher bei den verschiedenen Kraftwerken gleichermaßen bewirtschaftet werden kann¹³. Daraus könnten zwei Folgerungen gezogen werden. Die erste wäre, daß der Optimierung viele Einzelstandorte (im Idealfall alle geeigneten in jeder Region) zur Auswahl gestellt werden. Das geht aber aus Gründen der rechentechnischen Umsetzung nicht, da die zu erwartende Rechenzeit sowie der Arbeitsspeicherbedarf des Rechners (RAM) dies nicht zulassen würde¹⁴. Deshalb wurde auf die zweite Möglichkeit zurückgegriffen, nämlich die Auswahl eines relativ kleinen zusammenhängenden Gebietes in dem keine größeren meteorologischen Unterschiede zu erwarten sind, das aber dennoch räumlich weit genug ausgedehnt ist, daß es ein großes Stromerzeugungspotential

¹³ Eine aggregierte Darstellung der Kraftwerke wäre dagegen besser möglich, wenn auch die Zufeuerung von Brennstoffen (z.B. Biomasse ...) in den Kraftwerksblöcken möglich wäre. Dann könnte die fehlende gespeicherte Energie zeitweilig durch Zufeuerung ersetzt werden und die gesamte Kraftwerksleistung wäre jederzeit abrufbar. Diese Betriebsweise ist aber in den Szenarien nicht vorgesehen, was den Lösungsraum einengt und evtl. kostengünstigere Varianten der Stromversorgung unberücksichtigt läßt.

¹⁴ Die Solarkraftwerke zeichnen sich ohnehin durch einen besonders großen Rechenaufwand aus, da für jedes Solarkraftwerk die Auslegung der drei Komponenten Spiegelfeld, Kraftwerksteil und Speicherkapazität sowie der Betrieb der beiden letztgenannten Komponenten gesondert optimiert werden muß. Der zu erwartende Optimierungsaufwand für jedes solarthermische Kraftwerk ist damit um ein Vielfaches höher als beispielsweise der für ein Windkraftwerk.

repräsentiert (vgl. a. Kap. 4.3.1.3 auf Seite 39 ff.). Diese Standortselektion stellt eine einschneidende Verkleinerung des Suchraumes für die Optimierung dar und daher ist zu erwarten, daß sie – verglichen mit der freien Auswahl zwischen allen möglichen Kraftwerksstandorten – zu einer entsprechend deutlich suboptimalen Lösung des Stromversorgungsproblems führt. Bei einer Realisierung würde sich wahrscheinlich eine wesentlich verteiltere und damit vorteilhaftere Nutzung solarthermischer Kraftwerke ergeben. Dies sollte bei der Interpretation der Optimierungsergebnisse mit berücksichtigt werden. Letztendlich wirkt sich diese Einschränkung aber auch im Sinne einer konservativen Abschätzung der Möglichkeiten der Stromversorgung im Szenariogebiet aus, die Aussagen der Szenarien liegen also weiter auf der sicheren Seite.

Zur räumlichen Aggregation bei der Wasserkraft wurden jeweils alle Kraftwerke der beiden Kraftwerkstypen – Speicher- und Laufwasserkraftwerke – innerhalb jeder Region aggregiert. Zudem wurde nach heutigem Bestand und optional durch die Optimierung "zubaubaren" Kraftwerken unterschieden. Bei den bestehenden Kraftwerken hat die Optimierung nur die Aufgabe den Einsatz zu planen, was für beide Kraftwerkstypen bedeutet, daß die Speicherbewirtschaftung (Kurzzeitspeicher für den Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken s.a. Kap. 7 ab S. 91) gemanagt werden muß und die optimale Momentanleistung der Kraftwerke. In Szenarien, in denen der Neubau von Wasserkraftwerken zugelassen ist, kommt dazu noch die Entscheidung über die zu installierende Leistung und teilweise auch über Details der Auslegung. Wiederum in anderen Szenarien, die Leistungserhöhungen an bestehenden Speicherkraftwerken zulassen, muß auch dafür das Optimum gefunden werden. Die Aggregation der Speicherkraftwerke ist relativ unproblematisch, da diese Wasserkraftwerke oftmals für saisonale Speicherung ausgelegt sind und die Fahrweise der Einzelkraftwerke mit relativ einfachen Regeln so gewählt werden kann, daß der Kraftwerkseinsatz – anders als bei solarthermischen Kraftwerken – auch im Hinblick auf eine möglichst hohe Leistungsverfügbarkeit optimiert, also einer untergeordneten Optimierungstufe überlassen werden kann (s.a. [Pro96]). Diese Optimierung kann also bei der Erstellung der Szenarien unberücksichtigt bleiben.

Die Optimierung der Fahrweise von Laufwasserkraftwerksketten im Schwellbetrieb, der in den Szenarien vorgesehen¹⁵ ist, gehört zu den schwierigeren Optimierungsaufgaben beim Kraftwerkseinsatz [Ste94]. Bei größeren Leistungsänderungen in einer Kraftwerkskette kann sich die Laufzeit, die das Wasser zwischen den Kraftwerksstufen bis zum Erreichen der nächsten Stufe am Flußlauf benötigt, deutlich bemerkbar machen. Das kann sich etwa so gestalten, daß das zeitliche Reaktionsverhalten von der Größe der angestrebten Leistungsänderung abhängt. Kleine Leistungserhöhungen können beispielsweise praktisch sofort an allen Kraftwerksstufen gleichzeitig realisiert werden, größere bedürfen einer längeren Zeit, wobei das Kraftwerksverhalten sehr komplex werden kann [Pro96]. Dennoch hat sich gezeigt, daß man mit zufriedenstellender Genauigkeit auch komplexe Kraftwerksketten zu einem fiktiven Laufwasserkraftwerk (Summenkraftwerk) zusammenfassen kann [Pro96]. Da in den Szenarien die Leistungsänderung im Schwellbetrieb an den aggregierten

¹⁵ Der Schwellbetrieb ist mit einer Leistung von $\pm 25\%$ des Momentanen Leistungszulaufs der Laufwasserkraftwerke vorgesehen, wofür eine relativ kleine Speicherkapazität mit einem Energieäquivalent von drei VLh genutzt werden kann. Zur Schwellbetrieb siehe auch Kap. 7.2 ab Seite 96.

Zufluß in den einzelnen Regionen gekoppelt¹⁶ ist, wird davon ausgegangen, daß die Fehler durch die Aggregation der Laufwasserkraftwerke in einem tolerierbaren Rahmen bleiben¹⁷.

Zur räumlichen Aggregation bei Biomassekraftwerken werden diese in jeder Region wie ein einziges virtuelles Kraftwerk mit konstantem Wirkungsgrad behandelt (s.a. Fußnote 33 auf Seite 207). Da es sich um sehr viele relativ kleine Einzelkraftwerke handelt, die jeweils einen Tagespeicher für die Nahwärmeversorgung haben, der die Stromerzeugung vom Wärmebedarf¹⁸ zeitlich entkoppelt, kann davon ausgegangen werden, daß die Einzelkraftwerke jeweils nahe am optimalen Betriebspunkt gefahren werden können. Dadurch sind nur geringe Aggregationsfehler zu erwarten. Wie bei den Speicherwasserkraftwerken die Speicherbewirtschaftung, kann der Einsatz der Biomasse in den Einzelkraftwerken im Hinblick auf eine möglichst hohe Leistungsverfügbarkeit mit relativ einfachen Methoden optimiert werden. Deshalb kann der Einsatz der Einzelkraftwerke einer untergeordneten Optimierungstufe überlassen werden, die für die Szenarien nicht berücksichtigt werden muß. Vereinfachend wirkt hier gegenüber den Speicherwasserkraftwerken die Transportierbarkeit vieler biologischer Energieträger, die es erlaubt, den Speicher (Biomasse) und das Kraftwerk räumlich zu trennen und damit zu flexibilisieren. Die Kopplung an den Wärmebedarf für die Nahwärmeversorgung wirkt dagegen einer unabhängigen Fahrweise der Einzelkraftwerke eher entgegen. Die Transportierbarkeit der Brennstoffe sollte diesen Nachteil für die aggregierte Optimierung der Einzelkraftwerke aber weitgehend ausgleichen, sodaß die Behandlung als ein virtuelles regionales Kraftwerk auch bei Aggregation der Energiemengenbeschränkung – durch die Begrenztheit des zur Verfügung stehenden Biomassepotentials – zu realistischen Ergebnissen kommen kann.

Zur räumlichen Aggregation bei Brennstoffzellenkraftwerken werden diese in jeder Region – wie die Biomassekraftwerke – als ein einziges virtuelles Kraftwerk mit konstantem Wirkungsgrad behandelt. Da es sich wieder um viele relativ kleine dezentrale Einzelkraftwerke handelt, sind – bei entsprechender untergeordneter Optimierung – ebenfalls kaum Aggregationsfehler zu erwarten.

Zur räumlichen Aggregation bei den Fusionskraftwerken werden diese in jeder Region – wie die Biomassekraftwerke und Brennstoffzellenkraftwerke – als ein einziges virtuelles Kraftwerk mit konstantem Wirkungsgrad behandelt. Bei diesem Kraftwerkstyp ist die Vorgehensweise allerdings wesentlich problematischer. Das liegt an der Größe der Kraftwerksblöcke im GW-Bereich und an der Betriebsweise der Kraftwerke, die aus physikalischen Gründen nur unter Volllast gefahren werden können, oder stillstehen (s. Kap. 11 auf Seite 157 ff.). Der starre Betriebsmodus erzwingt

¹⁶ Siehe auch Fußnote 15.

¹⁷ Auch die – mit drei Stunden – relativ große Zeitschrittweite macht eine sehr detaillierte Beschreibung der hydraulischen Verhältnisse teilweise überflüssig. Abgesehen davon würde aufgrund mangelnden Wissens über die exakten Standorte der einzelnen Kraftwerke und vieler weiterer fehlender Informationen der Versuch einer exakten Nachbildung der hydraulischen Verhältnisse an allen Kraftwerksstandorten im Szenariogebiet den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen. Schon deshalb muß die Möglichkeit, der wahrscheinlich relativ kleinen Aggregationsfehler in Kauf genommen werden.

¹⁸ Zum Wärmebedarf vergleiche auch Kapitel 6.4.2 auf Seite 87.

eigentlich ein Optimierungsmethode, die auch die Berücksichtigung von Ganzzahligkeitsbedingungen erlaubt. Diese Methoden sind aber in der Regel so rechenintensiv, daß sie sich für die Erstellung der Szenarien verbieten (s.u.). Wenn also in einer Region nur wenige Fusionskraftwerke in Betrieb gehen sollen und die Einsatzoptimierung – ohne Berücksichtigung der Ganzzahligkeitsbedingungen – nur einen Teil der Kraftwerksleistung der in Betrieb befindlichen Fusionskraftwerke vorsieht, dann ist der Fehler gegenüber der realistischen binären Betriebsweise (Volllast oder Aus) relativ groß. Ist ohnehin der Betrieb vieler Kraftwerke notwendig, so sinkt bei entsprechender Einsatzweise der relative Fehler und kann bei sehr großen Leistungen in guter Näherung vernachlässigt werden. Der Fehler durch die Aggregation ist also von der Kraftwerksauswahlplanung ebenso wie von der Kraftwerkseinsatzplanung abhängig. Zwar gibt es theoretisch Möglichkeiten den Betrieb zu flexibilisieren, diese sind aber nicht wirkungsgrad- und damit auch nicht kostenneutral (s. Kap. 11 auf Seite 157 ff.). Dabei ist die Möglichkeit des Einsatzes von Wärmespeichern, die eine teilweise Entkopplung der Wärmeerzeugung aus Plasmafusion und deren Verwendung zur Stromerzeugung erlaubt, wahrscheinlich die wirtschaftlichste und würde zudem den Aggregationsfehler klein halten. Die Einzelheiten der Funktionsweise von Fusionskraftwerken sowie deren Einsatz bestimmen also darüber, wie groß der Fehler bei der Optimierung ist, der im günstigsten Fall zu vernachlässigen ist. Da die Kraftwerke aber ohnehin bisher noch nicht realisiert sind und deshalb die technologischen ebenso wie die wirtschaftlichen Unsicherheiten sehr hoch eingeschätzt werden müssen, gehören Szenarien, in denen diese Technik zugelassen wird, ohnehin zu den sehr spekulativen Szenarien, bei denen die relativ kleinen Fehler durch die Ungenauigkeiten bei der Abbildung der Kraftwerksfahrweise kaum ins Gewicht fallen.

14.1.2 Vereinfachung des Optimierungsproblems durch Zeitschrittreduktion

Ähnlich wie bei der räumlichen Auflösung, wo das reale Optimierungsproblem eigentlich die Berücksichtigung aller nutzbaren Erzeugungstechniken an allen geeigneten Erzeugungsstandorten umfaßt, aber durch Aggregation zu Gunsten der Berechenbarkeit vereinfacht werden muß, so muß auch eine zeitliche Auflösung gefunden werden, die alle – bei der Stromversorgung relevanten – Effekte ausreichend berücksichtigt, ohne die Berechenbarkeit zu verhindern. Prinzipiell müßten Effekte, die sich im Sekundenbereich abspielen, ebenso abgebildet werden, wie Prozesse, die sich innerhalb von Jahrzehnten abspielen, also beispielsweise die klimabedingte Änderung des Zuflusses zu Wasserkraftwerken (s.a. [CLV01]). Wie bei der räumlichen Auflösung sind diese Maximalforderungen bei der zeitlichen Abbildung des Optimierungsproblems rechentechnisch weder lösbar noch formulierbar. Es bedarf also der Suche nach befriedigenden Kompromissen hinsichtlich der Zeitschrittweite und der berücksichtigten Zeitdauer, für die das Optimierungsproblem formuliert wird. Diese Kompromisse müssen einerseits so ausfallen, daß die erforderliche Qualität der Szenarien hinsichtlich der Fragestellungen, die durch die Szenarien untersucht werden sollen, gewährleistet ist und andererseits der rechentechnische Aufwand mit den verfügbaren Computern beherrschbar bleibt.

14.1.2.1 Wahl der Zeitschrittweite

Zur weiteren Reduzierung der Problemgröße wurde deshalb bei der Optimierung ein Zeitschritt von drei Stunden gewählt. Dazu wurden dementsprechend von allen zeitschrittvariablen Eingangsgrößen¹⁹ für die Optimierung Dreistundenmittelwerte gebildet. Auch diese – zeitliche – Aggregation verursacht Fehler, die bei höherer Auflösung nicht auftreten würden. Beispielsweise findet durch die Mittelung des Strombedarfs eine leichte Absenkung der Lastspitzen statt. Dieser Effekt macht gegenüber Einstundenintervallen einen Unterschied von etwa einem Prozent aus (vgl. Kap. 13.3 Tab. 13.4 auf Seite 189). Bei den Minima tritt der umgekehrte Effekt auf, sie werden innerhalb des Szenariogebiets als Ganzes um etwa 2% angehoben, in einzelnen verbrauchsschwachen Regionen sogar um bis zu 13%. Die ungleiche Auswirkung der Mittelung auf Maxima und Minima ergibt sich aus dem üblicherweise relativ kurzen Lasttal im Gegensatz zu der meist deutlich breiteren Lastspitze, die sich bis auf relativ leichte Schwankungen über viele Stunden erstreckt (vgl. Abb. 13.11 auf Seite 190). Kritischer für die Bewertung der Ergebnisse der Optimierung ist aber die Spitzenlastabsenkung, da sie zu einer Unterschätzung des Leistungsbedarfs führen könnte²⁰, die allerdings in Anbetracht der relativ kleinen Absenkung nicht zu allzu optimistischen Szenarioergebnissen führen kann. Deshalb bewegt sich die Auswirkung der zeitlichen Aggregation in einem akzeptablen Rahmen.

Die verwendeten meteorologischen Daten der ERA-15 lagen für die verschiedenen solaren Strahlungsparameter nur in 3-stündlicher Auflösung vor und für alle anderen Größen in noch geringerer 6-stündlicher Auflösung. Zwar wurden bei der Berechnung der verschiedenen solaren Einflußgrößen Methoden verwendet, um stündliche Daten zu approximieren (vgl. Kap. 18.1 auf Seite 357 ff.), letztlich wurden die – für die Szenarien benötigten – Daten (mittl. pot. Wärmeerzeugung aus Parabolrinnen u. mittl. pot. Stromerzeugung aus Photovoltaik) aber wieder als Dreistundenmittelwerte gespeichert und flossen so auch in die Optimierung für die Szenarien ein. Dadurch entstehen Aggregationsfehler, die sich je nach Zeitpunkt in einem zu großen oder zu kleinem Leistungsangebot auswirken, jedoch im Mittel für jedes Zeitintervall das energetische Dargebot nicht beeinflussen. Die Verwendung dieser Mittelwerte hat Morgens und Abends eine zeitliche Verbreiterung von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang zur Folge und dadurch eine etwas unrealistische Abbildung der tatsächlichen Verhältnisse. Dieser Fehler ist nicht ganz unproblematisch, da er rechnerisch einem Leistungsangebot außerhalb der Zeiträume mit Sonneneinstrahlungen entspricht und so der Optimierung während dieser Zeit zumindest kleine in der Realität nicht vorkommende Leistungen zur Auswahl stellt. Im Falle von solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern kann dieser – ohnehin nicht sehr große – zeitliche Aggregationsfehler durch einen gezielten Einsatz des

¹⁹ Zeitschrittvariable Eingangsgrößen sind beispielsweise die leistungsspezifische momentane Kraftwerksauslastung der Summenstandorte bei Windenergie, Photovoltaik und Fallwindkraftwerken sowie der regionale Verbrauch, die flächenspezifische Wärmeproduktion der Parabolrinnen für die solarthermischen Kraftwerke oder der Leistungszufluß zu Wasserkraftwerken.

²⁰ Wenn zum Zeitpunkt der Lastspitze die – von der Auswahlplanung vorgesehenen – Systeme mit fluktuierender Erzeugung gerade relativ viel Leistung bereitstellen, wäre die Lastspitze nicht bestimmend für den Leistungsbedarf, der mit gezielt regelbaren Kraftwerken abgedeckt werden muß. Es könnte sogar der Fall eintreten, daß der Zeitpunkt des größten Leistungsengpasses mit einer Schwachlast zusammen fällt. Wenn diese rechnerisch durch zeitliche Mittelung angehoben wäre, würde das zu einer Überschätzung des Leistungsbedarfs führen und damit zu einem teureren, also konservativen Ergebnis der Optimierung für das gesuchte Stromversorgungssystem.

Speichers weitgehend ausgeglichen werden. Bei der Photovoltaik gibt es keinen solchen Effekt, allerdings kann ein größeres Leistungsdargebot nach Sonnenaufgang oder vor Sonnenuntergang in der Realität durch leichte Ost- oder Westausrichtung²¹ der Module erreicht werden, sodaß zumindest diese Aggregationsfehler nicht wirklich zu unrealistischen Situationen führen.

Bei der Windenergie, Wasserkraft und bei den Fallwindkraftwerken wurde dagegen die 3-stündliche Auflösung nicht durch zeitliche Aggregation von höher aufgelösten Daten erreicht, sondern im Gegenteil durch die Bildung von Mittelwerten zwischen Daten mit gröberer zeitlicher Auflösung (vgl. Kap. 18.2 auf Seite 364 ff.). Damit entstehen hier keine Aggregationsfehler, die der Verringerung der Problemgröße für die Optimierung geschuldet sind.

14.1.2.2 Wahl der berücksichtigten Zeitdauer für die Optimierung

Um möglichst viele verschiedene Wettersituationen bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zu berücksichtigen und dabei keine Jahreszeit zu vernachlässigen, aber dennoch die Zahl der Zeitschritte klein zu halten, wurde nur der halbe Datensatz eines Jahres verwendet. Dabei wurden jeweils die Daten einer zusammenhängenden Woche gefolgt von der übernächsten Woche verwendet usw. (s.a. Kap. 15.2.1.1 auf Seite 221). Gegenüber der Verwendung von zusammenhängenden Daten für viele Jahrzehnte, die das reale Optimierungsproblem eigentlich erfordern würde, ist das natürlich eine relativ starke Einschränkung, deren Auswirkungen auf die Aussagekraft der verschiedenen Szenarien nicht ohne Weiteres ad hoc abschätzbar ist. Deshalb werden der Validierung dieses Ansatzes in Kapitel 15.2.1.2 ab Seite 233 einige Szenarien gewidmet, die die Aussagekraft der Szenarien untermauern.

14.2 Methoden der Kraftwerkseinsatzplanung und ihre Anwendung

Für die Optimierung in der Stromversorgung werden verschiedenste Optimierungsverfahren eingesetzt. Dabei eignen sich für verschiedene Aufgaben auch verschiedene Verfahren. Im Folgenden sollen einige dieser Verfahren vorgestellt und im Hinblick auf ihre Verwendbarkeit zur Erstellung der Szenarien bewertet werden. Da in der Stromversorgung der Lösungsraum durch Nebenbedingungen restringiert ist kommen nur Optimierungsverfahren in Frage, die sich für die Suche des Optimums einer Zielfunktion in – durch Restriktionen – beschränkten Suchräumen eignen²². Die Verfahren lassen sich in heuristische und mathematische Verfahren unterteilen.

²¹ Das Leistungsdargebot wurde zur die Erstellung der Zeitreihen für die photovoltaische Stromproduktion für Module mit Südausrichtung gerechnet (vgl. 18.1.2 auf Seite 361 ff.).

²² Die Lösung eines Problems mit wenigen Restriktionen ist i.d.R. einfacher als die eines Problems mit vielen Restriktionen, obwohl der Lösungsraum des unrestringierten Problems größer ist. Daraus resultieren auch Lösungsansätze für schwierige Probleme, bei denen die "Grundidee ist, das Problem größer zu machen, damit es einfacher wird" [GP99], um von der Lösung des einfachen auf die des schwierigen schließen zu können.

14.2.1 Heuristiken

”Unter Heuristiken sind Lösungsmethoden zu verstehen, die nicht garantieren, das Optimum zu finden, aber auf vernünftigen Regeln basieren und hoffentlich ’gute’ Lösungen finden” [Coc02]. Heuristiken gehören zu den klassischen Optimierungsverfahren und basieren auf Überlegungen und/oder Erfahrungswissen, die in Lösungsstrategien mit möglichst einfachen Regeln umgesetzt werden. Damit wird u.U. eine Vielzahl möglicher Lösungen ausgeschlossen, da sie von den Regeln nicht erfaßt werden, und im Allgemeinen wird deshalb auf die Suche nach dem (wirtschaftlichen) Optimum verzichtet ebenso wie auf den Beweis seines Erreichens. Heuristische Ansätze werden zur Simulation der Betriebsweise von Kraftwerksparks verwendet. Da sie sich durch kurze Rechenzeiten auszeichnen, finden sie beispielsweise Anwendung bei der langfristigen Einsatzplanung mit hoher zeitlicher Auflösung und großer Detailtreue der Abbildung von Systemkomponenten des jeweiligen Kraftwerksparks (s. z.B. [BRT97] u. [AW86]). Auch bei der Erstellung ”einfacher” Szenarien, in denen beispielsweise die Auswirkungen unterschiedlicher Beiträge einzelner Stromerzeugungsoptionen oder deren Kombination oder auch verschiedene Engpaßsituationen untersucht werden, können sich heuristische Verfahren eignen²³. Eine häufig verwendete Heuristik ist dabei die Verwendung von Ranglistenverfahren, bei denen die verschiedenen thermischen Kraftwerksblöcke in einem Kraftwerkspark nach ihren arbeitsabhängigen Betriebskosten sortiert sind und dementsprechend nach und nach eingesetzt werden. Für unterschiedliche Kraftwerkstypen sind unterschiedliche Heuristiken erforderlich (s. z.B. [Pro96] o. [AW86]). Wenn beispielsweise Speicherwasserkraftwerke in das System integriert sind, dürfen diese nicht in die Rangliste mit aufgenommen werden. Da ihnen keine erzeugungsabhängigen Betriebskosten zugewiesen werden können, würden zuerst alle Speicherkraftwerke eingesetzt, bis deren Speicher geleert wären. Von da an stünden die Speicherkraftwerke nur noch mit ihrem momentanen Zufluß zur Verfügung. Es muß also eine Dekomposition²⁴ nach Kraftwerkstypen und anderen Systemkomponenten stattfinden und für jede Komponente muß ein heuristisches Verfahren gefunden werden, das es im Endeffekt erlaubt dem optimalen Einsatz aller Komponenten zum Erreichen des Ziels (i.d.R. Kostenminimierung) möglichst nahe zu kommen²⁵. Bei relativ einfachen Systemen kann die Lösung der heuristischen Einsatzplanung dem globalen Optimum des Optimierungsproblems ausreichend nahe kommen. Jedenfalls sind Heuristiken *”approximative Methoden, die ganz beschränkte Probleme der Optimierung mit kleinem Rechenaufwand aber oftmals unsicherer Lösungsqualität lösen”* [Hes96].

Für die komplexen Szenarien, die im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurden, mußten heuristische Verfahren allerdings ausgeschlossen werden, da es sehr viele Entscheidungsmöglichkeiten gibt und die Auswirkungen der Entscheidungen sehr komplex sind. Das liegt beispielsweise daran, daß nicht nur der Einsatz bestehender Kraftwerke optimiert werden soll, sondern der Großteil der Kraftwerke

²³ Szenarien, die durch den Einsatz heuristischer Verfahren erstellt wurden, sind in [Gie01], [Pro96], [Fis95], [FK95] und [Qua00] beschrieben.

²⁴ Zum Einsatz von Optimierungsmethoden, die sich der Dekomposition (Zerlegung) des Optimierungsproblems bedienen siehe auch weiter unten.

²⁵ Oft werden iterative Verfahren verwendet, die beispielsweise über systematische Veränderung von Kostenbewertungsfaktoren für einzelne Kraftwerke in der Rangliste auch die Anfahrkosten und verschiedene Nebenbedingungen mit in die Entscheidung einbeziehen (s. z.B. [AW86]).

sowie die Leitungen zwischen den Regionen – aus dem Pool aller zulässigen Optionen im jeweiligen Szenario – so ausgewählt werden sollen, daß mit ihnen die kostenoptimale Stromversorgung realisiert werden kann. Wie könnte aber dafür eine geeignete Heuristik aussehen? Sollte zuerst Region für Region die Windenergie ausgebaut werden oder besser die Biomasse oder vielleicht die Solarthermie oder wäre es besser den Standort mit den besten Erzeugungsbedingungen für irgendeine bestimmte Erzeugungstechnik zuerst zu nutzen und von dort Leitungen in alle anderen Regionen zu bauen bis das jeweilige Potential ausgeschöpft ist, um dann mit dem nächstbesten Standort ebenso zu verfahren? Was wäre bei dieser Vorgehensweise unter dem besten Standort zu verstehen? Wäre es der mit den niedrigsten Erzeugungskosten, oder der mit der gleichmäßigsten oder am besten regelbaren Erzeugung, oder der mit der Erzeugung, deren Zeitverlauf am besten mit dem Stromverbrauch korreliert, auch wenn seine Erzeugung vielleicht nur einen kleinen Beitrag liefern kann, oder besonders teuren Strom produziert? Diese und viele weitere Fragen nach den Strategien, die in ein nutzbares heuristisches Verfahren implementiert werden müßten, ließen sich vielleicht klären, wenn man eine detaillierte Vorstellung vom optimalen Stromversorgungssystem und dem Einsatz aller Komponenten hätte oder das Optimum kennen würde, aber selbst dann wäre es nicht sicher, daß man dafür gut definierte, anwendbar einfache Regeln finden würde. Wenn aber die zu klärende Frage gerade die ist, wie unter Berücksichtigung aller Optionen, aller wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen und aller Interdependenzen in allen möglichen Systemen **das optimale Stromversorgungssystem** für das jeweilige Szenario gestaltet sein müßte, kann die Antwort nicht durch Heuristiken gefunden werden, sondern muß in einem geschlossenen, exakten²⁶ mathematischen Optimierungsprozeß gesucht werden, der idealer Weise keine Möglichkeit ausschließt oder benachteiligt.

14.2.2 Mathematische Verfahren

14.2.2.1 Stochastische Optimierungsverfahren

Stochastische Optimierungsverfahren können zur Berechnung komplexer nichtlinearer und multimodaler Optimierungsprobleme eingesetzt werden. Das sind Optimierungsprobleme, die sowohl nichtlineare Nebenbedingungen haben können und dadurch evtl. nicht konvexe Lösungsräume als auch komplizierte Zielfunktionen mit vielen Nebenminima und damit zu den schwierigsten und allgemeinsten Problemen in der Optimierung gehören. *”Derartige Methoden haben meist unterhaltensame Namen wie Monte-Carlo-Methoden, Simulated Annealing, Evolutionsverfahren oder Sintflut-Algorithmus. Der Programmieraufwand ist bei diesen Methoden für Probleme mittlerer Größe in der Regel relativ gering. Aus diesem Grunde sind sie zu einem beliebten Tummelplatz für Amateure geworden, was - unglücklicherweise - zu völlig überzogenen Erwartungen an ihre Güte und Durchführbarkeit geführt hat”* [GP99]. Bei stochastischen Verfahren wird per Zufall im Suchraum nach Lösungen gesucht, deshalb brauchen keine genaueren Kenntnisse über die Gestalt der Zielfunktion vorzuliegen, das macht sie vielseitig einsetzbar und robust. Allerdings ist ein wesentlicher Nachteil, daß bei diesen Verfahren – anders als bei exakten Optimierungsverfahren – *”die Sicherheit, dass ein Optimum gefunden wird, durch die Wahrscheinlichkeit, dass es gefunden wird, zu ersetzen ist”* [Hes96]. Bei Optimierungsproblemen, für die es gute exakte Lösungsalgorithmen gibt, ist ein

²⁶ Exakt ist in diesem Zusammenhang als Gegensatz zu heuristisch zu verstehen (vgl. [Hes96]).

weiterer Nachteil, daß die Zufallsmethode wesentlich weniger effizient sein kann und daher längere Rechenzeiten benötigt. Wenn es aber – wie bei der kurzfristigen Einsatzplanung – auf eine sehr genaue Abbildung aller Systemkomponenten für einen relativ kurzen Zeitraum ankommt, also Vereinfachungen – wie Linearisierung der Nebenbedingungen und/oder der Zielfunktion – das gewünschte Ergebnis zu sehr verfälschen können, kann der Nachteil der geringeren Effizienz durch den relativ kurzen Optimierungszeitraum kompensiert werden, weshalb beispielsweise auch Evolutionsstrategien gut für diesen Anwendungsfall geeignet sein können (s. z.B. [VW97]). Auch zur Lösung von Teilproblemen bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung werden Evolutionsstrategien nach Dekomposition des Gesamtproblems (s.u.) schon lange und für verschiedenste Systeme im Energiebereich angewandt (s. z.B. [AW86] u. [Pul97]). Ein anderes stochastisches Optimierungsverfahren – die genetische Optimierung – wird beispielsweise zur Auslegung von PV-Hybridssystemen sowie der Optimierung ihrer Betriebsvariablen und für das Lastmanagement in Hybridssystemen verwendet (s. z.B. [SH97] u. [Reh99]). Zusammenfassend kann gesagt werden, daß sich stochastische Optimierungsverfahren eher für Optimierungsprobleme mit komplexen²⁷ Zielfunktionen und Randbedingungen aber kleiner Dimensionalität²⁸ eignen. Auch für sehr große, hochdimensionale Optimierungsprobleme werden sie vorgeschlagen (s. z.B. [Hes96]). Was aber angesichts der Problemgröße auf eine "Kapitulation" vor der eigentlichen Aufgabe – eine exakte Lösung zu finden – zurückzuführen ist²⁹. Für die Szenarien, die in dieser Arbeit behandelt werden, wird aber eine weitgehend exakte Lösung des jeweiligen Optimierungsproblems angestrebt, da sonst die Auswirkungen verschiedener Annahmen nicht miteinander verglichen werden können. Schon deshalb und weil es unter Nutzung einiger Vereinfachungen (Aggregationen u. Linearisierungen) effizientere Zugänge zu Lösungen der jeweiligen Optimierungsprobleme gibt, werden Stochastiken nicht weiter behandelt, noch werden sie für die Szenarien genutzt.

14.2.2.2 Lineare Optimierung

Lineare Optimierung (bzw. lineare Programmierung) ist – wie im Name angelegt – die Optimierung von Problemen mit linearen Nebenbedingungen (Restriktionen) und linearer Zielfunktion (Z). Diese Art von Optimierungsproblem läßt sich immer in die folgende mathematische Form bringen.

	Ausgeschrieben	Matrixdarst.
Zielfunktion	$Z(\mathbf{x}) = p_1x_1 + p_2x_2 + \cdots p_nx_n$	$Z(\mathbf{x}) = \mathbf{p}^T \mathbf{x}$

(14.1)

²⁷ Komplex ist hier im Sinne von kompliziert wie etwa nichtlinear oder multimodal zu verstehen.

²⁸ Die Anzahl der Dimensionen eines Optimierungsproblems ergibt sich aus der Anzahl der Entscheidungsvariablen (s. z.B. [HH71]). In einem Kraftwerkspark sind Entscheidungsvariablen beispielsweise die Leistung jedes einzelnen der N Kraftwerke zu jedem der T Zeitpunkte, die bei der Optimierung berücksichtigt werden. Die Dimension des Optimierungsproblems, bei dem nur diese Leistungswerte optimiert werden sollen, ist also $N \times T$. Der Suchraum des Optimierungsproblems wächst wiederum exponentiell mit der Anzahl der Dimensionen, was auch als Fluch der Dimensionen bezeichnet wird (s. z.B. [Hes96]).

²⁹ Man gibt sich dann mit dem besten Zufallstreffer zufrieden.

	Ausgeschrieben	Matrixdarst.
Nebenbedingungen	$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots a_{1n}x_n \leq b_1$	
bzw.	$\vdots \quad \quad \quad \ddots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$	$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}$
Restriktionen	$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \cdots a_{mn}x_n \leq b_m$	
mit	$x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0, \quad \cdots \quad x_n \geq 0$	$\mathbf{x} \geq \mathbf{o}$
und	$b_1 \geq 0, \quad b_2 \geq 0, \quad \cdots \quad b_n \geq 0$	$\mathbf{b} \geq \mathbf{o}$

(14.2)

Die Restriktionen bilden im zweidimensionalen Fall ($n = 2$) Geraden, die den Suchraum zu einem Vieleck begrenzen (s. z.B. [GP99]), im dreidimensionalen Fall ($n = 3$) Ebenen, die einen dreidimensionalen Raum eingrenzen. Im allgemeinen n -dimensionalen Fall bilden $(n - 1)$ -dimensionale Hyperebenen ein n -dimensionales Polytop. Der resultierende Lösungsraum des linearen Optimierungsproblems ist konvex³⁰. Das macht das Problem "überschaubar" und so zu einem relativ einfachen Optimierungsproblem. Es läßt sich leicht zeigen, daß die Lösungen von linearen Optimierungsproblemen immer auf Schnittpunkten der Restriktionen liegen (s. z.B. [GP99])³¹. Daher läßt sich der Raum, in dem nach einer Lösung gesucht werden muß, sehr stark einschränken. Eine Optimierungsmethode, die direkt darauf beruht, nach den günstigsten Ecken zu suchen, ist der Simplexalgorithmus nach Dantzig (s. z.B. [BS87] o. [Dan63]). Auch wenn dieses Verfahren schon relativ schnell zum gewünschten Ergebnis führen kann, ist im schlechtesten Fall ein exponentieller Anstieg der Rechenzeit mit der Problemgröße möglich (s. z.B. [Sti02]). Es gibt aber auch "Innere-Punkte-Methoden", mit denen lineare Optimierungsprobleme in Polynomialzeit gelöst werden können (s. z.B. [Hes96] o. [Sti02]). Für lineare Optimierungsprobleme gibt es also sehr effiziente Lösungsverfahren, die sich aus den Eigenschaften des Suchraumes und der Zielfunktion ergeben. Mit mehr oder weniger großen Zugeständnissen an die Genauigkeit der Systemabbildung lassen sich aber auch viele andere Optimierungsaufgaben durch eine lineare Zielfunktion und lineare Restriktionen darstellen. Das bedeutet *"Es kann im Einzelfall günstig sein, Kompromisse bei der Gestaltung der Zielfunktion einzugehen, um das effektivere Verfahren anwenden zu können"* [Gnü01]. Entsprechendes gilt auch für die Restriktionen, die den Suchraum eingrenzen. Eine Linearisierung der Zielfunktion kann bei großen Kraftwerksparks beispielsweise durch Aggregation vieler Einzelkraftwerke erreicht werden. Diese Aggregation erlaubt – ohne große Fehler – unter anderem die Rechnung mit einem konstanten Wert für die leistungsspezifischen Betriebskosten, die beim Einzelkraftwerk mit einem üblicherweise nichtlinearen Wirkungsgradverlauf³² nicht konstant ausfallen³³, da z.B. der leistungsspezifische

³⁰ Anschaulich bedeutet konvex, daß vom jedem Punkt im Inneren des Suchraumes jeder andere Punkt in seinem Inneren gesehen werden kann. Der Raum hat also keine Einstülpungen, die die Sicht verstellen könnten. Das bedeutet, daß jedes lokale Optimum des linearen Optimierungsproblems auch ein globales Optimum darstellt (es gibt also keine lokalen Nebenminima).

³¹ Es kann auch sein, daß es unendlich viele optimale Lösungen gibt, z.B. wenn die Zielfunktion parallel zu einer Kante des Polytops verläuft.

³² Verschiedene Wirkungsgradverläufe fossil befeuerter Kraftwerke sind beispielsweise in [LM02] abgebildet.

³³ Durch den gezielten Einsatz mehrerer Aggregate kann aber dafür gesorgt werden, daß der Wirkungsgrad über einen großen Leistungsbereich annähernd konstant bleibt. In [Qua00] Kap. 3.1.3 ist ein ähnliches Verhalten für ein Wasserkraftwerk mit mehreren Turbinen veranschaulicht.

Brennstoffeinsatz und damit die Brennstoffkosten vom Wirkungsgrad abhängen.

Durch solche Effekte, die sich aus der Größe des Systems ergeben, wird es also möglich ausreichend genaue lineare Abbildungen eines eigentlich nicht linearen Problems zu finden und damit letztlich die lineare Optimierung zu nutzen. So wurde sie beispielsweise für die Untersuchung möglicher *”Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft”* eingesetzt [Hos96a]. In *”Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur – Resultate eines Simulationsmodells des europäischen Kraftwerksparks”* [Hos96b] werden dazu verschiedenen Szenarien beschrieben, in denen der Einsatz eines europäischen Kraftwerksparks auf der Basis von Dauerlinien³⁴ optimiert wird. Dazu wurde der Kraftwerkspark als lineares Modell abgebildet und neben dem Einsatz war auch der Zubau oder Abriß von Kraftwerken und Übertragungskapazitäten Gegenstand der Optimierung. In [Ora97] wird der volkswirtschaftlich optimale Einsatz des österreichischen Kraftwerksparks beschrieben, der mit Hilfe der linearen Optimierung bestimmt wurde. Es handelt sich dabei um ein Stromversorgungssystem bei dem ca. 2/3 der Jahreserzeugung aus Wasserkraftwerken und davon 72% aus Lauf- und 28% aus Speicherwasserkraftwerken stammen. Bei der Optimierung wird auch das Hochspannungsnetz mit seiner maximalen Übertragungskapazität – mit linearisierten Verlusten – abgebildet. Auch für Szenarien zur möglichen *”Entwicklung des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland bis 2050”* unter anderem für die *”Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung des deutschen Bundestags”*³⁵ wurde auf die lineare Optimierung zurückgegriffen [Mol01] [BFR02]. Das Optimierungsproblem mit 86 637 Restriktionen und 76 093 Variablen, wurde zur Erstellung der Szenarien nicht geschlossen gelöst, sondern nach zeitlicher und räumlicher Dekomposition in Subprobleme aufgeteilt, deren Lösung durch lineare Optimierung bestimmt wurde [Mol01]. Die Koppelungen der Subprobleme wurde in einem iterativen koordinierenden Optimierungsprozeß berücksichtigt³⁶.

Die lineare Optimierung erlaubt also – mit mehr oder weniger großen Zugeständnissen bei der Genauigkeit der Abbildung des Systems – auch die Optimierung für die Szenarien, die in dieser Arbeit behandelt werden. Eine detaillierte Abbildung beispielsweise von Mindestleistungen oder Anfahrkosten einzelner thermischer Kraftwerksblöcke führt zu einem Optimierungsproblem, dessen Suchraum nicht mehr nur durch kontinuierliche Nebenbedingungen eingeschränkt ist, sondern in dem teilweise nur diskrete Lösungen existieren. Dadurch verliert das Optimierungsproblem seine Konvexität. *”Bei einer ausreichend großen Anzahl thermischer Blöcke ... ist das Problem jedoch näherungsweise konvex, da die Mindestleistung jedes einzelnen Blocks, und damit der nicht konvexe Sprung der Zielfunktion, im Verhältnis zum Gesamtsystem klein ist”* [Fle96]. Bei den meisten Kraftwerken, die der Optimierung für die Szenarien zur Auswahl- und Einsatzplanung zur Verfügung stehen, wird die Linearisierung diskreter Sprünge in Zielfunktion und Nebenbedingungen

³⁴ Mitteilung: [Hos98].

³⁵ Siehe auch [EK03].

³⁶ Zum Verfahren der Dekomposition wird in [Mol01] angemerkt: *”Die stetig fortschreitende Entwicklung der Prozessoren läßt einen Einsatz des Instrumentes zur Dekomposition und verteilten Berechnung linearer Optimierungsprobleme jedoch als nicht notwendig erscheinen. Lediglich im Falle eines Optimierungsproblems, das aufgrund seiner Größe momentan noch nicht lösbar ist, ist eine Anwendung des Instruments erforderlich und sinnvoll.”*

nur zu kleinen, akzeptablen Fehlern führen. Nur bei sehr großen Kraftwerksblöcken³⁷ ist trotz regionaler Aggregation mit größeren Sprüngen in der Zielfunktion zu rechnen (vgl. Kap. 14.1.1 auf Seite 195 ff.).

14.2.2.3 Gemischt ganzzahlig lineare (GGL) Optimierung

Gemischt ganzzahlig lineare (GGL) Optimierung berücksichtigt auch Optimierungsprobleme, die außer linearen auch diskrete Strukturen beinhalten. In einem Kraftwerkspark können beispielsweise Mindestleistungen, Anfahrkosten, Mindestbetriebszeiten ... einzelner Kraftwerke oder Kraftwerksblöcke Ganzzahligkeitsbedingungen mit sich bringen. Obwohl der Suchraum (Konfigurationsraum) bei vollständiger Diskretisierung nur endlich viele Lösungen zulässt, und nicht unendlich viele, wie bei einem kontinuierlichen Suchraum, ist die Optimierungsaufgabe sehr viel schwieriger zu lösen als bei einem linearen Optimierungsproblem. Die Reduzierung des Suchraums auf die Schnittpunkte der linearen Restriktionen führt im Allgemeinen nicht zur optimalen Lösung des GGL-Problems, da die zulässigen (diskreten) Werte der Optimierungsvariablen nicht mit den Ecken zusammenfallen. Auch die nächstgelegene diskrete Lösung kann zwar unter Umständen eine praktisch brauchbare Lösung liefern, "in speziellen Fällen kann sie aber beliebig weit vom Optimum entfernte Punkte liefern" [BS88]. Da es i.d.R. keine einfachen Regeln zum Auffinden des Optimums gibt, bleibt – als sichere Möglichkeit, das Optimum zu finden – die Methode des vollständigen Durchprobierens (vollst. Enumeration). Allerdings stößt diese Methode bald an ihre technischen Grenzen, da z.B. schon bei binären Variablen (0 oder 1) die Anzahl der Möglichkeiten mit der Anzahl der Variablen (n) wie 2^n also exponentiell zunimmt³⁸. Für größere Optimierungsaufgaben mit Ganzzahligkeitsbedingungen müssen effizientere Methoden gewählt werden. Dazu bieten sich verschiedene Schnittverfahren³⁹ und Verzweigungsverfahren an (s. z.B. [BS88]). Beim **Branch & Bound**-Verfahren⁴⁰ (einem Verzweigungsverfahren s.a. [BS88]) werden alle Lösungen der vollständigen Enumeration berücksichtigt, aber durch ein geschicktes Auswahlverfahren müssen nicht alle Lösungen berechnet werden. Bei diesem Verfahren wird erst das lineare Problem gelöst. Dabei werden ganzzahlige Variablen als kontinuierliche Variablen interpretiert⁴¹. Anschließend wird nach und nach bei einzelnen Variablen die Ganzzahligkeitsbedingung berücksichtigt, wodurch sich eine Baumstruktur ergibt, bei der die möglichen Entscheidungen (Verzweigungen – **branching** – auf verschiedene ganzzahlige Werte einer Variablen) durch Probieren verglichen werden. Bei jeder Entscheidung für einen ganzzahligen Wert muß wieder das lineare Problem für alle verbliebenen Variablen gelöst werden, wobei die ganzzahligen Werte für die bisher

³⁷ Große Kraftwerksblöcke, bei denen es zu signifikanten sprunghaften Abweichungen der Zielfunktion kommen kann, sind insbesondere die Fusionskraftwerke (s.a. Kap. 14.1.1 S. 200.)

³⁸ Handelt es sich nicht um binäre Variablen, sondern um Variablen mit mehr als zwei, z.B. m möglichen Einstellungen, dann nimmt die Anzahl der Konfigurationsraumpunkte wie m^n zu.

³⁹ Ein Schnittverfahren (**Branch & Cut**) wird beispielsweise in [GP99] beschrieben. Die Grundidee ist dabei, wie beim nachfolgend beschriebenen **Branch & Bound**-Verfahren (einem Verzweigungsverfahren), zuerst das lineare Problem ohne Ganzzahligkeitsbedingungen zu lösen. Dann wird allerdings versucht, neue Nebenbedingungen zu finden, die unzulässigen Bereiche des Lösungsraumes so abschneiden, daß alle zulässigen Gitterpunkte noch im Suchbereich liegen, aber einen möglichst großen Teil des – nur im linearen Fall zulässigen – Raumes abschneiden (s.a. [BS88] u. [GP99]).

⁴⁰ Eine sehr anschauliche Beschreibung dieses Verfahrens ist in [Rup96] gelungen.

⁴¹ Die lineare Lösung ist mit Sicherheit nicht schlechter als die ganzzahlige und kann zur Definition eines Abbruchkriteriums bei der Suche nach einer ausreichend guten ganzzahligen Lösung genutzt werden.

ausgewählten Variablen festgehalten werden⁴². Bei der Lösung des linearen Problems kann sich zeigen, daß eine zuvor getroffene Entscheidung nicht mit den Nebenbedingungen vereinbar ist. Dann muß die getroffene Entscheidung revidiert und nach einem neuen Weg gesucht werden, bis eine zulässige Lösung gefunden ist. Soweit entspricht das Verfahren fast der vollständigen Enumeration, mit der Einschränkung, daß manche Wege schon an Verzweigungen enden, für die die Nebenbedingungen nicht mehr erfüllbar sind. Eine weitere Verringerung der Wege ergibt sich aus der Überlegung, daß die optimale Lösung zumindest gleich gut sein muß wie irgend eine gefundene zulässige Lösung. Diese stellt also eine Begrenzung (**Bound**) dar. Sobald eine Lösung durch Hinzunahme einer weiteren Ganzzahligkeitsbedingung schlechter wird als die Begrenzung durch die beste bisher gefundene Lösung, muß dieser Weg (oder Ast) nicht mehr weiter beschritten werden. Dadurch kann sich die Anzahl der zu beschreitenden Wege reduzieren. Durch die lineare Lösung (ohne Ganzzahligkeitsbedingungen) hat man darüber hinaus eine weitere Begrenzung, da die ganzzahligen Lösungen höchstens gleich gut sein können wie diese. Diese Begrenzung kann als Abbruchkriterium genutzt werden, indem man auf das Auffinden des globalen Minimums verzichtet und nur solange sucht, bis man sich der Grenze weit genug angenähert hat.

Gemischt ganzzahlig lineare Optimierung (auch GGL–Programmierung bzw. GGLP genannt) wird in der Kraftwerkseinsatzplanung vielfach eingesetzt. Beispielsweise wurde für die "Electricité de France" (EDF) ein GGL-Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung entwickelt [Min03].

Ein geschlossener GGLP–Ansatz wurde am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart bei der Entwicklung des Instrumentes PROFAKO⁴³ für die Kraftwerkseinsatzplanung verfolgt [Han96], [AHK96], [Lux99]. Mit diesem Instrument können alle für den Einsatz eines Kraftwerksparks relevanten Eigenschaften – auch nichtlineare Eigenschaften in stückweise linearisierter Form – berücksichtigt werden⁴⁴. Der relativ hohe Rechenzeitbedarf dieser Methode läßt bei großen Optimierungsaufgaben keine geschlossene Lösung des Gesamtproblems zu, sodaß sowohl eine räumliche als auch eine zeitliche Zerlegung nötig wird [CL98b]. In [Lux99] wird beschrieben, wie mit diesem Ansatz einige Szenarien mit verschiedenen Windstromanteilen in einem sonst unveränderten realitätsnah abgebildeten konventionellen Kraftwerkspark untersucht wurden. Auch in der Steirischen Wasserkraft- und Elektrizitäts-AG (STEWEAG), einem Energieversorgungsunternehmen, dessen Versorgungssystem alle wesentlichen Merkmale eines hydrothermischen Kraftwerksparks vereint, wird eine zeitlich dekomponierte gemischt ganzzahlig lineare Optimierung zur Jahres-, Wochen-, und Tagesoptimierung eingesetzt [Ste94].

⁴² Wenn beim gesamten Problem n Variablen zu optimieren sind und davon m ganzzahlig sind, dann muß bei der Einführung der 1. Ganzzahligkeitsbedingung ein lineares Problem mit $n - 1$ Variablen und am Endpunkt eines mit $n - m$ Variablen gelöst werden.

⁴³ Die Entwicklung und die Eigenschaften des "Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen" PROFAKO wird in [Han96] beschrieben.

⁴⁴ Nichtlineare Verläufe von Funktionen lassen sich für die Optimierung stückweise linearisieren, wobei jedes linearisierte Teilstück der Funktion durch eine lineare Funktion unter Zuhilfenahme einer Binärvariablen (0 o. 1) darstellbar ist (s. z.B. [Han96] o. [Rup96]). Diese Form der Linearisierung ist z.B. auch bei Optimierungsproblemen mit linearen Nebenbedingungen und nichtlinearer Zielfunktion anwendbar. Sie führt aber wegen der Binärvariablen zu einem GGL–Optimierungsproblem.

Für geschlossene Lösungen großer Optimierungsprobleme ohne Dekomposition benötigt die GGL-Optimierung sehr viel Rechenzeit. Wenn schon das lineare Problem ohne Ganzzahligkeitsbedingungen große Rechenzeiten mit sich bringt, macht die oben beschriebene wiederholte Lösung linearer Teillösungen nach jeder Ganzzahligkeitsentscheidung die GGL-Optimierung schnell undurchführbar (vgl. z.B. auch [GMR⁺97]). Für die Optimierungsprobleme, wie sie bei der Erstellung der Szenarien in dieser Arbeit zu lösen sind, trifft dies zu. Deshalb kann die GGL-Optimierung hier nicht zur Anwendung gelangen.

14.2.2.4 Dekomposition

Dekomposition (Zerlegung) eines Optimierungsproblems ist nicht eigentlich ein Optimierungsverfahren, sondern jede Technik, mit der ein Optimierungsproblem aufgeteilt wird, um mehrere leichter lösbare Teilprobleme zu erhalten. Dafür, daß dies Erfolg verspricht, ist u.a. der schon oben erwähnte "Fluch der Dimensionen" verantwortlich (s. Fußnote 28 auf Seite 206). Mehrere kleine Optimierungsprobleme lassen sich bei insgesamt gleicher Anzahl von Optimierungsgrößen schneller lösen als ein großes. Voraussetzung dafür ist aber, daß die kleinen Optimierungsprobleme nicht so untereinander verkoppelt sind, daß der Zeitgewinn bei der Suche des globalen Optimums dann durch den Zwang zum iterativen Lösen der Teilprobleme wieder aufgezehrt wird⁴⁵. Außer dem Zeitgewinn könnte beispielsweise auch der verkleinerte Speicherbedarf (RAM der verwendeten Rechner) der Teilprobleme eine Dekomposition nötig machen. Ein weiterer Grund für die Dekomposition kann darin liegen, daß es für verschiedene Teilprobleme effiziente Lösungsalgorithmen gibt, durch deren Nutzung sich wesentliche Vorteile für die Lösung des Gesamtproblems ergeben.

Eine Form der zeitlichen Dekomposition ist – wie schon in Abschnitt 14.1 ab Seite 194 erwähnt – die Unterteilung des Optimierungsproblems in verschiedene Planungshorizonte, wie z.B. kurzfristige, mittelfristige und langfristige Optimierung. Bei längeren Planungshorizonten vereinfacht man das Problem durch gröbere Abbildung der Komponenten und/oder größere Zeitschritte oder Standardisierungen des Lastverhaltens (Typtage) sowie u.U. auch durch vereinfachende Formulierungen des Optimierungsproblems, die den Einsatz effizienter Lösungsverfahren ermöglichen. Die Ergebnisse der übergeordneten Optimierungsstufe müssen dann in die kurzfristigeren Planungsaufgaben einfließen. Diese Form der Dekomposition wird in mehr oder weniger ausgeprägter Form sehr häufig verwendet (s. z.B. [HS94] [GW94] [Han96] [DH96] [VH97] [Lux99]). Die Vorgaben der übergeordneten Planungsstufe können aber dazu führen, daß der Lösungsraum unnötig eingeschränkt wird [BRT97]. Weshalb diese Form der Dekomposition neben dem positiven Effekt der Vereinfachung der Optimierungsaufgabe auch den Nachteil birgt, daß durch die Koppelung der Planungshorizonte Fehler entstehen können, die das Optimierungsergebnis beeinträchtigen. Dieser Effekt kann bei integrierter Einsatzplanung über alle relevanten Planungshorizonte naturgemäß nicht auftreten (s.a. [BRT97]).

⁴⁵ Die iterative Lösung der Teilprobleme wird auch als Koordination bezeichnet und vom sog. Koordinator übernommen, einem eigens dafür vorgesehenen Programmteil, der die Optimierung der Teilprobleme verwaltet (s. z.B. [Fle96] o. [GW94]).

Eine weitere Form der Dekomposition besteht in der Zerlegung des Optimierungsproblems in komponentenspezifische Teilprobleme (s. z.B. [GW94]). Dies kann beispielsweise eine Unterteilung in die Einsatzplanung für die thermischen Kraftwerke einerseits und den hydraulischen Kraftwerkspark andererseits sein (s. z.B. [AW86] [Edw94] [DH96] [Fle96]). Dabei können für die verschiedenen Systemkomponenten verschiedene Optimierungsansätze gewählt werden. Für die hydraulischen Systeme kann dann z.B. das Network–Flow–Verfahren eingesetzt werden (s. z.B. [DH96] [Edw94] [Fle96]). Der Einsatz der thermischen Systeme kann z.B. mit Hilfe der Lagrange–Relaxation⁴⁶ optimiert werden (s. z.B. [DH96] [Edw94]) und/oder auch mit Heuristiken (s. z.B. [Edw94]) sowie der Kombination von beidem (s. z.B. [Fle96]). Die Koordination der Teilaufgaben kann beispielsweise durch sukzessiv lineare Optimierung (s. z.B. [Fle96] [DH96]) erfolgen oder durch evolutionäre Strategien (s. z.B. [AW86]). Eine Koordination ist nötig, wenn zwischen den Teilkomponenten systematische Kopplungen bestehen. Eine komponentenübergreifende Kopplung ist die Lastdeckungsbedingung⁴⁷. Sie kann im Rahmen der technischen Möglichkeiten innerhalb des jeweiligen Systems durch den Einsatz aller Komponenten erfüllt werden. Sind Teilsysteme nur schwach gekoppelt, wie beispielsweise mehrere Teilnetze innerhalb eines Stromversorgungssystems, die durch Leitungen mit relativ kleinen Leistungen und/oder wenige Übertragungsleitungen untereinander verbunden sind, so können diese getrennt optimiert werden, um anschließend in einem iterativen Verfahren die Koppelung zu berücksichtigen⁴⁸. Ein guter Dekompositionszugang eines Optimierungsproblems sollte es nicht in zu viele gekoppelte Optimierungsprobleme aufspalten, da sonst der Kommunikationsaufwand für deren Koordination zu groß wird und zudem sollte die Anzahl der übergreifenden Restriktionen nicht zu hoch sein (s.a. [Mol01]). Für das Problem der Erstellung von Szenarien für *„Die Entwicklung des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland bis 2050“* wird in [Mol01] eine Zerlegung in 12 Modellperioden und je ein Unterproblem für die alten sowie die neuen Bundesländer als Trennung nach Modellregionen beschrieben. Hier wird jedoch darauf hingewiesen, daß die Dekomposition mit steigender Prozessorleistung an Bedeutung verliert.

Als eine weitere Möglichkeit der zeitlichen Dekomposition bietet sich eine sukzessive Lösung Zeitschritt für Zeitschritt an. Diese Lösung kann so aber nur dann direkt ermittelt werden, wenn es keine zeitintegralen Nebenbedingungen gibt, wie Mindestbetriebszeiten, Speicherbedingungen und andere Energiemengenbeschränkungen, die durch die Größe von nutzbaren Ressourcen oder durch Verträge vorgegeben sein können. Ebenso wie die räumliche Kopplung durch Leitungsverbindungen zwischen verschiedenen Regionen, führen also zeitintegrale Nebenbedingungen zu einem schwierigeren Optimierungsproblem. Wenn, wie in den Szenarien, die für diese Arbeit erarbeitet wurden, zeitübergreifende und/oder systemkoppelnde Nebenbedingungen eines Querverbundsystems sowie die Auslegung des Systems selber optimiert werden sollen, dann handelt es sich um ein komplexes system- und zeitgekoppeltes Optimierungsproblem.

⁴⁶ Siehe Beschreibung der Lagrange–Relaxation unten.

⁴⁷ Unter Lastdeckungsbedingung wird hier die Forderung nach der vollständigen Deckung der Verbrauchernachfrage verstanden. In einem Querverbundsystem können das außer elektrischen auch thermische Lasten sein, womit sich schon zwei komponentenübergreifende Kopplungen ergeben.

⁴⁸ Indirekt wird in [Ora97] beispielsweise der Unterschied des Optimierungsergebnisses bei der Optimierung von verschiedenen Versorgungsgebieten mit und ohne Berücksichtigung der systemkoppelnden Übertragungsleitungen verglichen.

14.2.2.5 Lagrange-Relaxation

Die **Lagrange-Relaxation** kann genutzt werden, um Probleme mit zeitübergreifenden und/oder systemkoppelnden Nebenbedingungen ebenso wie solche mit Ganzzahligkeitsbedingungen zu lösen⁴⁹. Auch sie ist nicht eigentlich ein Optimierungsverfahren, sondern eine Technik, mit der das Optimierungsproblem u.U. leichter lösbar gemacht werden kann. Das Prinzip der Relaxation besteht in einer "Abschätzung durch Vergrößerung der Lösungsmenge" [Sti02]. Bei der Lagrange-Relaxation werden "Strafterme für Verstoß gegen Bedingungen" [Sti02] vergeben. Das Prinzip der Lagrange-Relaxation besteht darin, die Nebenbedingungen in die Zielfunktion mit aufzunehmen (vgl. z.B. [GMR⁺97]). Dadurch wird ein Problem, dessen Lösung in einem durch Nebenbedingungen eingeschränkten Suchraum gefunden werden muß, zu einem Problem ohne Nebenbedingungen. Durch die Anwendung von sog. Lagrange-Multiplikatoren ist es möglich, ein "Extremalwertproblem mit Nebenbedingungen ohne größere Rechnung auf ein solches ohne Nebenbedingungen zurückzuführen" [FR88]. Die Nichteinhaltung der – in die Zielfunktion integrierten – Nebenbedingungen wird dabei rechnerisch über Lagrange-Multiplikatoren bewertet (bestraft), wobei die Optimierung zu einer Suche nach der optimalen Einstellung dieser Bewertungsfaktoren und der unrestringierten Optimierungsprobleme wird, die diese Faktoren beinhalten. Hierfür gibt es je nach Problem wieder verschiedene Lösungsverfahren. In [GMR⁺97] und [Röm01] werden beispielsweise Heuristiken, dynamische Optimierung und "Netzwerkfluß-Verfahren" genannt und bestimmte Formen von iterativen Gradientenverfahren. In [Now96] wird die Anwendung der Lagrange-Relaxation bei der Kraftwerkseinsatzplanung im Zusammenspiel mit verschiedenen Optimierungsmethoden beschrieben. Diese reichen von einfachem Berechnen bis zur dynamischen Programmierung und der Verwendung von Netzwerkfluß-Verfahren zur Berechnung von Teilproblemen, in die sich das Gesamtproblem durch die Lagrange-Relaxation aufspalten läßt. Die Lagrange-Relaxation erlaubt auch die Lösung nichtlinearer Probleme (s. z.B. [Röm01]).

In [DH96] wird ein – von der Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS) eingesetztes – Planungsinstrument beschrieben, bei dem als Lösungsansatz die klassische Dekomposition gewählt wurde⁵⁰. Der Einsatz des hydraulischen Teilsystems wird dabei unter Verwendung der sukzessiv linearen Programmierung (sLP) und der des thermischen Teilsystems durch ein heuristisches Modell unter Einsatz von Lagrange-Relaxationsverfahren geplant [HWU97]. Der iterative Aufruf der Teilverfahren ermöglicht die Lösung der Gesamtaufgabe⁵¹. Das Verfahren zeichnet sich durch kurze Rechenzeiten aus, was ein wesentlicher Vorteil der Lagrange-Relaxation ist⁵².

⁴⁹ Die Lagrange-Relaxation verkoppelnder Restriktionen ist z.B. in [Röm01] beschrieben.

⁵⁰ Die Entwicklung dieses Planungsinstrumentes erfolgte in Zusammenarbeit mit der Firma Fichtner und wurde dort zum kommerziell erhältlichen Energie-Management-System (EMSY) vervollständigt [Fic96].

⁵¹ Eine detaillierte Darstellung des Lösungsverfahrens findet sich in [Fle96].

⁵² Das zeigt auch ein Vergleich der Optimierungsdauer eines Kraftwerkseinsatzproblems (Blockauswahlproblems) mit einem GGL **Branch & Bound**-Verfahren und einem Verfahren mit Hilfe der Lagrange-Relaxation, der in [GMR⁺97] beschrieben ist. Das Relaxationsverfahren findet die Lösung für einen Einsatzzeitraum von einer Woche über 20 mal schneller. Bei einem Zeitraum von einem Monat wächst die Rechendauer dieses Verfahrens auf das 11-fache, dagegen beim **Branch & Bound** deutlich schneller auf das 19-fache. Die Lösung des Problems für 6-Monate kann mit dem verwendeten Computer beim **Branch & Bound**-Verfahren nur noch in aggregierter Form ermittelt werden und benötigt dafür etwa 200 mal so viel Zeit wie bei entsprechender Formulierung für das Ein-Wochen-Problem.

Als Nachteil der Optimierung mit Hilfe der Lagrange-Relaxation erweist sich, *„daß bei Modelländerungen gegenüber dem Branch-and-Bound-Verfahren ein wesentlich größerer Aufwand für die Anpassung der Algorithmen erforderlich ist“* [GMR⁺97]. Es scheint bisher auch keine Standard-Optimierungs-Tools zu geben, mit denen die Lagrange-Relaxation automatisch auf verschiedene Optimierungsprobleme angewendet werden könnte. Daher ist sie für die Erstellung der Szenarien, die Gegenstand dieser Arbeit sind, nicht geeignet, da hier eine möglichst große Flexibilität hinsichtlich der Kraftwerkstechniken sowie des Kraftwerks- und Leitungsparks – also der Versorgungsstruktur ganz allgemein – angestrebt wird. Da einer der Vorteile der Lagrange-Relaxation in der relativ schnellen Lösung von Ganzzahligkeitsproblemen liegt und diese mit dem **Branch & Bound**-Verfahren für GGL-Probleme mit den verfügbaren Computern nicht in ausreichend kurzer Rechenzeit gelöst werden können, bedeutet dies, daß in den Szenarien keine Ganzzahligkeitsbedingungen berücksichtigt werden können.

14.3 Methode der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung für die Szenarien

Im vorangehenden Abschnitt 14.2 ab Seite 203 wurden Vor- und Nachteile einiger Optimierungsmethoden im Hinblick auf die Anwendbarkeit für die Erstellung der Szenarien beschrieben und bewertet. Reine Heuristiken scheiden aus, da es kaum möglich scheint, im Vorfeld der Erstellung der Szenarien gültige Regeln zu formulieren nach denen der Kraftwerks- und Leitungspark so zusammenzustellen und zu betreiben ist, daß für jedes Szenario die optimalen Entscheidungen getroffen werden können. Stochastische Optimierungsverfahren scheiden wegen ihrer Ineffizienz aus und ließen sich allenfalls in Verbindung mit heuristischen Simulationsmodellen verwenden, für die aber wiederum die gleichen Einschränkungen geltend gemacht werden können, wie für die Heuristiken im Allgemeinen. Mit Verfahren, die basierend auf linearer Optimierung für diskrete Optimierungsprobleme genutzt werden (**Branch & Cut** und **Branch & Bound**), kann das Optimierungsproblem aufgrund der hohen Komplexität zumindest mit den verfügbaren Computern nicht geschlossen gelöst werden. Auch die Anwendung verschiedener Dekompositionsmethoden zur Vereinfachung des Optimierungsproblems scheint der Fragestellung kaum gerecht werden zu können, da beispielsweise für jede Szenario andere Dekompositionszugänge sinnvoll wären⁵³. Die Lagrange-Relaxation ist zwar eine Technik, die bei manchen Optimierungsproblemen zu vereinfachten Teilproblemen und schnellen Lösungen führen kann, aber wegen des Fehlens von Standard-Optimierungs-Tools und dem u.a. daraus folgenden Aufwand ihrer Implementierung bei Modelländerungen (also auch bei verschiedenen Szenarien) scheint sie ebenfalls wenig geeignet.

Verwendete Optimierungsmethode: Als Optimierungsmethode für die Erstellung der Szenarien wurde daher die **lineare Optimierung** gewählt. Nach den gewählten Vereinfachungen durch räumliche Aggregation und Zeitschrittreduktion, die in den Abschnitten 14.1.1 und 14.1.2 beschrieben

⁵³ In einem Szenario ohne interregionalen Stromtransport wäre z.B. eine Zerlegung nach Regionen naheliegend, die ohne Transportrestriktionen oder bei nur teilweiser Einschränkung der Transportmöglichkeiten zu großen Fehlern und/oder zu einem hohen Koordinierungsaufwand bei der Abstimmung der Optimierung der Teilsysteme führen könnte. Auch eine zeitliche Dekomposition nach verschiedenen Planungshorizonten kann zu Fehlern führen, die eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien zu sehr in Frage stellt.

sind, kann mit ihr das Optimierungsproblem in geschlossener Form in ausreichender Genauigkeit gelöst werden⁵⁴. Sie ermöglicht eine gute Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien, die in Kapitel 15 dargestellt sind. Die rechnerische Optimierung ist auf den verfügbaren Rechnern⁵⁵ beherrschbar. Rechenzeiten, die je nach Szenario einige Tage bis zu wenigen Wochen betragen, machten bei paralleler Nutzung mehrerer Prozessoren (je ein Prozessor für ein Szenario) die Entwicklung der "Modelle" und die Erstellung einer Reihe verschiedener Szenarien in akzeptabler Zeit möglich.

Die Formulierung des Optimierungsproblems erfordert für die kommerziell verfügbaren Solver für lineare Optimierungsprobleme, die Erstellung einer sog. MPS-Datei in einem standardisierten Format, dem "MPS-Format"⁵⁶. Das Optimierungsproblem des Grundszenarios⁵⁷ besteht aus gut 2,2 Millionen Entscheidungsvariablen und über 2,4 Millionen Restriktionen in einem Gleichungs- und Ungleichungssystem mit etwa 10 Millionen Nicht-Null-Elementen auf der linken Seite (vgl. Gleichung 14.2 auf Seite 207). Die Datei, mit der dieses Optimierungsproblem formuliert wird, besteht aus etwa 20 Millionen Zeilen und hat im Ascii-Format eine Größe von knapp 900 MB. Dateien dieser Größe können praktisch nicht mehr "von Hand" erstellt werden. Um diese Aufgabe zu vereinfachen, wurde gemeinsam mit dem IER⁵⁸ sowie dem Informatiker Volker Reich eine Entwicklungsumgebung geschaffen. Diese neue Entwicklungsumgebung, die auf dem Planungsinstrument PROFAKO aufbaut, wird in Kapitel 19 beschrieben.

Verwendete Software für die Optimierung: Auch die verwendete Software hat einen entscheidenden Einfluß auf die Lösbarkeit des Optimierungsproblems, auf den hier noch eingegangen werden soll, da er entscheidend für den Erfolg des Optimierungsvorhabens sein kann. Verschiedene Solver lösen unterschiedliche Aufgaben teilweise mit sehr unterschiedlicher Effizienz. Immer wieder aktualisierte umfangreiche Benchmark-Tests für verschiedene Solver mit unterschiedlichen linearen Optimierungsproblemen sind in [Mit03] aufgeführt. Hier ist zu sehen, daß die Rechendauer wesentlich vom Optimierungsproblem abhängt und nicht einfach über die Anzahl der Variablen, Nebenbedingungen und Nichtnullelementen der Restriktionsmatrix ermittelt werden kann⁵⁹. Auch

⁵⁴ Die Auswirkungen der verschiedenen Vereinfachungen sind allerdings nicht alle ohne weiteres vernachlässigbar und daher in den beiden Abschnitten 14.1.1 und 14.1.2 etwas ausführlicher diskutiert.

⁵⁵ Zur Optimierung stand seit Mitte 2001 ein gut geeigneter Rechner (Sun4u; SUNW, Sun-Fire mit 8 UltraSPARC CPUs mit 900MHz Taktfrequenz und 32GB RAM mit 150MHz Taktfrequenz; SunOS 5.8) des Max-Planck-Instituts für Entwicklungsbiologie in Tübingen am Rechenzentrum der Max-Planck-Gesellschaft in Garching zur Verfügung. Dieser Rechner bot insbesondere durch ausreichenden Arbeitsspeicher die Möglichkeit, lineare Optimierungsprobleme der – für die Szenarien notwendigen – Größe zu lösen. Darüber hinaus war es durch die Option, mehrere Prozessoren gleichzeitig zu nutzen, möglich eine Vielzahl von Szenarien in akzeptabler Zeit (je Szenario einige Tage bis mehrere Wochen) zu berechnen.

⁵⁶ MPS steht dabei für **M**athematical **P**rogramming **S**tandard. Das MPS-Format wurde von IBM in den 1960er Jahren eingeführt und ist beispielsweise in [OTC96] beschrieben.

⁵⁷ Das Grundszenario ist in Kapitel 15 Abschnitt 15.2.1 beschrieben.

⁵⁸ Das IER verfügt durch die langjährige Beschäftigung mit dem Thema der Kraftwerkseinsatzplanung über umfangreiche Kenntnisse in diesem Bereich.

⁵⁹ Die kommerziellen Solver sind den frei erhältlichen oftmals weit überlegen und letztere haben bei größeren Optimierungsproblemen häufig Schwierigkeiten überhaupt eine brauchbare Lösung zu finden. Interessant ist auch die Entwicklung der Solver, die sich beim Vergleich verschiedener Benchmark-Tests zeigt. Von einem zum nächsten Jahr werden teilweise Reduktionen der Rechenzeit um mehr als die Hälfte erreicht.

die Dichte⁶⁰, mit der die Matrix besetzt ist, ist nicht das eindeutig ausschlaggebende Kriterium. Wichtiger ist, wie die Matrix besetzt ist. So sind Matrixbereiche "schwierig", in denen einzelne Variablen mit einer Reihe von anderen Variablen verknüpft werden. Abb. 14.1 zeigt eine Restriktionsmatrix für ein kleines⁶¹ Optimierungsproblem – mit 14 658 Restriktionen, 14 578 Variablen sowie $nz = 58\,407$ Nichtnullelementen und damit einer Dichte von $\rho = 2.73 \cdot 10^{-4}$ – für einen Tag mit der Struktur, die den Optimierungsproblemen für die Erstellung der Szenarien entspricht (Das Grundszenario hat 2 421 919 Restriktionen, 2 245 170 Variablen sowie $nz = 9\,967\,325$ Nichtnullelemente und damit eine Dichte von $\rho = 1.83 \cdot 10^{-6}$. Die Anzahl der Restriktionen und Variablen wächst etwa proportional mit der Anzahl der Tage, die bei der Optimierung für die Szenarien berücksichtigt werden⁶²). Die Ausschnittsvergrößerung eines "schwierigen" Matrixbereichs mit einer typischen Struktur verkoppelnder Nebenbedingungen ist in Abb. 14.1 c.) dargestellt⁶³. Matrixelemente dieser Struktur können aus optimierungstechnischer Sicht wie dicht besetzte Bereiche aufgefaßt werden [And03]. Zur Ermittlung des Schwierigkeitsgrades und der Lösbarkeit eines komplexen Optimierungsproblems bleibt letztlich der Versuch als relativ einfache Methode. Zu diesem Zweck wurde das Optimierungsmodell für kürzere Zeiträume (1, 4, 10 und 20 Tage), aber sonst in der gleichen Struktur wie für die Szenarien erstellt.

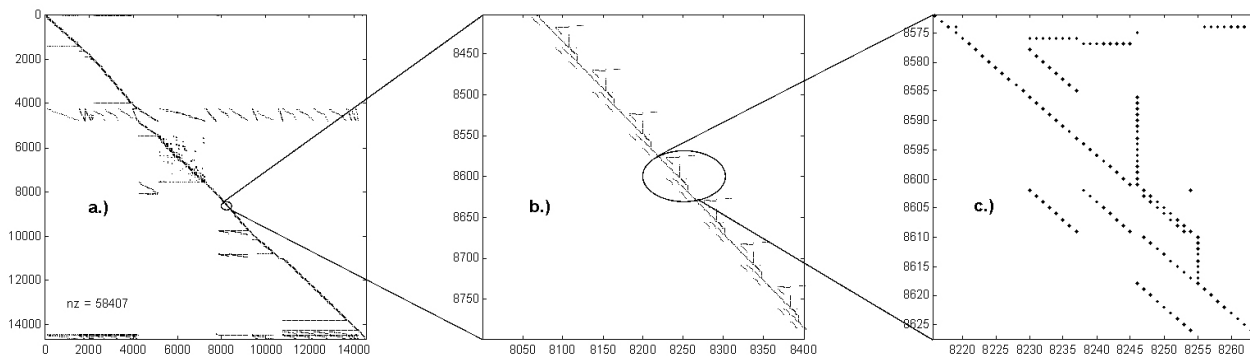


Abbildung 14.1: Veranschaulichung der Restriktionsmatrix a.) des linearen Optimierungsproblems für einen Tag mit 14 658 Restriktionen, 14 578 Variablen und $nz = 58\,407$ Nichtnullelementen (\Rightarrow Dichte $\rho = 2.73 \cdot 10^{-4}$) sowie Ausschnittvergrößerungen b.) und c.).

Um die Lösbarkeit der Optimierungsprobleme für die Szenarien zu testen und einen geeigneten Solver zu finden, wurde die MPS-Datei mit der Formulierung Optimierungsprobleme für unterschiedlich kurze Planungshorizonte anfangs u.a. an den relativ leistungsstarken Barrier Solver von "CPLEX Linear Optimizer 6.5.1" zur Lösung übergeben⁶⁴ [CPL]. Die benötigte Rechendauer stieg etwa mit der 2,5ten Potenz der Problemgröße (Problemgröße meint hier etwa die Anzahl der Va-

⁶⁰ Die Dichte ist das Verhältnis der Anzahl der Nichtnullelemente zum Produkt aus der Anzahl der Restriktionen und der Anzahl der Variablen.

⁶¹ Das Optimierungsproblem wird hier klein genannt, da es nur die Entscheidungsvariablen und Restriktionen für einen Tag enthält und nicht – wie beim Grundszenario – für 183 Tage.

⁶² Globale Variablen – wie die zu installierende Nennleistung einzelner Komponenten des Kraftwerksparks – sind schon in der Entscheidungsmatrix für kürzere Zeiträume enthalten. Das lineare Wachstum beschränkt sich also auf Variablen und Restriktionen, mit denen Bedingungen für einzelne Zeitschritte formuliert werden, wie z.B. die Obergrenze der Momentanleistung eines bestimmten Kraftwerks.

⁶³ Die Punkte sind Platzhalter der Koeffizienten a_{ij} der Restriktionsmatrix A (vgl. Gleichungen 14.2 auf Seite 207).

⁶⁴ Anhand der Probleme für kurze Planungshorizonte wurde auch die Formulierung des Optimierungsproblems hinsichtlich der Lösungseffizienz Schritt für Schritt verbessert.

riablen.) und hätte damit für das 365–Tagesproblem eine Rechenzeit von etwa 75 Tagen erwarten lassen oder für das 183–Tagesproblem des Grundszenarios knapp 14 Tage. Das wären – mit einigen Einschränkungen bei der Anzahl der berechenbaren Szenarien – gerade noch akzeptable Rechenzeiten gewesen, leider beendete der Solver aber schon beim 20–Tagesproblem die Berechnungen mit einer Fehlermeldung und machte damit die Lösung des anvisierten Optimierungsproblems unmöglich. Mit dem Interior–Point–Solver von MOSEK Version "MOSEK 1.4" skalierte die Rechenzeit etwa mit der 1,6ten Potenz der Problemgröße und die Lösung für das Grundszenario mit 183 Tagen konnte in etwa zwei Tagen errechnet werden⁶⁵. Damit war ein geeigneter Solver zur Lösung der verschiedenen Optimierungsprobleme für die Szenarien gefunden.

⁶⁵ Auch der Arbeitsspeicherbedarf (RAM), der weitgehend linear mit der Problemgröße skalierte, blieb beim Grundszenario mit ca. 2,8 GB deutlich unter der Marke von 4 GB, ab der die Speicheradressierung eine 64–Bit–Version des Solvers erfordert hätte. Diese wurde zwar eigens von Erling Andersen erstellt, wies aber eine deutlich schlechtere Performance und einen wesentlich größeren Speicherbedarf auf [And03].

15 Stromversorgungsszenarien mit verschiedenen Technischen und Politischen Randbedingungen

Nachdem, wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben, die Potentiale der verschiedenen regenerativen Energien weltweit mit akzeptabler Genauigkeit bestimmt werden konnten, war es möglich – unter Berücksichtigung der technisch/wirtschaftlichen Möglichkeiten des Stromtransports mittels Hochspannungs–Gleichstrom–Übertragung (HGÜ) – ein Szenariogebiet in Europa und seiner Nachbarschaft auszuwählen, innerhalb dessen Grenzen mannigfaltige Lösungen für eine zukünftige CO_2 –neutrale Stromversorgung realisierbar sind. Dazu wurde für jede der berücksichtigten Stromerzeugungsoptionen in jeder geeigneten Region des Szenariogebiets (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409) ein Teilgebiet bestimmt, in dem erstens besonders günstige Verhältnisse für die jeweilige Option bestehen, zweitens ein – je nach regionalen Gegebenheiten (z.B. Flächengröße und Bevölkerungsdichte) – möglichst großes Potential besteht und drittens bei zeitlich dargebotsabhängigen Quellen möglichst große Ausgleichseffekte schon regional erreicht werden können. In Regionen mit besonders großen Potentialen oder räumlich weit getrennten Potentialen wurden jeweils mehrere Gebiete getrennt berücksichtigt werden. Für jedes der Gebiete und jede der Techniken wurde dabei versucht eine maximale Obergrenze seiner Nutzung zur Stromerzeugung als konservative Potentialobergrenzen zu definieren. Als nächster Schritt wurden für die zeitlich dargebotsabhängigen Erzeugungstechniken Zeitreihen der stromerzeugungsrelevanten Größen erstellt. Ebenso wurde basierend auf einer Fülle von Zeitreihen des Stromverbrauchs aus Ländern des Szenariogebiets regionale Zeitreihen des Stromverbrauchs erstellt.

Die Randbedingungen der regionale Obergrenzen ebenso wie der verschiedenen Zeitreihen und die – für jede Technik ermittelte – heutige oder heute angenommene Kostenstruktur alleine geben aber noch keinen Aufschluß über die optimale Realisierung der zukünftigen CO_2 –neutralen Stromversorgung. Hierzu ist es nötig ein oder mehrere Optimalitätskriterien und evtl. weiteren Randbedingungen festzulegen. Als das zentrale Kriterium werden in dieser Arbeit die Kosten für die Stromversorgung angesehen. Andere Kriterien, beispielsweise politischer Natur wie der erwünschte Eigenversorgungsgrad der einzelnen Regionen stellen Restriktionen dar, die den Suchraum der Optimierung begrenzen können und damit eventuell zu anderen Lösungen führen. Die optimale Realisierung, das heißt den optimalen Kraftwerks– und Leitungspark sowie dessen optimalen Einsatz unter dem Einfluß der jeweiligen Restriktionen, zu ermitteln, ist die Aufgabe der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung.

Die Auswirkungen verschiedener Randbedingungen und Restriktionen auf Struktur und Einsatz des jeweils optimalen Kraftwerksparks werden in verschiedenen Szenarien untersucht, deren Darstellung Gegenstand dieses Kapitels ist.

15.1 Grundsätzliche Ergebnisse der Szenarien

Das zentrale Ergebnis der Szenarien ist, daß auch eine Stromversorgung, die ausschließlich auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruht, erstens möglich ist, zweitens zu relativ niedrige Stromgestehungskosten realisierbar ist, die nur geringfügig über den heutigen liegen und langfristig eventuell

auch darunter und drittens viele Gestaltungsspielräume läßt. Die Nutzung von nicht oder nur langfristig dargebotsabhängigen Erzeugungsoptionen bietet sich zur bedarfsgerechten Stromerzeugung an und spielt in Form der Nutzung von Biomasse und Speicherwasserkraftwerken in aller Regel eine wichtige Rolle in den verschiedenen Szenarien. Dabei dürfen die Stromerzeugungskosten aus diesen speicherbaren Quellen auch deutlich über den mittleren Stromgestehungskosten liegen, da ihre Nutzung die Kosten des Gesamtsystems senken kann. Bei zunehmendem Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird die Funktion der teureren speicherbaren erneuerbaren Optionen allmählich von diesen ersetzt. Dieser Tatsache müßte, solange die Stromgestehungskosten aus diesen speicherbaren erneuerbaren Quellen noch über denen der fossilen "Antagonisten" liegen, bei der Umgestaltung des Versorgungssystems Rechnung getragen werden.

15.2 Ergebnisse einzelner Szenarien

Jede Restriktion, die in den Szenarien wirksam wird, führt jeweils einen anderen Kraftwerks- und Leitungspark sowie einen eigenen angepaßten Einsatz aller Komponenten nach sich. Inhärente technische Restriktionen ergeben sich durch die Aggregation vieler potentieller Standorte zu Summenstandorten in den einzelnen Regionen, und schon vorher durch die räumliche und zeitliche Auflösung der verwendeten Daten, die oft die tatsächlichen Potentiale unterschätzen. Beide sind heute durch die Rechnerleistungen – einerseits der meteorologischen Dienste (z.B. ECMWF oder NCEP/NCAR) und andererseits der zur Verfügung stehenden Rechner für die Optimierung – bedingt. Diese inhärenten Restriktionen wirken sich im Sinne einer konservativen Abschätzung aus. Dem Nachteil der erhöhten rechnerischen Kosten steht also die Gewißheit gegenüber, daß es immer noch bessere (wirtschaftlich günstigere) Systemlösungen als die jeweils gefundenen geben würde. Andererseits kann es auch technische Restriktionen geben, die evtl. nicht vollständig im Optimierungsprozeß berücksichtigt sind und die das reale System verteuern würden. Eine solche nicht berücksichtigte Restriktion könnte z.B. im Bereich der kurzfristigen Regelreserve liegen, deren Bedarf sich aufgrund der verwendeten Zeitreihen im 3–Stunden–Schritt bei der Optimierung nicht erfassen läßt.

Grundsätzlich gilt, daß ein Szenario ohne Restriktionen zu den günstigsten Stromgestehungskosten führt, da alle Optionen der Optimierung zugänglich sind. So ist z.B. auch die Nichtberücksichtigung von Erzeugungstechniken eine Restriktion, die ihre Wirksamkeit in Form höherer Kosten entfalten kann. Streng genommen müßte demnach jede denkbare Technik in die Szenarien integriert werden. Dieses Unterfangen ist im strengen Sinne natürlich nicht realisierbar. Deshalb beschränken sich die gerechneten Szenarien auf einige ausgesuchte Techniken und die Auswirkungen verschiedener technischer, wirtschaftlicher und politischer Restriktionen.

15.2.1 Das Grundszenario

Das Grundszenario (**GrSz**) soll einen Bezugspunkt für alle anderen Szenarien darstellen. In ihm wird von der Nutzung heute bekannter und bereits genutzter Technologien ausgegangen, ohne Berücksichtigung politischer Restriktionen. Anhand des Grundszenarios soll auch die Qualität der Ergebnisse aufgezeigt werden, um eine Abschätzung der Aussagekraft der verschiedenen Szenarien zu ermöglichen.

15.2.1.1 Details und Ergebnisse des Grundszenarios

Wichtig für die Bewertung der Ergebnisse ist unter anderem die Tatsache, daß für die Optimierung zum Auffinden des idealen Kraftwerksparks und seines optimalen Einsatzes durch die "Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung" im Grundszenario nur der halbe Datensatz eines Jahres – jeweils eine zusammenhängende Woche gefolgt von der übernächsten Woche usw. – verwendet wurde. Dies hatte vornehmlich rechentechnische Gründe die sich aufgrund des großen RAM-Bedarfs¹ der Optimierungsaufgabe² und der langen Rechenzeiten³ ergeben (s. Kap. 14.3). Um die Möglichkeiten und Grenzen des Ansatzes zu bewerten, wurden daher für das Grundszenario verschiedene Validierungsansätze verfolgt, deren Ergebnisse in Abschnitt 15.2.1.2 diskutiert werden. Sie bestätigen die prinzipielle Anwendbarkeit der verwendeten Methode und erlauben gleichzeitig interessante Schlüsse auf die Größe der notwendigen Anpassungen des Kraftwerksparks um eine – unter verschiedensten Bedingungen – stabile Stromversorgung zu garantieren.

Erzeugungs- und Transporttechniken im Grundszenarios sind ausschließlich heute verwandte Technologien, für die genügend Erfahrungswerte zum Betriebsverhalten und zur Kostenstruktur vorliegen. Gleichzeitig beschränkt sich das Grundszenario bei der Stromerzeugung allein auf regenerative Quellen. Als Erzeugungsoptionen sind deshalb die Windenergie, Photovoltaik, Solarthermie, Biomasse und heute bestehende Speicher- und Laufwasserkraftwerke berücksichtigt. Die Bilanzgrenze für die Stromerzeugung stellt die Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze dar, deren Auslegung nicht in den Optimierungsprozeß integriert ist. Das bedeutet, daß die Übertragungsnetze für die innerregionalen Transportvorgänge dabei als vorhanden angenommen werden. Für den leistungsstarken Ferntransport zwischen den Regionen ist der Stromtransport über HGÜ-Leitungen vorgesehen, deren Auslegung inklusive Umrichterstationen und deren Betrieb integrale Bestandteile der Optimierung darstellen. Auch die Bilanzgrenze für den Stromtransport ist die Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze. Als Leitungstrassen für die HGÜ-Leitungen dienen etwa die in Abbildung 21.1 dargestellten Leitungen zwischen den eingezeichneten Netzknotenpunkten in den Regionen, die meist nahe den Bevölkerungsschwerpunkten liegen (Die Trassenführung wurde nicht optimiert, sondern lediglich die Auslegung – Leistung – und ihr Einsatz.). Wenn potentielle Erzeugungsstandorte innerhalb der Regionen nicht direkt an den Netzknotenpunkten liegen wird für die Überwindung der Transportentfernung auch mit der Nutzung von HGÜ-Leitungen

¹ Die lineare Optimierung hat auch bei dem gewählten Ansatz mit Daten eines halben Jahres noch mehr als 2 Millionen zu optimierende Parameter in einem System mit etwa gleich vielen Gleichungen (bzw. Ungleichungen) und belegt bei der Optimierung mit dem Solver MOSEK etwa 2,8 GB RAM. Die Verwendung des Datensatzes für ein ganzes Jahr würde für die Adressierung des Speichers eine 64 bit Version erfordern. Diese wurde von Erling Andersen zwar eigens entwickelt, erwies sich aber sowohl im Hinblick auf ihren Speicherbedarf und umso mehr bezüglich der Rechenzeit für die Szenarien als wenig geeignet.

² Der verwendete Solver MOSEK hat sich bei der Optimierung für die Szenarien gegenüber dem Marktführer CPLEX durch eine wesentlich bessere Performance ausgezeichnet, CPLEX hat abgesehen davon schon bei sehr viel kleineren Problemen (Szenarien mit weniger Zeitschritten und damit auch weniger Daten) die Berechnungen mit einem Programmabbruch beendet und schied so ohnehin als Alternative aus.

³ Die Rechenzeit der linearen Optimierung wächst in etwa quadratisch mit der Größe des Problems, was sich für den Solver MOSEK anhand einer Versuchsreihe mit dem Szenarioproblem sehr gut bestätigen ließ. Einzelne Szenarien haben schon bei der Verwendung des Datensatzes für ein halbes Jahr Rechenzeiten von mehreren Wochen in Anspruch genommen, sodaß eine Vervierfachung alleine durch die Verwendung des vollen Datensatzes und eine weitere Verschlechterung der Performance durch den dann nötigen Übergang auf eine 64 bit Version (s. Fußnote 1) den Rahmen der Möglichkeiten gesprengt hätte.

gerechnet. Für das Grundszenario gibt es innerhalb des Szenarios außer den oben erwähnten – der Technologienwahl und Methodik inhärenten – keine weiteren Restriktionen. Es gibt also ausdrücklich auch keine Beschränkung hinsichtlich regionaler Maximal- oder Minimalerzeugung oder bezüglich des Stromtransports.

Die Stromversorgungsstruktur im Grundszenario ist geprägt von großräumigem Austausch zwischen den Regionen. In Tabelle 15.1 sind die wichtigsten regionalen Charakteristika der optimierten Stromversorgung des Grundszenarios dargestellt. Der Gesamte "Stromverbrauch" (SV) liegt bei 3980 TWh. Dem gegenüber steht eine mit 4320 TWh um 8,5 % höhere Jahreserzeugung (JE). Der Unterschied zwischen Produktion und Verbrauch ergibt sich zum einem Teil aus der Überschußproduktion (UP), also dem Teil der Erzeugung, die nicht zur Deckung des Bedarfs heran gezogen wird. Der Überschuß beträgt mit 154 TWh ca. 3,9 % des Stromverbrauchs. Ein sehr kleiner Teil in Höhe von etwa 1 ‰ des Stromverbrauchs geht auf Verluste in Pumpspeicherkraftwerken zurück (s.a. Tab. 15.8). Der Transport bedingt die größten Verluste, die sich insgesamt auf 182 TWh summieren und damit einem Äquivalent von 4,6 % des Stromverbrauchs entsprechen. Insgesamt werden mit 1820 TWh etwa 42 % des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert, der dann nach Verlusten etwa einen Deckungsanteil von 41 % des Stromverbrauchs beiträgt. Die Anteile des Imports (IM) elektrischer Energie und der regionalen Bedarfsdeckung sowie des Exports (EX) an der regionalen Erzeugung fallen in den einzelnen Gebieten sehr unterschiedlich aus. In manche Regionen wird ein Großteil des Bedarfs importiert, andere nutzen dagegen die Stromerzeugung weitgehend für den Export (Details s.a. Abschnitt "Das HGÜ-System des Grundszenarios" auf Seite 229). Von der Möglichkeit des Lastmanagements (LM) (zum implementierten Lastmanagement s. Kapitel 15.2.3 auf Seite 245) wird in allen Regionen Gebrauch gemacht. Allerdings wird in keiner Region im Mittel mehr als 2,8 % des Stromverbrauchs auf günstigere Zeitpunkte während des Tages verschoben, obwohl rechnerisch über 4 % möglich wären.

Die Stromkosten im Grundszenario belaufen sich im Mittel bezogen auf den Stromverbrauch unter Berücksichtigung aller Kostenfaktoren auf knapp 4,65 €/kWh. Die Kosten der reinen Erzeugung (s. SK_{JE} in Tab. 15.1) liegen im Mittel bei 4,0 €/kWh, wobei sie von Region zu Region mit Werten zwischen 3 €/kWh und 9 €/kWh (in Region 12) als "Ausreißer" nach oben deutlichen Schwankungen unterworfen sind. Die Erzeugungskosten dürfen aber nicht mit den tatsächlichen Stromkosten in der jeweiligen Region gleich gesetzt werden, da einerseits der importierte Anteil andere Kosten mit sich bringt und andererseits die Optimierung nicht die Stromkosten in der einzelnen Region minimiert, sondern die Gesamtkosten im Szenariogebiet zum Minimum führt. Letzteres hat wiederum zur Folge, daß eine Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Regionen nicht ohne Weiteres möglich ist, da eine gewählte teure Produktion in einer Region einen kostensenkenden Effekt auf das Gesamtsystem hat und somit eigentlich gemeinsam getragen werden müßte. Auch der Kostenparameter $SK_{SV+LM+US}$ kann nur eine grobe Näherung der Stromkosten darstellen, die für die Region gerechtfertigt scheinen. Er beinhaltet die Kosten des in der Region produzierten, nicht exportierten Stroms sowie die mittleren Produktionskosten der aus allen Regionen exportierten Erzeugung –die für den jeweils in die Region importierten Strom angerechnet werden – und die anteiligen Kosten für Lastmanagement und Überschußproduktion. Wegen der relativ geringen Nutzung des Lastmanagements und der mit 0,25 €/kWh relativ niedrigen Kosten

des LM ergeben sich – bezogen auf den gesamten regionalen Verbrauch – als mittlerer Wert der Lastmanagementkosten SK_{LM}^* nur 4,2 €/MWh. Er liegt also um drei Größenordnungen unter den Erzeugungskosten und spielt im Kostengefüge eine relativ geringe Rolle.

Tabelle 15.1: Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Grundszenario

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1	0	1	4
JE	[TWh]	287	569	211	248	236	82	140	111	688	327	117	58	526	47	20	286	13	304	49
EX	[TWh]	61	276	1	28	0	0	0	3	336	36	6	7	474	26	0	224	11	284	42
IM	[TWh]	93	5	215	72	323	414	221	76	8	93	54	51	0	1	24	0	0	0	0
UP	[TWh]	4	1	0	0	0	0	0	0	38	4	0	0	24	1	0	61	1	18	3
LM	[TWh]	6	3	6	3	10	8	7	3	5	7	4	2	0	1	1	0,0	0,0	0,0	0,1
LM/ SV	[%]	2,1	1,0	1,4	1,0	1,7	1,7	1,9	1,5	1,6	2,0	2,3	2,3	1,8	2,8	2,1	2,0	2,7	2,2	2,1
SK_{JE}	[€/kWh]	3,6	3,2	5,3	4,7	4,4	5,5	3,0	4,2	3,6	4,8	5,7	9,0	3,5	4,5	3,9	3,7	3,7	3,5	3,1
SK_{SV}	[€/kWh]	3,9	3,2	4,9	4,6	4,4	4,6	3,9	4,3	3,9	4,8	5,3	6,7	3,7	4,6	4,2	5,5	4,3	3,8	3,4
SK_{LM}^*	[€/MWh]	5,1	2,4	3,5	2,6	4,3	4,3	4,8	3,7	3,9	4,9	5,7	5,7	4,5	7,1	5,4	4,9	6,7	5,6	5,2
$SK_{SV+LM+US}$	[€/kWh]	4,1	3,4	5,1	4,9	4,6	4,9	4,1	4,5	4,1	5,0	5,5	6,9	4,0	4,8	4,4	5,7	4,5	4,0	3,6

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß–Produktion,
 LM Last–Management, SK Strom–Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das Lastmanagement
 SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

Der ideale Kraftwerkspark des Grundszenarios ist als Ergebnis der Optimierung von großen Windkraftwerksleistungen und deren Stromerzeugung von 2840 TWh (knapp 66% der gesamten Stromerzeugung oder gut 71% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet) geprägt. Die WKA–Leistung ist bevorzugt an besonders windhöffigen Standorten installiert, weshalb die WKA im Mittel mit etwa 2740 VLh ausgelastet sind. Allerdings kommt es bei der Windenergienutzung zu sehr unterschiedlichen Effekten. Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken in den Regionen sind in den Tabellen 15.2 und 15.3 für Standorte 1. und 2. Wahl wiedergegeben. Offshorewindenergie wird von der Optimierung nicht gewählt. In Regionen mit kleinerem Potential wird dieses oftmals vollständig genutzt. Der Ausbau AB beträgt also 100%, die maximal installierbaren Nennleistung (ML) ist gleich der installierten Nennleistung (NL). In Regionen mit besonders niedrigen Ertragserwartungen wie z.B. Region 7 oder Region 12 findet dagegen keinerlei Windenergienutzung statt, was in beiden Regionen auch mit den, besonders niedrigen Ertragserwartungen im Optimierungszeitraum zusammen hängen kann. In anderen Regionen müssen teilweise andere Gründe dafür vorliegen, daß die Potentiale nicht genutzt werden. So liegt in Region 6 die potentielle Erzeugung aus WKA im Bezugszeitraum mit ca. 2500VLh einerseits sogar über der langjährigen Ertragserwartung (vgl. Tab. 5.4 auf Seite 70) und andererseits deutlich höher, als in manchen anderen Regionen, in denen die Windenergie genutzt wird. Die Erklärung für diese Selektion kann eventuell in der relativ großen Variabilität der Windstromerzeugung gesehen werden (vgl. Tab. 5.5 auf Seite 76), die aber in manchen anderen Regionen, deren Windenergiepotential genutzt wird, deutlich höher liegt (vgl. Tab. 5.5 auf Seite 76 u. Tab. 5.6 auf Seite 77). Ein anderer Erklärungsansatz könnte in der sehr zentralen Lage der Region liegen, die sich deshalb evtl. besonders gut für den Stromimport eignet und als eine "Drehscheibe" für den Stromtransport genutzt genutzt wird (vgl. Abschnitt "Das HGÜ–System des Grundszenarios" auf Seite 229). Ein

drittes Erklärungsmuster könnte darin bestehen, daß die anderen nordeuropäischen Windpotentiale ähnliche Erzeugungscharakteristika aufweisen (vgl. Abb. 5.14) aber entweder höhere Erträge bringen oder – wie Region 2, in der das gesamte Windpotential an Land ausgeschöpft wird, durch ihre leistungsstarken Speicherwasserkraftwerke – bessere Backup-Möglichkeiten aufweisen. Wie wichtig die Erzeugungscharakteristika sind, zeigt sich auch an der Nutzung in Region 10. Hier wird trotz 9% niedrigerer Erträge bei einer WKA-Auslastung (AL) von 2020 *VLh* ausschließlich auf die Standorte 2. Wahl zurück gegriffen, die wesentlich geringere Schwankungen ausweisen, aber auch vom zeitlichen Verlauf her besser zur Bedarfsdeckung geeignet scheinen als die Standorte 1. Wahl, da sonst eine Mischung beider Summenstandorte naheliegend wäre. Eine solche Mischung findet in vielen Regionen statt, in denen die Standorte 1. Wahl vollständig genutzt sind und als Sonderfall auch in Region 14, in der beide Summenstandorte nur teilweise genutzt werden.

Tabelle 15.2: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 1. Wahl im Grundszenario

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	83	24	43	11	12	-	-	16	180	-	37	-	121	2	-	91	5	102	12
ML	[GW]	83	24	43	11	12	28	4	16	339	213	216	505	121	172	69	105	142	105	12
AB	[%]	100	100	100	100	100	-	-	100	53	-	17	-	100	1	-	87	3	97	100
JE	[TWh]	255	67	97	21	36	-	-	33	572	-	73	-	385	5	-	277	13	300	36
AL	[VLh]	3070	2796	2257	1873	3017	-	-	2055	3178	-	1970	-	3179	2551	-	3033	2749	2934	3034
GK	[Mio. €/a]	8391	2433	4369	1122	1214	-	-	1622	19337	-	3780	-	12262	185	-	9446	468	10354	1207
SK	[€/kWh]	3,3	3,6	4,5	5,4	3,4	-	-	4,9	3,4	-	5,2	-	3,2	4,0	-	3,4	3,7	3,5	3,3

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Insgesamt summieren sich die gesamten jährlichen Kosten für die Windstromerzeugung (GK) in allen Regionen auf 106 Mrd. € und tragen damit knapp 58% zu den gesamten Stromgestehungskosten (dem Optimierungskriterium) im Szenariogebiet bei. Regional sind die Kosten (GK), die vornehmlich durch die Annuität der Investitionen bestimmt sind, und damit die Investitionen – entsprechend der installierten Leistungen – sehr unterschiedlich. Die Stromkosten (SK) aus der Windkraftnutzung variieren den Erträgen entsprechend zwischen 3,2 und 6,6 €/kWh und liegen im Mittel bei 3,76 €/kWh. Auch an dieser Variationsbreite zeigt sich, daß – wie erwartet – die Produktionskosten selber nur eines von vielen Kriterien zur Minimierung der Gesamtkosten im Stromversorgungssystem darstellen und das rechtfertigt wiederum den Ansatz durch lineare Optimierung nach dem geeignetsten Stromversorgungssystem zu suchen.

Die in den Szenarien als Obergrenze definierte maximal zulässige Erzeugung (ME) der Biomasse wird fast vollständig ausgeschöpft. Wie in Tabelle 15.4 aufgeführt erreicht die Jahreserzeugung (JE) elektrischer Energie aus Biomasse in allen Regionen außer in den drei südlichen Regionen 16, 17 und 18 – in denen keine Biomassenutzung stattfindet – den Maximalwert. Insgesamt steuern die Biomassekraftwerke mit 777 TWh ca. 19,5% des Stromverbrauchs oder 18% der Stromerzeugung bei. Dabei belaufen sich die Gesamtkosten (GK) der Stromerzeugung aus Biomasse abzüglich der Erlöse für den Wärmeverkauf auf 27,6% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet. Daß die Biomasse trotz dieses – im Verhältnis zum Produktionsanteil – relativ hohen Wertes der Kosten von Biomassestrom weitgehend genutzt wird, untermauert den großen Wert dieser gezielt

Tabelle 15.3: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 2. Wahl im Grundszenario

Region	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL [GW]	-	84	-	9	32	-	-	-	-	117	-	-	38	15	-	-	-	-	3
ML [GW]	-	84	166	13	50	-	-	21	350	647	-	-	376	201	268	486	214	245	16
AB [%]	-	100	-	70	64	-	-	-	-	18	-	-	10	7	-	-	-	-	19
JE [TWh]	-	199	-	14	70	-	-	-	-	236	-	-	110	36	-	-	-	-	8
AL [VLh]	-	2369	-	1535	2183	-	-	-	-	2020	-	-	2905	2435	-	-	-	-	2636
GK [Mio. €/a]	-	8517	-	922	3255	-	-	-	-	12088	-	-	3936	1493	-	-	-	-	299
SK [€/kWh]	-	4,3	-	6,6	4,6	-	-	-	-	5,1	-	-	3,6	4,1	-	-	-	-	3,8

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

einsetzbaren Quelle.

Die Biomassekraftwerke werden in ihren Nennleistungen (NL) so dimensioniert, daß Auslastungen (AL) zwischen 4350 und 6880 VLh erreicht werden (im Mittel knapp 4800 VLh). Die Nutzung der Biomasse findet gezielt zur Backup-Bereitstellung statt, wie Abbildung 15.2 auf Seite 233 und hier insbesondere die von oben dritte Teilgrafik mit dem Produktionsverlauf in einer Novemberwoche verdeutlicht. Insgesamt steht für diese Aufgabe eine Nennleistung der Biomassekraftwerke von 162 GW zur Verfügung. Dabei ermöglicht die optimierte Bewirtschaftung der Tageswärmespeicher gleichzeitig durch die Wärmeabgabe (WA) an die jeweilige Wärmeversorgung eine weitgehende Deckung des zugeordneten Wärmebedarfs (WB). Der Deckungsanteil ($\frac{WA}{WB}$) beträgt in allen Regionen über 88% und im Mittel 95%. Die bei der Stromproduktion anfallende Wärmeerzeugung (WE) ist in allen Regionen größer als die Wärmeabgabe, was bedeutet, daß in keiner Region absolute Übereinstimmung dieser beiden Größen erzielt wird. Ihr Verhältnis liegt im Mittel bei $\frac{WE}{WA} = 112\%$ in einzelnen Regionen deutlich höher mit einem Maximum von 222% in Region 12⁴. Das bedeutet, daß hier der Beitrag zur Stromerzeugung wirtschaftlich wesentlich wichtiger ist als der Wärmeverkauf. Das zeigt sich auch am Verhältnis $\frac{BK}{GK}$ zwischen den Betriebskosten (BK) und den Gesamtkosten (GK) bei denen jeweils schon die Erlöse für die nutzbare Wärme einberechnet sind. Die Kosten der Stromerzeugung (SK) aus Biomasse variieren im Vergleich zu denen aus anderen regenerativen Quellen trotz des unterschiedlichen Wärmebedarfs in den Regionen mit Werten zwischen 5,3 und 7 €/kWh nur relativ wenig und liegen im Mittel bei 6,6 €/kWh.

Die solarthermischen Kraftwerke weisen eine summarische Nennleistung (NL) von ca. 30 GW auf. Ihre jährliche Stromerzeugung (SE) trägt im Grundszenario mit insgesamt 65 TWh nur zu einem relativ kleinen Teil – entsprechen etwa 1,5% der Stromerzeugung oder 1,6% des Stromverbrauchs – bei. Der "Löwenanteil" wird in Region 12 erzeugt (s. Tab. 15.5), die vor Region 18 die besten Produktionsbedingungen, d.h. die höchsten flächenspezifischen Jahresproduktionen aufweist. Aufgrund der scheinbar zu hohen Kosten für die Spiegelrinnen und der gleichzeitig relativ

⁴ Dieser Effekt kann zum Teil auch daher rühren, daß in einigen Regionen nur mit einem relativ niedrigen Wärmebedarf gerechnet wird. So würde beispielsweise in der sehr warmen Region 12 ein ausschließlich wärmegeführtes Biomassekraftwerk unter den zugrundeliegenden Annahmen nur mit 2700 VLh ausgelastet. Im deutlich kälteren Island (Region 19), das den höchsten Wärmebedarf aufweist, würde die Auslastung bei dieser Betriebsweise dagegen 5630 VLh betragen. Eventuell könnte ein zusätzlicher Wärmebedarf in ariden Regionen wie Region 12 für die Wasserentsalzung anfallen und könnte auch hier die Nutzung der Biomasse kostengünstiger und damit attraktiver machen, sodaß dann z.B. auch in den Regionen 16 und 18 die Biomasse zur Stromerzeugung genutzt würde.

Tabelle 15.4: Regionale Kraftwerksauslegung und –nutzung zur Strom– und Wärmeversorgung durch Biomasse und deren Kosten im Grundszenario

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
JE	[TWh]	26	92	90	133	71	63	39	36	83	48	44	5	29	7	11	-	-	-	0,06
ME	[TWh]	26	92	90	133	71	63	39	36	83	48	44	5	29	7	11	18	19	32	0,06
NL	[GW]	6	18	21	27	16	14	9	7	15	11	9	1	5	1	2	-	-	-	0,01
AL	[VLh]	4383	5071	4387	4927	4363	4349	4336	4850	5449	4535	5116	5987	5852	5056	6075	-	-	-	6808
WA	[TWh]	48	176	168	236	132	117	74	65	142	92	71	5	42	10	12	-	-	-	0,10
WB	[TWh]	54	177	187	240	149	132	82	66	142	93	73	5	44	11	12	-	-	-	0,10
$\frac{WA}{WB}$	[%]	88	99	90	98	88	89	91	98	100	99	97	100	96	99	100	-	-	-	100
WE	[TWh]	53	183	181	266	143	125	79	72	166	97	88	10	57	13	22	-	-	-	0,12
$\frac{WE}{WA}$	[%]	110	104	108	113	108	107	106	111	117	105	123	222	136	127	175	-	-	-	121
BK*	[Mio. €]	454	1457	1513	2380	1205	1041	646	628	1538	782	864	146	617	134	278	-	-	-	1
IK	[Mio. €]	1388	4159	4744	6232	3772	3323	2089	1711	3502	2455	1973	196	1122	301	410	-	-	-	2
GK	[Mio. €]	1843	5616	6256	8611	4977	4364	2735	2339	5040	3237	2838	343	1740	435	688	-	-	-	3
$\frac{BK}{GK}$	[%]	25	26	24	28	24	24	24	27	31	24	30	43	35	31	40	-	-	-	36
SK	[€ct/kWh]	7,0	6,1	6,9	6,5	7,0	7,0	7,0	6,5	6,1	6,7	6,5	6,7	6,1	6,6	6,4	-	-	-	5,3

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, ME Maximal–Erzeugung zugelassen, NL Nenn–Leistung, AL

Aus–Lastung, WA Wärme–Abgabe (nutzbar), WB Wärme–Bedarf, WE Wärme–„Erzeugung“, BK Betriebs–Kosten (

* Die BK ergeben sind nach Abzug von Verkaufserlösen für Wärme.), IK Investitions–Kosten, SK Strom–Kosten

günstigen Speicher, die im Stromversorgungssystem anscheinend wertvolle Dienste erbringen können, werden die Solarkraftwerke mit großen Speichereinheiten und relativ kleinen Spiegelflächen ausgestattet. Die am größten dimensionierten Speicher werden in Region 12 mit einer Kapazität für 12 VLh Kraftwerksauslastung installiert. In der selben Region wird auch die Spiegelfläche mit einem Solarvielfachen⁵ von 1,2 am größten dimensioniert, was allerdings bei den dortigen Speicherkapazitäten ein sehr niedriger Wert ist, da eine Vergrößerung der Spiegelfläche eine höhere Kraftwerksauslastung und damit niedrigere Stromerzeugungskosten des Kraftwerks ermöglichen würde. Die Dimensionierung ist ganz wesentlich auch von der Optimierung des Gesamtsystems geprägt. Besonders in Region 13 scheint eine Art „Artefakt der Optimierung“ vorzuliegen. Die Kraftwerke sind mit relativ kleinem Speicher und ebenfalls sehr kleinen Solarvielfachen ausgestattet, was bedeutet, daß sie wohl hauptsächlich zur Bereitstellung kurzer Leistungsspitzen eingesetzt werden, eine Aufgabe, die durch Pumpspeicherkraftwerke wahrscheinlich billiger übernommen werden könnte, wenn diese mit gleicher Leistung in der selben Region gebaut werden könnten. Entsprechend den sehr unterschiedlichen Auslegungen variieren auch die Stromkosten des Solarstroms mit einer Spanne von 9,2 €ct/kWh in Region 19 bis 38,6 €ct/kWh in Region 13 weit um den Mittelwert von 10,6 €ct/kWh. Die Solarthermie trägt mit jährlichen Gesamtkosten von 6,9 Mrd. € deutlich überproportional zu ihrem Erzeugungsanteil 3,7% zu den gesamten Stromversorgungskosten im Szenariogebiet bei. Das bedeutet, ihre Nutzung zeichnet sich durch große systemische Vorteile – wie ihre Backup–Eigenschaften und/oder ihre regionalen Dargebotseigenschaften – aus.

Die Photovoltaik findet – als Ergebnis der Optimierung für das Grundszenario – keinerlei Anwendung. Das bedeutet, daß sie bei heutigen Kosten weder preislich interessant zu sein scheint noch adäquate positive Systemeffekte mit sich bringt, um diesen Nachteil zu kompensieren.

⁵ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

Tabelle 15.5: Auslegung, Nutzung und Kosten solarthermischer Kraftwerke im Grundszenario

Region		4	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Nennleistung	[GW]	–	–	–	–	17,7	5,0	–	–	7,0	–	0,8
Speicherkapazität	[GWh]	–	–	–	–	227,2	15,7	–	–	84,7	–	7,6
	[VLh]	–	–	–	–	12,8	3,1	–	–	12,1	–	9,4
Spiegelfläche (SF)	[km ²]	–	–	–	–	132,6	3,5	–	–	27,6	–	4,6
Solarvielfaches	[1]	–	–	–	–	1,2	0,1	–	–	0,7	–	1,0
Jahreserzeugung	[TWh]	–	–	–	–	52,7	1,2	–	–	9,6	–	1,8
Auslastung	[VLh]	–	–	–	–	2968	230	–	–	1371	–	2275
Gesamtkosten	[Mio. €/a]	–	–	–	–	4852	446	–	–	1427	–	176
Stromkosten	[€/kWh]	–	–	–	–	9,2	38,6	–	–	14,8	–	9,6

Die Jahreserzeugung aus Wasserkraft beläuft sich im Grundszenario mit 637 TWh auf 14.7% der Stromerzeugung oder 16.0% des Stromverbrauchs. Aus der Speicherwasserkraft kommen davon knapp 2/3. In den Tabellen 15.6 und 15.7 sind die Regionalen Leistungs-, Erzeugungs- und Kostenparameter der Laufwasserkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke wiedergegeben. Sie entsprechen im Wesentlichen den Daten der Tabellen 7.1, 7.2 und 7.3 auf den Seiten 102, 108 und 109, da im Grundszenario kein Zubau von Wasserkraftwerken zugelassen ist. Die Auslastung der Laufwasserkraftwerke liegt zwischen etwa 1900 VLh in Region 13 und fast 6100 VLh in Region 6 im Mittel bei gut 3400 VLh. Bei den Speicherwasserkraftwerken liegt die minimale Auslastung mit ca. 530 VLh in Region 11 vor und die maximale mit gut 5500 VLh in Region 19, womit die Werte stärker als bei den Laufwasserkraftwerken um den Mittelwert von gut 3000 VLh schwanken.

Tabelle 15.6: Auslastung bestehender Laufwasserkraftwerke im Grundszenario

Region		1	3	4	5	6	7	8	9	10	13	18
Nennleistung	[GW]	2,1	4,5	5,7	10,8	3,0	17,7	8,3	6,1	8,5	0,7	0,28
Jahreserzeugung	[TWh]	6,3	9,9	14,7	41,7	18,1	63,7	20,9	24,5	30,3	1,3	1
Auslastung	[VLh]	3000	2230	2578	3877	6058	3601	2517	4016	3556	1896	3575
Gesamtkosten	[Mio. €]	76	163	209	393	109	647	303	223	312	24	10,2
Stromkosten*	[€/kWh]	1,2	1,6	1,4	0,9	0,6	1,0	1,5	0,9	1,0	1,9	1,0

* Für die Bestimmung der Gesamtkosten und Stromkosten werden bei den bestehenden Laufwasserkraftwerken die laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie Reinvestitionsrücklagen berücksichtigt.

Die Gesamtkosten der Wasserkraftnutzung tragen mit jährlich 7,1 Mrd. € und knapp 4% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet nur einen – im Vergleich zu anderen Erzeugungsoptionen – kleinen Anteil bei, der weit unter ihrem Erzeugungsanteil liegt. Der Grund dafür ist wiederum die Tatsache, daß kein Zubau von neuen Wasserkraftwerken zugelassen ist, da die bestehenden Kraftwerke als abgeschrieben angenommen werden und sich die Kosten der Stromerzeugung damit aus den laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie Reinvestitionsrücklagen⁶

⁶ Für die Reinvestitionsrücklagen wird eine Restlebensdauer der abgeschriebenen Kraftwerke von 70 Jahren angenommen. Zur Bildung der Rücklage wird anfangs ein Sockelbetrag angelegt, der in den ersten 25 Jahren wie eine Investition behandelt wird. Dieser Sockelbetrag wird bis zur Verwendung der Reinvestitionsrücklagen mit einem relativ niedrig angesetzten Realzins von 2,5%/a bis auf die notwendige Reinvestitionssumme angespart. Für die Ermittlung der Kosten wird nur der Zeitraum während der Bildung der Rücklage gewählt, der darauffolgende Abschnitt, in dem sich das Kapital durch seine Verzinsung mehrt, in dem also keine aktiven Kosten anfallen, wird also nicht kostenmindernd angerechnet (s. dazu auch Kap. 7.5.2 auf Seite 107 ff.).

zusammensetzen.

Die Wasserkraft ist neben der Biomasseverstromung die zweite wichtige Backupkomponente für die fluktuierende Erzeugung der Windenergie. Abbildung 15.2 auf Seite 233 verdeutlicht den gezielten Einsatz der Wasserkraft. Dabei wird die Speicherwasserkraft mit ihren 133 GW über den gesamten Leistungsbereich geregelt und die Laufwasserkraft wird im Rahmen des Zulässigen Schwellbetriebs von maximal $\pm 25\%$ der durch den Zulauf bedingten tagesmittleren Leistung variiert. Das bedeutet, daß das theoretische Maximum des Backup aus Laufwasserkraftwerken bei $\pm 25\%$ der insgesamt 68 GW also etwa 17 GW liegt. Wenn der momentane Zulauf und der maximale Anteil im Schwellbetrieb berücksichtigt wird, sinkt die verfügbare Backupleistung aus Laufwasserkraftwerken ungefähr auf Werte zwischen 3,5 und 11 GW. Insgesamt beläuft sich also die potentielle Backupleistung der Wasserkraft auf maximal 150 GW und real im Optimierungszeitraum auf etwa 136 bis 141 GW. Der nichtregelbare Laufwasseranteil von minimal 10 und maximal gut 32 GW im gesamten Versorgungsgebiet trägt auch zur Leistungssicherung bei. Die Wasserkraftleistung erreicht im Szenario in der Spitze mit 181 GW etwa 90% der installierten Nennleistung. Damit die Wasserkraft allerdings zu dem Zweck der Backupbereitstellung für das gesamte Szenariogebiet genutzt werden kann, muß sie in ein leistungsstarkes Übertragungsnetz eingebunden werden (s.a. Abschnitt "Das HGÜ-System des Grundszenarios" ab Seite 229), da – wie den Tabellen 15.6 und 15.7 zu entnehmen – sowohl die installierten Leistungen als auch die Erzeugungsmöglichkeiten sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Regionen verteilt sind.

Tabelle 15.7: Auslastung und rechnerische Stromkosten bestehender Speicherwasserkraftwerke im Grundszenario

Region		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	15	18	19
Nennleistung	[GW]	46,4	6,8	22,0	11,6	1,3	21,3	9,9	3,0	5,4	1,2	0,6	2,56	0,36	0,92
Jahreserzeugung	[TWh]	211,3	13,4	65,6	16,3	1,6	37,0	21,3	9,1	12,0	0,6	0,8	9,2	1,04	5,07
Auslastung	[VLh]	4554	1976	2985	1403	1217	1740	2164	3007	2224	531	1255	3605	2876	5509
Gesamtkosten*	[Mio. €]	1578	241	774	417	47	764	341	106	193	43	22	87	12,6	30,7
Stromkosten*	[€ct/ kWh]	0,7	1,8	1,2	2,6	3,0	2,1	1,6	1,2	1,6	6,9	2,9	0,9	1,2	0,6

* Für die Bestimmung der Gesamtkosten und Stromkosten werden bei den bestehenden Speicherwasserkraftwerken die laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie Reinvestitionsrücklagen berücksichtigt.

Auch die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) mit einer Nennleistung von 28 GW im Szenariogebiet tragen zur Stromversorgung bei und werden für kurzfristige Backupaufgaben genutzt. In der Spitze wird mit knapp 26 GW fast die volle installierte Leistung ausgeschöpft. Allerdings ist ihre Auslastung mit 700 bis 1300 VLh in den einzelnen Regionen bei einem mittleren Wert von 860 VLh relativ gering (s. Tab. 15.8), wobei hier schon Pumpen und Turbinieren zusammengefaßt sind⁷. Das kann darauf schließen lassen, daß die Speichergrößen typischer PSKW, die vereinfachend für alle Regionen mit 6 VLh angenommen wurden, nicht optimal zu den Erfordernissen der regenerativen Stromversorgung im Grundszenario passen oder, daß meist Lösungen ohne die Nutzung von verlustbehafteten Speichern möglich sind. Aufgrund des geringen Volumens von 2,6‰ der Stromerzeugung über PSKW und der gleichen monetären Bewertung von bestehenden

⁷ Bezogen auf die reine Erzeugung also das Turbinieren ohne Pumpen reduziert sich die Auslastung nochmals auf weniger als die Hälfte des angegebenen Wertes, im Mittel auf ca. 380 VLh.

PSKW wie bei den als abgeschrieben angenommenen Wasserkraftwerke, also ausschließlich den laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie den Reinvestitionsrücklagen⁸ spielen die Kosten der Stromerzeugung aus PSKW mit 1,7‰ der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet nur eine marginale Rolle.

Tabelle 15.8: Regionale Nutzung bestehender reiner Pumpspeicherkraftwerke im Grundszenario

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13
Nennleistung	[GW]	3,53	1,67	3,90	1,95	4,25	4,23	4,54	2,50	0,80	0,50	0,24
Pumpen	[GWh]	-1850	-716	-1616	-758	-1959	-2037	-2372	-1184	-406	-323	-171
Turbinieren	[GWh]	1480	573	1293	606	1567	1630	1898	947	325	259	142
Auslastung	[VLh]	942	774	746	701	830	867	941	852	913	1164	1301
Gesamtkosten	[Mio. €]	39	18	43	21	47	46	50	27	9	5	3
Stromkosten *	[€ct/ kWh]	2,6	3,2	3,3	3,5	3,0	2,8	2,6	2,9	2,7	2,1	1,9

* Die Stromkosten in der Tabelle beinhalten ausschließlich die in der jeweiligen Region für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) anfallenden Kosten ohne die Kosten des Stroms, der zum Pumpen benötigt wird, umgelegt auf die Summe der jährlichen Jahreserzeugung (Turbinieren) der PSKW. Für die Kosten werden bei den Kraftwerken die laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb, sowie Reinvestitionsrücklagen berücksichtigt.

Wenn man alle zu Backupaufgaben geeigneten Kraftwerksleistungen summiert, ergeben sich im gesamten Szenariogebiet etwa 370 GW Backupkapazität die bei geeigneter Einsatzplanung in Engpasssituationen zur Verfügung stünden. Der extremste "denkbare" Fall eines Leistungsengpasses im Szenariogebiet wäre ein Totalausfall der gesamten Windkraft bei Höchstlast, die im zugrundegelegten Zeitraum ca. 615 GW beträgt. Bei der vollen Nutzung des Lastmanagements das zu diesem Zeitpunkt (mit 10% der Last) die Last 61,5 GW senken könnte, ergäbe sich ohne Berücksichtigung von Transportkapazitäten ein Leistungsmangel von ca. 184 GW oder ca. 12,6% der im Szenariogebiet installierten Kraftwerksleistung von 1459 GW. Selbst in diesem unrealistischen "Worst-Case" könnte die Stromversorgung mit dieser zusätzlichen Backup-Leistung im Szenariogebiet jederzeit aufrecht erhalten werden. Daraus läßt sich der Schluß ziehen, daß eine Bereithaltung von Backupkapazitäten bei geeigneter Wahl der Kraftwerke eine wirtschaftlich relativ gut tragbare Sicherungsmaßnahme wäre. Eine wahrscheinlich besonders günstige Möglichkeit bestünde in der Aufrechterhaltung von alten ausgewählten Kraftwerkskapazitäten, die mit fossilen Energieträgern beschickt werden. Die Mehrkosten dafür sollten die Stromgestehungskosten im Gesamtsystem nur sehr geringfügig erhöhen. In einem liberalisierten Strommarkt heutiger Prägung werden allerdings für die Verfolgung einer solchen strategischen und langfristigen Leistungssicherstellung nicht die nötigen Rahmenbedingungen geschaffen (s.a. [Sö00] [EH01] [And98] [VWE00]). Langfristig sollte eine evtl. benötigte oder politisch gewünschte Reservekapazität aus neuen – dafür besonders geeigneten – Kraftwerken mit niedrigen Investitionskosten und niedrigen fixen Betriebskosten bestehen.

Das HGÜ-System des Grundszenarios hat einerseits die Aufgabe, die teilweise weit vom Verbrauch entfernte Produktion am jeweiligen Ort, in dem sie zur Lastdeckung beitragen soll, verfügbar zu machen. Andererseits verknüpft sie die Verbrauchsregionen leistungsstark mit den verfü-

⁸ Siehe Fußnote 6 auf Seite 227.

baren Speichersystemen. Abbildung 15.1 zeigt die optimale Auslegung (Nennleistung) der HGÜ-Leitungstrassen zwischen den Regionen sowie deren Auslastung (Durchleitung). Die Leistungsstärkste Verbindung befindet sich danach mit insgesamt 129 GW zwischen den Regionen 8 und 13 und durchquert die Straße von Gibraltar zwischen Marokko und Spanien. Ihre wichtigste Aufgabe ist der Transport von Windstrom aus den Nordafrikanischen Passatwindregionen 16 und 13 nach Europa. Wie Tabelle 15.9 zu entnehmen sind dies ausschließlich Exportregionen. Der Export (EX) liegt in beiden Regionen mehr als eine Größenordnung über dem Stromverbrauch (SV). Beide kommen unter dies Voraussetzung vollkommen ohne Importe aus und weisen mit 24 und 61 TWh mit die höchsten Überschuß-Produktionen auf, die hier einen beachtlichen Anteil der Jahres-Erzeugung ausmachen. Von der elektrischen Energie aus diesen Afrikanischen Ländern verbleibt auf dem Weg nach Mitteleuropa ein Teil auf der Iberischen Halbinsel (Region 8) der deutlich größere Rest wird in den Regionen 5 und 7 verbraucht oder von dort an andere Regionen verteilt. Ähnlich exportlastig ist Region 18 in der auch im großen Stil Windstrom produziert wird, der überwiegend über die Trasse von Region 18 nach Ägypten (Region 15) von dort zu Region 4 und weiter nach Mitteleuropa transportiert wird. Eine weitere Grenzregion mit leistungsstarker Leitungsanbindung ist Nordrussland bis Westsibirien (Region 9), die sich aber durch einen relativ großen Stromverbrauch auszeichnet und jeweils etwa zur Hälfte für den Export und den Eigenverbrauch produziert. Diese Region weist ebenfalls eine relativ große Überschußproduktion auf. Region 2 ist ebenfalls von sehr großen Exportvolumina geprägt und entsprechend leistungsstark mit der drittgrößten Umrichternennleistung (NL in Tab.15.9) in das Transportsystem eingebunden.

Dagegen ist Region 6 (Deutschland und Dänemark) als Ergebnis der Optimierung eine durch Stromimporte geprägte Region. Die Umrichternennleistung beträgt hier 56 GW und ist zu 85% also mehr als 7400 VLh ausschließlich für den Import ausgelastet (s. AL in Tab.15.9). Der Anteil des Stromimports (IM) am gesamten Stromverbrauch (SV) liegt bei $\frac{IM}{SV} = 84\%$ und ist der höchste im gesamten Stromversorgungsgebiet. Insgesamt führt eine Leitungskapazität von 124 GW aus verschiedenen Richtungen in die Region, was einem mehrfachen der Umrichterleistung entspricht, sodaß der Region eine wichtige Funktion als eine "Drehscheibe" für den internationalen Stromtransport zukommt. Die stärkste Anbindung besteht dabei zu Region 2, die sich durch die größten Speicherwasserkraftkapazitäten und auch eine relativ leistungsstark ausgebaute Biomassenutzung als Backup-Region mit besonders hohen regelbaren Kraftwerksanteilen auszeichnet (vgl. Tab. 15.4 u. 15.7 sowie Abb. 15.1). Zusammenfassend läßt sich über den Stromtransport im Grundszenario sagen, daß er großzügig genutzt wird. Insgesamt werden, wie Eingangs erwähnt, 42% des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert. Dennoch tragen die Kosten des Transportsystems mit jährlich 13Mrd. € nur 7% zu den gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet bei. Die Verlustkosten erhöhen diesen Anteil auf knapp 11% und könnten sich eventuell durch größere spezifische Leitungsdurchmesser also niedrigere ohmsche Verluste noch dergestalt verringern, daß sich die Stromgestehungskosten im Gesamtsystem reduzieren ließen⁹. In die selbe Richtung weist eine andere Überlegung, die insbesondere aus Gründen der Versorgungssicherheit interessant sein könnte. Eine Absicherung gegen Ausfälle des Übertragungssystems könnte mit Hilfe einer redundanten Auslegung des Leitungssystems erreicht werden. Dabei weist allerdings das HGÜ-Leitungssystem

⁹ Bei der Auslegung des Leitungssystems durch die Optimierung wurde ein fixer vorher festgelegter leistungsspezifischer Leiterquerschnitt zugrunde gelegt. Dieser ist aber nicht für die Aufgabe in den Szenarien optimiert und läßt daher noch Verbesserungsmöglichkeiten offen.

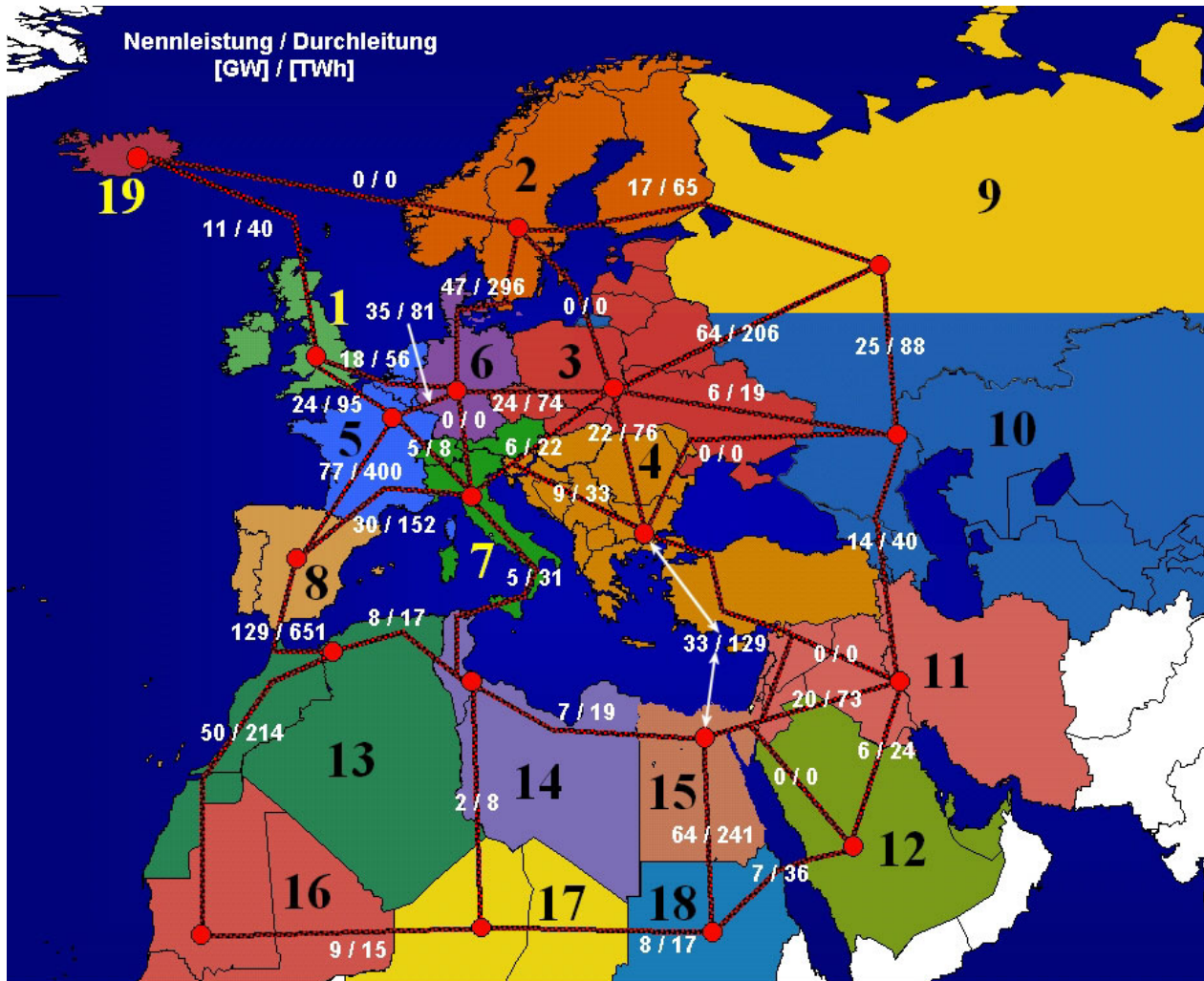


Abbildung 15.1: Ausbau und -auslastung des HGÜ-Netzes für die großräumige Leistungsübertragung zwischen den 19 Regionen des Versorgungsgebietes im Grundszenario.

ohnein schon eine hohe Redundanz auf. Das liegt zum einen daran, daß HGÜ-Übertragung eine größere inhärente Sicherheit gegenüber Leistungsausfällen aufgrund Teilleiterausfällen haben als Drehstromsysteme. Dies gilt insbesondere wenn die Trasse nicht voll ausgelastet ist, da dann durch Umpolen der Konverter, die bisher in den jetzt ausgefallenen Pol der Übertragungsleitung gespeist haben (aus ihm entnommen haben), die ausgefallene Leistung ebenfalls über den noch funktionsfähigen Pol geschickt werden kann¹⁰. Dieses Verfahren funktioniert aber auch noch bei annähernd voll ausgelasteter Leitung, da die Auslegungsnennleistung üblicherweise etwa bei der Hälfte der thermischen Grenzleistung angesiedelt wird (vgl. Kap. 13). Eine weitere Maßnahme wäre die Errichtung eines parallelen Leitungsnetzes. Als relativ extreme Maßnahme zur Erhöhung der Ausfallsicherheit könnte dabei die Errichtung eines 2. weitgehend identischen Leitungssystems vorgesehen werden. Aber selbst diese extreme Anforderung wäre nur mit relativ moderaten Mehrkosten verbunden. Da auf das Leitungs- und Kabelsystem 5% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet entfallen, wäre eine Verdoppelung der Leitungskapazität mit einem Anstieg auf 10% verbunden. Allerdings würden sich die Verlustkosten etwa halbieren, da jetzt im Normal-

¹⁰ Eine Hochspannungs-Drehstromleitung fällt dagegen – beim üblicher Schaltung – bei einem Kurzschluß auf einem der drei Pole vollständig aus, bis der Kurzschluß behoben ist.

fall der doppelte Leitungsquerschnitt für den Stromtransport zu Verfügung stünde und sich damit die Verluste etwa halbieren würden. Rechnet man beide Effekte gegeneinander, so bleiben Mehrkosten von etwa 3% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet. Als Ergebnis würde sich aber eine extrem hohe Sicherheit gegen Störungen des Leitungssystems ergeben, was Ausfälle weitgehend unabhängig von den Störungsursachen sehr unwahrscheinlich machen würde.

Tabelle 15.9: Regionale Auslegung und Nutzung von HGÜ-Umrichterstationen zum Stromexport und –import im Grundszenario

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1	0	1	4
JE	[TWh]	287	569	211	248	236	82	140	111	688	327	117	58	526	47	20	286	13	304	49
UP	[TWh]	4	1	0	0	0	0	0	0	38	4	0	0	24	1	0	61	1	18	3
NL	[GW]	34	64	37	22	51	56	36	16	106	34	14	12	106	8	5	59	3	80	11
AL	[%]	52	50	66	53	72	85	70	58	37	43	50	53	51	38	55	43	39	41	44
EX	[TWh]	61	276	1	28	0	0	0	3	336	36	6	7	474	26	0	224	11	284	42
$\frac{EX}{JE}$	[%]	21	49	0	11	0	0	0	3	49	11	5	12	90	54	1	78	87	94	85
IM	[TWh]	93	5	215	72	323	414	221	76	8	93	54	51	0	1	24	0	0	0	0
$\frac{IM}{SV}$	[%]	30	2	51	25	58	84	62	42	2	25	33	50	0	3	55	0	1	0	1
GK	[Mio. €]	163	310	180	105	248	270	176	76	515	166	66	60	514	38	24	287	16	387	53
SK*	[€ct/kWh]	0,11	0,11	0,08	0,11	0,08	0,07	0,08	0,10	0,15	0,13	0,11	0,10	0,11	0,14	0,10	0,13	0,14	0,14	0,13

SV Strom–Verbrauch (in der Region), JE Jahres–Erzeugung (in der Region), NL Nenn–Leistung (der Umrichter), AL Aus–Lastung, GK Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten (* Die SK in der Tabelle beinhalten ausschließlich die in der jeweiligen Region für die Umrichter anfallenden Kosten umgelegt auf die Summe von EX und IM.)

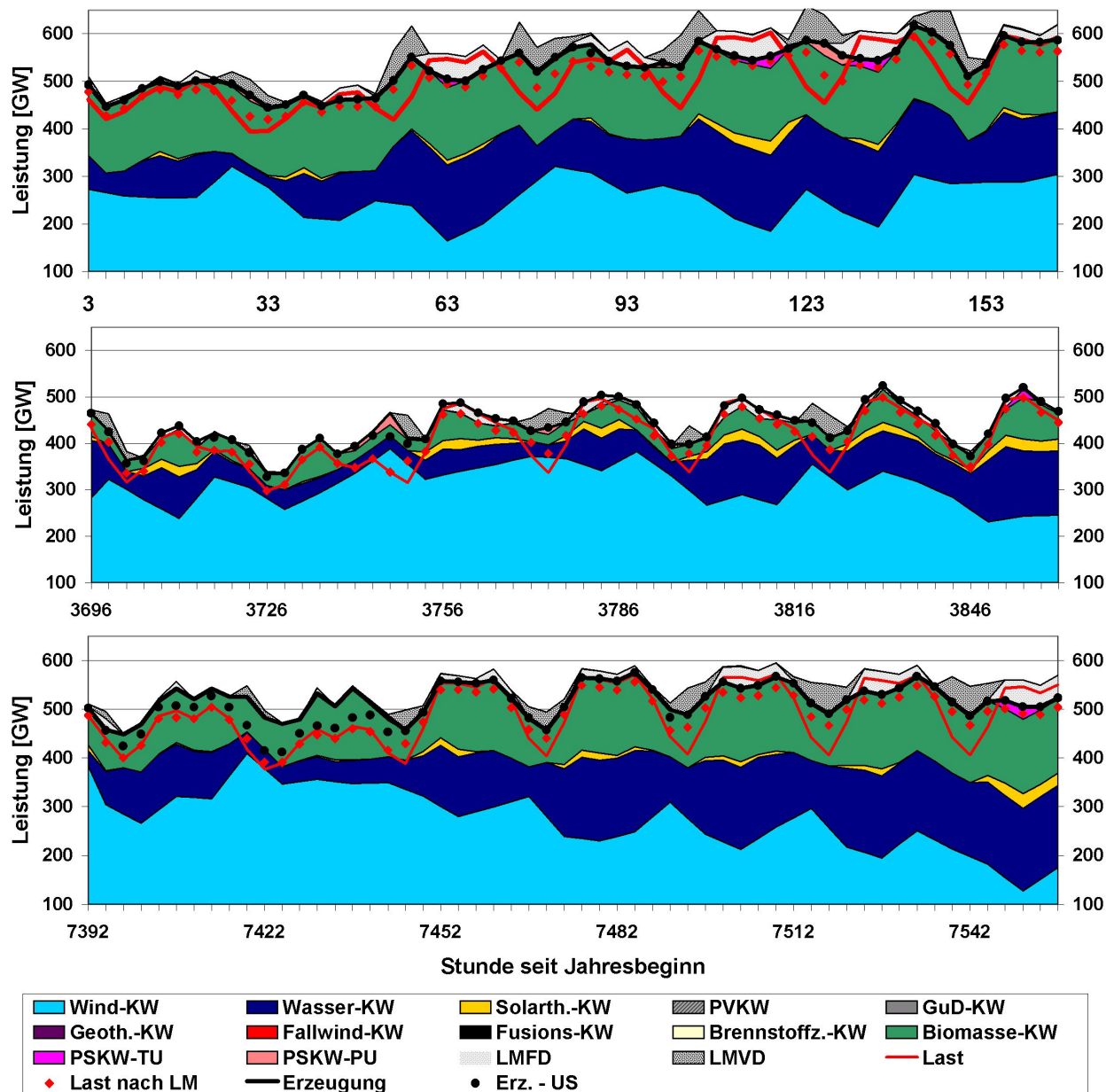


Abbildung 15.2: Stromerzeugung und Kraftwerkseinsatz im Grundszenario für drei herausgegriffene Wochen im Winter Sommer und während der Übergangszeit (von oben Januar, Juni und November).

15.2.1.2 Validierung des Grundszenarios

Zur Validierung des Grundszenarios wurden verschiedene Ansätze verfolgt. Die Validierung soll zeigen, wie stark die Ergebnisse der Optimierung von den gewählten Eingangsdaten abhängen und in wieweit die Ergebnisse auf andere Situationen übertragbar sind, also eine brauchbare Entscheidungsgrundlage bieten. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf den Systemveränderungen als Ergebnis der Optimierung, verursacht durch unterschiedliche Zeiträume, die von den Eingangsdaten abgedeckt werden. Dazu werden drei Ansätze verfolgt, die zeigen, daß die Lösung der Versorgungsaufgabe, die mit dem Grundszenario gefunden wurde, eine sehr verlässliche Entscheidungsgrundlage darstellt.

Grundzenario mit Daten der zweiten Hälfte des Jahres

Das Grundzenario mit Daten der zweiten Hälfte des Jahres (182dSz) ist der erste Validierungsansatz. Hierbei werden die Daten der Wochen verwendet, die beim Grundszenario unberücksichtigt geblieben sind, also die 2te Woche, die 4te ... und so die verbleibenden 182 Tage des Jahres, die beim Grundszenario unberücksichtigt geblieben sind. Es ergibt sich wie zu erwarten ein deutlich veränderter Kraftwerkspark für die optimale Stromversorgung. Wie weit sich die beiden Strukturen voneinander unterscheiden, welche Gemeinsamkeiten sie aufweisen, und welche verallgemeinerten Schlußfolgerungen daraus gezogen werden können ist dabei von Interesse.

Die insgesamt installierte Gesamtleistung der WKA ist beim **182dSz** um 10% niedriger als im **GrSz**. Dennoch erzeugt die Windenergie mit einem Äquivalent von 69% des Stromverbrauchs fast genauso viel Strom wie im **GrSz**. Das bedeutet, daß die Windverhältnisse in dieser Periode und bei der veränderten Standortwahl relativ höhere Erträge ermöglichen. Der Ausbau der Windleistungen 1. Wahl bleibt in den Regionen 2 bis 5 sowie 8 und 19 unverändert. In einzelnen Regionen, die im GrSz wesentliche Beiträge zur Stromerzeugung geliefert haben, würde – wie z.B. in Region 16 – keine Nutzung mehr stattfinden, oder statt der Windstandorte 1. Wahl würde – wie z.B. in den Regionen 9 und 18 – verstärkt die Standorte 2. Wahl genutzt und die Standorte 1. Wahl nur in sehr geringem Maße oder gar nicht. In Region 9 scheint hierfür wieder das günstigere zeitliche Verhalten ausschlaggebend zu sein, da die Standorte 1. Wahl im Mittel einen um 12,5% höheren Ertrag aufweisen. In der wenig windhöffigen Region 7 wird das Windpotential trotz extrem niedriger Erträge von 1120 VLh/a vollständig ausgenutzt. Bemerkenswert ist auch, daß im Gegensatz zum Grundszenario in **182dSz** auch die Offshorewindenergie genutzt wird und zwar in den Regionen 5 und 6 mit 11 und 40 GW. Ein Grund für die gestiegene Attraktivität der Offshorewindenergie liegt darin, daß die Windverhältnisse in diesen Regionen während des Zeitabschnitts, dessen Daten für die Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung des Grundszenarios benutzt wurde, nur eine um 13 und 10% geringere Stromproduktion erlauben als in **182dSz**. Daraus läßt sich schließen, daß die Kosten für den Offshorewindstrom bei den – für die Szenarien gemachten – Annahmen, im Grenzbereich der Wirtschaftlichkeit liegen und schon relativ geringe Kostenreduktionen zum "Durchbruch" verhelfen würden. Durch die Nutzung von Offshorepotentialen sinkt in Region 6 (Deutschland und Dänemark) der Importanteil gegenüber den 89% im Grundszenario auf 50% ab. Auf weitere Veränderungen der Windkraftnutzung zwischen den Szenarien **182dSz** und **GrSz** soll hier nicht eingegangen werden. Es muß dazu aber abschließend festgestellt werden, daß sie sich bei beiden Szenarien im Optimum der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung so deutlich voneinander unterscheiden, daß nur sehr bedingt Schlüsse über die Brauchbarkeit der Windkraftinstallation für andere Zeiträume gezogen werden können und sich Szenario **182dSz** im Windbereich nur bedingt zur Validierung von Szenario **GrSz** eignet.

Im Gegensatz zu den Umwälzungen im Bereich der Windkraftnutzung ist die Nutzung der Biomasse in beiden Szenarien in den meisten Regionen weitgehend unverändert. Ihr Potential wird nun in allen Regionen – einschließlich denen, welche im GrSz keine Biomassenutzung aufgewiesen haben (Region 16, 17 und 18) – vollständig ausgeschöpft. Die insgesamt installierte Nennleistung ist jetzt (**182dSz**) mit 169 GW um 4% höher¹¹. Die Jahresstromerzeugung aus Biomasse ist – entsprechend

¹¹ In den meisten Regionen, in denen die Biomasse auch im **GrSz** genutzt wurde, sind die installierten Nennleistungen der Biomassekraftwerke im **182dSz** etwa gleich.

der zusätzlichen Nutzung – um 9% höher und entspricht 21,2% des Stromverbrauchs, wobei die Erzeugung von Nutzwärme in der Kraftwärmekopplung einen geringeren Anteil des zugeordneten Wärmebedarfs abzudecken vermag. Deshalb fallen die spezifischen Stromgestehungskosten der Biomasseverstromung nach Abzug von Verkaufserlösen für Nutzwärme mit 6,8 €/kWh etwas höher aus.

Im Szenario **182dSz** kommt es bei den solarthermischen Kraftwerken nicht wie im Grundszenario zum oben (auf Seite 226) erwähnten "Artefakt" der Kraftwerksauswahl- und -einsatzplanung. Die Kraftwerke sind jetzt auch für den Betrieb des einzelnen Kraftwerks mit insgesamt 12,4 GW Nennleistung und einer thermischen Speicherkapazität für 10,5 VLh Stromproduktion bei einem Solarvielfachen¹² von 2,2 nahe dem betriebswirtschaftlichen Optimum ausgelegt und können deshalb die Kilowattstunde für 7,2 €/ct produzieren und somit deutlich günstiger als im Grundszenario. Die Solarkraftwerke werden nun ausschließlich in Region 12 genutzt und produzieren über das Jahr mit 1,6% bezogen auf den Jahresstromverbrauch etwa gleich viel wie im Grundszenario.

Wie im Grundszenario wird auch im Szenario **182dSz** keine Photovoltaik genutzt.

Definitionsgemäß gibt es nur marginale Veränderungen der Jahreserzeugung von Wasserkraftwerken, die weiterhin 16% des Stromverbrauchsäquivalents ausmacht. Die Auslegung der Wasserkraftwerke ist ja kein zur Optimierung freigegebener Parameter beim Grundszenario und der Zulauf zu den Wasserkraftwerken ist nur als gleitender Monatsmittelwert berücksichtigt, der sich dadurch in den verschiedenen Perioden kaum unterscheidet. Ausschließlich der Einsatz der Speicherwasserkraftwerke sowie des Schwellbetriebs von Laufwasserkraftwerken wird entsprechend den sonstigen Erfordernissen angepaßt.

Auch bei den Pumpspeicherkraftwerken ist die Nennleistung in beiden Szenarien unveränderlich. Ihre Auslastung ist im Szenario **182dSz** allerdings nochmals um 16% geringer als im Grundszenario.

HGÜ im Szenario 182dSz: Der großräumige Stromtransport spielt auch im Szenario **182dSz** eine wesentliche Rolle. Mit insgesamt 1375 TWh fällt der Import aber um ca. 16% niedriger aus als im Grundszenario. Das HGÜ-System fällt deutlich anders aus als im Grundszenario. Entsprechend der Verlagerung der Exporte und Importe wird in den verschiedenen Regionen mehr oder weniger Umrichterleistung benötigt. Insgesamt ist ihre Nennleistung im Szenario **182dSz** um 61 GW oder 8% kleiner als im Grundszenario. Allerdings werden etwa 21% nicht in der gleichen Region gebraucht und andererseits fällt die Leistung in anderen Regionen insgesamt um 13% höher aus. Unterschiede ähnlichen Ausmaßes ergeben sich auch im Leitungssystem der beiden Szenarien. Das bedeutet, daß neben der Windenergienutzung auch die Leitungssysteme im Optimum der beiden Szenarien deutlich unterschiedlich ausgelegt wären.

Damit zeigt der Vergleich der beiden Szenarien, daß die Methode der kombinierten Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung für mehrere – im Verhältnis zur Lebensdauer der Komponenten des gesuchten Kraftwerksparks mit einem halben Jahr – relativ kurze Perioden zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen kommt, die in der Praxis so nicht realisiert werden können. Dieses Ergebnis bedeutet aber nicht, daß der, im Grundszenario gefundene Kraftwerks- und Leitungspark für

¹² Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

die Versorgungsaufgabe zu anderen Zeitpunkten ungeeignet ist. Vielmehr ist er nicht die kostenoptimale Lösung wenn er in anderen Perioden zur Stromversorgung genutzt werden soll. Szenario **182dSz** stellt also insbesondere im Hinblick auf die generelle Aussage, daß eine rein regenerative Stromversorgung für das Szenariogebiet möglich ist eine Validierung des **GrSz** dar. Die Unterschiede der Kraftwerks- und Übertragungssysteme zeigen aber nur, daß ein Großer Teil davon in beiden Szenarien Bestandteil einer kostenoptimalen Stromversorgung sein würde. Die Frage, wie groß die Anpassungen des Systems sein müßten, wenn die Lösung für das Grundszenario als fester Bestandteil des Versorgungssystems beibehalten wird und wie groß die Mehrkosten dann ausfallen würden, wird durch Szenario **182dSz** nicht beantwortet. Der Frage der nötigen Anpassungen an die neue Versorgungsaufgabe sind deshalb im Folgenden einige Szenarien gewidmet.

Ergebnisse des Grundzenarios zugrundegelegt für Optimierung mit anderen Versorgungszeiträumen

Das Szenario 182dNL-GrSz ist eine auf Ergebnissen des Grundszenarios abgeleitete Optimierung mit Daten der zweiten Hälfte des Jahres und benutzt die Nennleistungen (**NL**) aller Komponenten aus dem Grundszenario (**GrSz**) als Ausgangswerte für die Suche nach notwendigen Veränderungen (Zubau und Betrieb) des Kraftwerksparks und deren wirtschaftliche Implikationen. Auch in diesem Szenario sind keine fossilen Energieträger zu Stromerzeugung zugelassen. Das bedeutet, daß alle durch den suboptimal angepassten Kraftwerks- und Leitungspark auftretenden Engpässe durch den Zubau von neuen Kapazitäten ausgeglichen werden müssen.

Für diese Aufgabe wird in zwei Regionen insgesamt 6% WKA-Leistung zugebaut. Den größten Zubau erfährt die Windkraft in Region 19, wo zusätzlich zu den ohnehin schon vollständig genutzten Standorten 1. Wahl 13 GW an Standorten 2. Wahl und 41 GW an Offshore-Standorten installiert würden. Das bedeutet, daß die Windkraft in dieser Region im Optimierungszeitraum besonders gut geeignet ist, um die Versorgungslücken auszugleichen. Der restliche Zubau von 4 GW entfällt wie in Szenario **182dSz** auf Region 7.

Eine zweite wesentliche Anpassung erfährt der Kraftwerkspark bei der Biomassenutzung. Um das Backuppotential der Biomasse besser auszunutzen wird eine – im Verhältnis zum Grundszenario – um 11% höhere Kraftwerksleistung gewählt. Dabei erhöht sich der Deckungsanteil der Wärme etwas, wodurch die Kosten der Stromproduktion aus Biomasse günstig beeinflusst werden. Dieser Effekt wird aber durch eine geringere Auslastung der Kraftwerke überkompensiert, sodaß sich der Biomassestrom um ca. 7% oder knapp 1 €/ct/kWh verteuert. Die geringere Auslastung ergibt sich zum größten Teil durch die vollständige Nutzung der Biomasse in Region 18, in der im Szenario ein relativ niedriger Wärmebedarf unterstellt ist. Auf diese Region entfallen fast 60% der neuen Kraftwerksleistung, der Rest verteilt sich mehr oder weniger gleichmäßig auf einen Großteil der Regionen, an denen die Biomasse, auch vorher genutzt wurde.

Auch bei der Nutzung der Solarthermie kommt es zu Anpassungen. Der eigentliche Unterschied zum Grundszenario besteht in der Verdoppelung der Speicherkapazitäten, womit die Fehlanpassung von Bedarf und Erzeugung aufgrund des suboptimalen Kraftwerks- und Leitungsparks teilweise kompensiert werden kann.

Mit knapp 51 GW ist der Zubau an Leitungskapazität zwischen Region 19 und Region 1 fast gleich groß wie der Zubau an WKA-Leistung in Region 19. Er macht damit 70% des gesamten Netz-

ausbaus aus und erschließt den Windstrom Islands für das Versorgungsgebiet. Weitere Netzverstärkungen zu Region 2 zielen auf eine verstärkte Nutzung der dortigen Speicherwasserkraft zu Backupzwecken. Dabei wird jetzt – mit 9 GW – auch erstmals die Trasse in Region 3 genutzt. Dem Leitungsausbau entsprechend werden in den Regionen 2 und 19 die Konverterleistungen um 20 und 51 GW ausgebaut. Die gesamte Leitungskapazität steigt um 9%, bei einem überproportionalen Kostenanstieg, da ein Großteil davon als Seekabel ausgeführt werden muß. Die Kapazität der Umrichter erfährt einen ähnlichen relativen Ausbau gegenüber dem Grundszenario.

Die Maßnahmen zur Anpassung des Kraftwerks- und Leitungsparks an die neuen Erzeugungs- und Verbrauchsbedingungen bestehen somit zum einen in einer Diversifizierung der Erzeugungseinheiten, also dem Zubau von WKA- und Biomasseleistung. Die zweite wichtige Strategie ist die Erhöhung von Backupleistung durch deren Ausbau, wie bei der Biomasse, oder deren bessere Netzeinbindung, wie im Falle der Nutzung der Speicherwasserkraft. Insgesamt verteuert sich die Stromerzeugung vom Grundszenario zum Szenario **182dNL-GrSz** auf gut 5 €/ct/ kWh um ca. 9%. Eine exakte Aussage über weitere Kostensteigerungen, die durch den Zubau von Kraftwerks- und Leitungskapazitäten für andere Zeiträume nötig wären, kann aufgrund der Ergebnisse nicht gemacht werden. Daß allerdings durch möglichst große Diversität und der Versorgungsstruktur inhärente Backuppotentiale das Ausmaß der Anpassungsmaßnahmen reduziert werden könnte, liegt auch aufgrund der nötigen Veränderungen zwischen Grundszenario und Szenario **182dNL-GrSz** nahe. Ein dementsprechend konzipierter Kraftwerkspark "toleranter" gegenüber veränderten Dargebotsverhältnissen und Verbrauchsverläufen sein sowie auch gegenüber politischen Problemen, die die Versorgung beeinträchtigen könnten.

Das Szenario 182dNLGrSz+GuD-BU geht wie Szenario **182dNL-GrSz** von den Nennleistungen aus der Optimierung des Grundszenarios als Ausgangswerte für die Suche nach notwendigen Veränderungen des Kraftwerksparks aus. Dabei wird allerdings die Verwendung von GuD-Kraftwerken – betrieben mit fossiler Energie – als Backup (**BU**) zugelassen. Damit die GuD-Kraftwerke auch wirklich nur als Backup genutzt werden, wurden für die Optimierung die variablen Kosten für deren Stromerzeugung höher als die der Biomasseverstromung mit 4,5 €/ct/ kWh angesetzt¹³. Dies hat zur Folge, daß die GuD-Kraftwerke wegen ihrer – im Vergleich zu den Biomassekraftwerken – relativ niedrigen Fixkosten als Backup zugebaut werden, aber nur in Engpasssituationen, in denen nicht genügend regelbare Leistung zur Verfügung steht, genutzt werden. Im Nachhinein können die "artifizialen" Mehrkosten wieder von den Stromerzeugungskosten abgezogen werden.

Bei der Optimierung für dieses Szenario werden tatsächlich nur zwei wesentliche Änderungen am Kraftwerks- und Leitungspark vorgenommen. Zum einen wird die Leistung der Übertragungsleitungen zwischen Region 2 und Region 6 von knapp 47 auf 57 GW erhöht, um die Speicherwasserkraftwerke und die Biomassekraftwerke in Region 2 besser für großräumige Backupaufgaben nutzen zu können. Das bedeutet für das Gesamtsystem einen Leitungszubau von 1,3% gegenüber dem Grundszenario. Dazu wird in Region 2 auch die Umrichterkapazität um ca. 10 GW erhöht, was mit ca. 2 GW auch in Region 11 geschieht.

Die zweite wesentliche Veränderung findet durch den Zubau von insgesamt gut 74 GW GuD-

¹³ Zu GuD-Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch in Kapitel 12 und in der Zusammenfassung.

Kraftwerken in mehreren Regionen statt (s. Tab. 15.10). Deren Leistung beträgt damit knapp 5% der insgesamt im Szenariogebiet installierten Kraftwerksleistung. Die Investitionskosten und die übrigen fixen Kosten (IK) der GuD-Kraftwerken belaufen sich jährlich auf 2,2% der gesamten Kosten im Stromversorgungssystem und umfassen damit über 90% der gesamten Kosten für die Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken. Das bedeutet, daß die variablen Kosten von deutlich untergeordneter Bedeutung sind, was auf die sehr geringe Auslastung (AL) der GuD-Kraftwerke mit nur 124 *VLh* zurück zu führen ist, die in der Summe 2,1% der gesamten Stromerzeugung beiträgt.

Tabelle 15.10: GuD-Kraftwerke im Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	20,6	–	3,1	–	14,9	–	6,5	–	–	19,7	9,5	–	–	–	–	–	–	–	–
JE	[TWh]	3,3	–	0,3	–	1,5	–	0,7	–	–	2,3	1,1	–	–	–	–	–	–	–	–
AL	[VLh]	159	–	96	–	103	–	107	–	–	118	118	–	–	–	–	–	–	–	–
IK	[Mio. €]	1124	–	168	–	812	–	357	–	–	1077	520	–	–	–	–	–	–	–	–
GK	[Mio. €]	1271	–	182	–	881	–	388	–	–	1182	571	–	–	–	–	–	–	–	–
SK	[€/kWh]	39	–	61	–	58	–	56	–	–	51	51	–	–	–	–	–	–	–	–

JE Jahres-Strom-Erzeugung, NL Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, IK Investitions-Kosten annuitätisch
(und andere fixe Kosten), GK Gesamt-Kosten annuitätisch, SK Strom-Kosten

Die GuD-Kraftwerke werden also tatsächlich ausschließlich als Backup in Engpaßsituationen eingesetzt, weshalb die variablen Kosten nur von untergeordneter Bedeutung sind. Diese Tatsache berücksichtigend würde auch der Einsatz von Wasserstoff – gewonnen unter Nutzung von regenerativer Energie – anstelle des künstlich verteuerten Erdgases als Brennstoff in den GuD-Kraftwerken genutzt werden können. Dies würde die Stromkosten im Gesamtsystem nur unwesentlich beeinflussen. Da die Biomasse etwas weniger zur Stromversorgung beiträgt als im Grundszenario liegen die Stromgestehungskosten im Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** nur um 1,5% über denen des Grundszenarios. Die Nutzung von reinen Gasturbinenkraftwerken anstelle der GuD-Kraftwerke böte aufgrund der Dominanz des Fixkostenanteils noch deutliche Kostenreduktionspotentiale. Wenn die Kosten für Gasturbinenkraftwerke¹⁴ mit etwa 400 €/kW angesetzt werden, würden die Fixkosten etwa um ein Drittel niedriger ausfallen und damit bei 1,5% der gesamten Kosten im Stromversorgungssystem liegen. Diesem Ansatz folgend würde selbst eine etwa dreimal so große eigens aus Gasturbinen errichtetes Backup mit 220 GW die Stromkosten gegenüber dem Grundszenario nur etwa mit zusätzlichen 4,5% belasten. Sie wäre aber mehr als ausreichend, um selbst im "Worst-Case" (s. S. 229) die Stromversorgung aufrecht zu erhalten.

Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** zeigt, daß die Fehlanpassung des Kraftwerks- und Leitungsparks, die aus der Optimierung für einen anderen Zeitraum resultiert, mit relativ einfachen Mitteln und zu ebenfalls relativ geringen Kosten behoben werden kann. Die Nutzung von Backupkraftwer-

¹⁴ In 1997 lagen die Kosten für Gasturbinenkraftwerke – bedingt durch einen harten Wettbewerb – auf dem Weltmarkt bei Preise zwischen 240 und 300 US\$/kW_{el} für Kraftwerke mit Wirkungsgraden zwischen 34 und 35,5% [Tou01]. In 2001 waren die Marktpreise aufgrund verstärkter Nachfrage, die u.a. eine Auswirkung verfehlter Strommarktliberalisierungen war (vgl. [EH01], [HHP01] und [Sö00]), deutlich gestiegen und lagen für Kraftwerke mit inzwischen etwas höheren Wirkungsgraden von 35,5% bis 37,5% zwischen 480 und 550 US\$/kW_{el} [Tou01]. In 2002 wurden die Kosten mit 300 bis 500 US\$/kW_{el} angegeben [Ste02].

ken mit niedrigen Investitionskosten ist dazu eine Maßnahme, die darüber hinaus auch die Absicherung der Stromversorgung gegen politische Krisen oder Naturkatastrophen ermöglicht.

Die geringen Kosten für ein geeignetes Backupsystem sind aber nur ein Gesichtspunkt. Die Frage, wie diese Form des Backup in einem realen System zu finanzieren wäre, ist mindestens genauso wichtig. Im heutigen, vielerorts liberalisierten Stromversorgungssystem gibt es – wie schon auf Seite 229 erwähnt – keine wirtschaftlichen Anreize, eine derart wenig ausgelastetes Backup zu errichten. Für diese Form der Backupbereitstellung müßten demnach auf politischem Wege Anreizmechanismen für die Leistungsbereitstellung geschaffen werden, die sich prinzipiell von denen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen unterscheiden. Zudem sollte, falls die Richtung hin zu einer weitgehend auf der Nutzung regenerativer Energien basierenden Stromversorgung eingeschlagen werden soll, schon heute darauf geachtet werden, daß neue "fossile" Kraftwerke gut für Backupaufgaben geeignet sind, um so den Übergang zu den neuen Versorgungsstrukturen zu erleichtern. Das bedeutet, daß deren Leistungsabgabe nach Möglichkeit schnell und über einen weiten Leistungsbereich regelbar sein sollte. Z.B. weist der Bau neuer Braunkohlekraftwerke mit ihren üblicherweise sehr langen Anfahrzeiten in die falsche Richtung.

Mit einem Kraftwerkspark, der weiter diversifiziert¹⁵ ist als der des Grundszenarios sollten die nötigen Anpassungsmaßnahmen noch geringer ausfallen.

Die Ergebnisse des Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** validieren die Methode der Szenarioerstellung sehr gut. Die Maßnahmen zur Anpassung des Stromversorgungssystems, die für andere Zeitperioden als diejenige, die für das Grundszenario zugrundegelegt sind, sind von relativ geringer wirtschaftlicher Bedeutung und erfüllen zudem noch weitere Aufgaben zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, die auch vor dem Hintergrund internationaler Interdependenzen innerhalb eines großräumigen Stromverbunds von Bedeutung sein können.

Reduziertes Szenario mit Eingangsdaten des ganzen Jahres:

Ein reduziertes Szenario mit Eingangsdaten des ganzen Jahres (365dSz) zeigt unter anderem, wie durch Diversifizierung der Stromerzeugung ein Kraftwerks- und Leitungspark mit geringeren Fehlanpassungen realisiert werden kann. Dieses Szenario konnte vor der Optimierung mit den Ergebnissen des Grundszenarios sowie aus den Szenarien **182dSz** und **182dNL-GrSz** vereinfacht werden, um die Rechendauer und den Speicherbedarf (RAM) zu begrenzen. So wurde beispielsweise die Möglichkeit der Nutzung der Photovoltaik ausgeschlossen, da diese – bei heutigen Kosten – in keinem der Szenarien genutzt wurde und deshalb die Photovoltaiknutzung auch im Szenario **365dSz** sehr unwahrscheinlich gewesen wäre (vgl.a. Abschnitt 15.2.5.1 auf Seite 277). So und durch einige andere Maßnahmen war es möglich, den Rechner-Speicherplatzbedarf (RAM) bei der Optimierung unter 4 GB zu halten, was die Verwendung der 32 bit-Version des Solvers MOSEK ermöglichte und zu gut handhabbaren Rechenzeiten von weniger als 1,5 Wochen führte (vgl. Fußnoten 1 auf Seite 221 ff.).

Die Tendenz zur Diversifizierung der Stromerzeugung zeigt sich beispielsweise deutlich bei der Windenergie. Ähnlich dem Grundszenario liefert sie mit 2732 TWh und damit knapp 63.5% den

¹⁵ Weiter diversifiziert bedeutet in diesem Zusammenhang z.B. eine bessere Verteilung der Erzeugungskapazitäten auf mehr meteorologisch möglichst unabhängige Gebiete eingebunden in ein leistungstärkeres Übertragungsnetz.

”Löwenanteil” der Stromerzeugung. Im Unterschied zum Grundszenario ist ihre Nutzung allerdings tendenziell gleichmäßiger auf die Regionen verteilt. So ist in Region 10, in der weiterhin ein großer Anteil des Windstroms erzeugt wird, weniger Leistung an Standorten 2. Wahl installiert. Dagegen wird jetzt auch an Standorten 1. Wahl Windenergie genutzt und zwar mit etwa gleicher WKA-Leistung. Ähnlich ist auch in Region 13 die Windenergienutzung mit jeweils gut 100 GW gleichmäßiger auf Standorte 1. und 2. Wahl verteilt. Wie in Szenario **182dSz** wird auch in **365dSz** die Windenergie in Region 19 vollständig genutzt also an Landstandorten 1. und 2. Wahl sowie offshore. Windenergienutzung findet jetzt auch an Landstandorten in Region 7 sowie 6 statt, wo auch ein kleiner Teil der Offshorepotentiale genutzt wird. Andererseits gibt es auch gegenläufige Tendenzen, also geringere Nutzung der Windenergie in einigen Regionen (z.B. 18 u. 16), die im Grundszenario große Beiträge aus Windenergie geleistet haben.

Bei der Biomasse zeigt sich die Tendenz zur Diversifizierung darin, daß ihr Erzeugungspotential nun in allen Regionen vollständig genutzt wird. Dabei wird sie verstärkt als Backup genutzt, was sich zum einen in der insgesamt um 20% höheren Nennleistung der Biomassekraftwerke ausdrückt, die auch in allen Regionen, bis auf – die in dieser Hinsicht unbedeutende – Region 19, höher ausfällt als im Grundszenario. Eine weitere Auswirkung des verstärkten Backupeinsatzes der Biomasse zeigt sich in der Tatsache, daß die Wärmeabgabe aus Biomassekraftwerken einen um 10% geringeren Anteil des Wärmebedarfs decken kann, als im Grundszenario. Das bedeutet, daß die Biomasse vermehrt zu Zeiten eingesetzt werden muß, an denen die Abwärme nicht vollständig genutzt werden kann.

Wie in Szenario **182dSz** kommt es auch in Szenario **365dSz** bei den solarthermischen Kraftwerken nicht wie im Grundszenario zum oben (auf Seite 226) erwähnten ”Artefakt” der Kraftwerksauswahl- und -einsatzplanung. Die Kraftwerke sind jetzt auch für den Betrieb des einzelnen Kraftwerks mit insgesamt 16,7 GW Nennleistung und einer thermischen Speicherkapazität für 10,1 V_{Lh} Stromproduktion bei einem Solarvielfachen¹⁶ von 2,2 wieder nahe dem betriebswirtschaftlichen Optimum ausgelegt und können deshalb die Kilowattstunde für 7,1 €ct produzieren. Die Solarkraftwerke werden wie in Szenario **182dSz** ausschließlich in Region 12 genutzt und produzieren über das Jahr mit 2,1% bezogen auf den Jahresstromverbrauch etwas mehr als im Grundszenario, was sich evtl. auch als eine leichte Diversifizierung der Stromerzeugung interpretieren läßt.

Da in Szenario **365dSz** – wie in allen anderen bisher diskutierten Szenarien – kein Zubau von Wasserkraftwerken und keine Erhöhung deren Leistung zugelassen ist, müßte sich ihr eventuell verstärkter Einsatz zur Backupbereitstellung vornehmlich in einer besseren Netzanbindung wiederfinden. Diese zu erwartende Entwicklung läßt sich am besten an Region 2 belegen, wo die Umrichternennleistung gegenüber dem Grundszenario um fast ein Drittel auf 84 GW erhöht wird, ohne daß die dort installierte Kraftwerksleistung nennenswert erhöht wurde. Damit liegt die Umrichterkapazität dort weit über der Leistung der gezielt regelbaren Kraftwerke (Biomasse und Wasserkraft) und erlaubt auch bei hohen Windleistungen noch den regelnden Eingriff für andere Regionen. Dementsprechend sind auch die Leitungskapazitäten zu den Nachbarregionen 3, 6 und 9 mit 2.1, 52.6 und 28.8 um 2.1 GW, 5.8 12.1 GW größer dimensioniert als im Grundszenario.

Insgesamt fällt die Leitungskapazität in Szenario **365dSz** um 8,2% niedriger aus als im Grundszenario. Dementsprechend würden etwa 24.5% der Leitungskapazität des Grundszenarios nicht

¹⁶ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

errichtet und dafür 16.3% anderer Stelle vorgesehen. Der Anteil des Stroms der zwischen den Regionen transportiert wird ist in Grundszenario und Szenario **365dSz** weitgehend identisch. Auch die Überschußproduktion fällt etwa gleich hoch aus, was bedeutet, daß trotz des längeren berücksichtigten Zeitraumes die Fehlanpassung zwischen Erzeugung und Bedarf nicht zugenommen sondern sogar um 2% abgenommen hat. Dieses Ergebnis ist eher unerwartet gut, deutet es doch an, daß durch die Strategie der Diversifizierung und der verbesserten Backupbereitstellung eine – gegenüber zeitlichen Fehlanpassungen – robustere Lösung des Versorgungsproblems gefunden werden kann. Da die Stromgestehungskosten des Szenario **365dSz** mit knapp 4,78 €/kWh nur um ca. 3% über denen des Grundszenarios und gut 2% über denen von Szenario **182dSz** liegen, scheinen diese Maßnahmen ohne größere Einbußen der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems möglich zu sein. Die gefundene Lösung zeigt zudem auch einen um 11% geringeren Bedarf an Lastmanagement, was wiederum eine prinzipiell verbesserte Übereinstimmung des momentanen Erzeugungspotentials mit der Last bedeutet, die auch von der um 16% verringerten Nutzung der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke unterstrichen wird.

Szenario **365dSz** läßt sich damit als gute Validierung des gewählten Ansatzes bei der Erstellung der Szenarien interpretieren. Es zeigt, daß robuste Lösungen der Versorgungsaufgabe gefunden werden können, auch wenn nur regenerative Energien dafür eingesetzt werden. Die prinzipiellen Abweichungen der Optimierungsergebnisse sind so gering, daß die Gültigkeit der grundlegenden Ergebnisse des Grundszenarios bestätigt wird. Lediglich die Details fallen in Szenario **365dSz** anders aus. Die Diversifizierung der Standorte und die bessere Einbindung von Speicherkomponenten wird als Schlüssel zur robusten regenerativen Stromversorgung erkennbar, dessen Nutzung sich gleichzeitig als wirtschaftlich relativ unbedeutende Belastung herausstellt.

15.2.2 Szenarien mit verschiedenen Anteilen optionaler fossiler Stromerzeugung

Szenarien mit restringierter Nutzung fossiler Energien

Die folgenden Szenarien **10%fossil**, **15%fossil** und **30%fossil** erlauben – mit 10, 15 und 30% – verschiedene Anteile des Stromverbrauchs durch Stromerzeugung unter Nutzung fossiler Energieträger (gasgefeuerte GuD-Kraftwerke) bereit zu stellen. Aus ihnen kann einerseits auf die Auswirkungen geschlossen werden, die sich ergeben, wenn von der streng restriktiven Forderung einer vollständigen Deckung aus erneuerbaren Energien abgegangen wird. Andererseits erlauben sie auch gewisse Rückschlüsse auf eine eventuelle späte Phase eines Übergangs zu einer vollständig "erneuerbaren Stromversorgung". Darüber hinaus dienen diese Szenarien als Referenz für weitere Szenarien, in denen aus potentialtechnischen und anderen Gründen auch Teile der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern bereitgestellt werden müssen. Allerdings sind die Annahmen für die Betriebskosten in Anbetracht der – in letzter Zeit – schnell steigenden Gaspreisen in den Szenarien **10%fossil**, **15%fossil** und **30%fossil** als sehr niedrig anzusehen, was bei der Interpretation der Szenarien berücksichtigt werden muß¹⁷.

¹⁷ Zu GuD-Kraftwerken ihren Kosten und Gaspreisen siehe auch Angaben in Kapitel 12 und in der Zusammenfassung.

Das Szenario 10% fossil ist dem Grundszenario von diesen drei Szenarien naturgemäß am ähnlichsten. Aber schon der geringe Anteil fossiler Energieträger, der – als Ergebnis der Optimierung – mit 10% des Äquivalents des Jahresstromverbrauchs exakt das zugelassene Höchstmaß der Stromerzeugung erreicht, verändert die Versorgungsstruktur im Gesamtsystem. Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um 13% auf ca. 4 €/ct/ kWh. Bemerkenswert daran ist, daß diese Reduktion größer ist als der zugelassene Anteil "fossiler Stromerzeugung". Das zeigt schon an, daß hier nicht nur teurerer Strom durch billigeren ersetzt wird, sondern daß sich im Gesamtsystem zusätzliche Verbesserungen erzielen lassen.

Ein leichter Effekt zeigt sich in der Windenergienutzung. Hier werden im Szenario **10% fossil** verstärkt Standorte mit höherer Jahreserzeugung genutzt. So werden beispielsweise statt der Standorte 2. Wahl in Region 10 die Standorte 1. Wahl genutzt. Insgesamt wird mit 3% geringerer WKA-Leistung geringfügig mehr Windstrom produziert als im Grundszenario, was einen Teil der überproportionalen Kostenreduktion erklärt. In der verbrauchsstarken Region 6 wird nun das zur Verfügung gestellte Windstrompotential vollständig genutzt. Im Grundszenario wurde es nicht vorgesehen. In anderen Regionen, die eine etwas niedrigere Anlagenauslastung aufweisen, würde dagegen teilweise ganz auf die Windkraftnutzung verzichtet. Insgesamt hängt die Auswahl der Windkraft in den verschiedenen Regionen aber auch von vielen anderen Bedingungen ab, weshalb sich keine einfachen, verallgemeinernden Regeln ableiten lassen.

Der einschneidendste Effekt durch die nun zugelassene Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zeigt sich bei der Biomassenutzung. Die GuD-Kraftwerke verdrängen Erzeugung aus Biomasse, deren Anteil überproportional zum erlaubten GuD-Strom von 19,5% des Stromverbrauchs (18% der Stromerzeugung) auf 8,5% des Stromverbrauchs (8% der Stromerzeugung) fällt. Dabei entfällt die Biomassenutzung in vielen Regionen vollständig, in anderen wird ihr Potential nur noch teilweise ausgeschöpft und nur in den Regionen 5, 6 und 7 im gleichen Umfang wie zuvor genutzt. Die zweite wesentliche Änderung bei der Biomassenutzung besteht in der deutlichen Reduzierung der installierten Nennleistung. Die verbleibenden 43 GW Biomassekraftwerke werden mit einer durchschnittlichen Auslastung von beinahe 7800 VLh im Grundlastbetrieb eingesetzt und decken dabei den zugeordneten Wärmebedarf fast vollständig. Sie werden also nicht mehr im gleichen Maße als Backupkraftwerke eingesetzt. Diese Aufgabe übernehmen nun die GuD-Kraftwerke, die dazu mit einer Nennleistung von insgesamt 164 GW konzipiert sind. Die Nennleistung der GuD-Kraftwerke übersteigt damit leicht die der Biomassekraftwerke des Grundszenarios. Sie konzentriert sich auf 8 Regionen, in denen ihr Einsatz anscheinend besonders kostenmindernd wirkt, da hier wohl ein größerer Backupbedarf besteht als andernorts. Ihre relativ geringe Auslastung mit durchschnittlich gut 2400 VLh unterstreicht den Backupcharakter und führt mit 4,5 €/ct/ kWh zu vergleichsweise hohen Kosten für den GuD-Strom.

Die Option der "fossilen Stromproduktion" verdrängt die Nutzung der Solarthermie vollständig, sodaß in Szenario **10% fossil** keine direkte Sonnenenergienutzung für die Stromversorgung eingesetzt wird. Es entfallen demnach weitere 1,5% der erneuerbaren Stromproduktion.

Ein winziger Anteil der entfallenden Produktion von insgesamt 2,2% der Stromproduktion wird durch den – im Verhältnis zum Grundszenario mit nun 780 VLh – etwas verringerten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken durch die damit verbundene Verminderung der Speicherverluste kompensiert. Der Löwenanteil der Kompensation der Minderproduktion rührt zu etwa einem Viertel von den verringerten Transportverlusten in Szenario **10% fossil** her und zu etwa drei Vierteln von

einer um etwa 70 TWh verringerten Überschußproduktion. Das bedeutet, daß die von Standortpotentialen unabhängige und etwas leistungsstärkere Nutzung der GuD-Kraftwerke zu einer höheren Effizienz des Gesamtsystems beiträgt, die die Hauptursache für die Kostenreduktion gegenüber dem Grundszenario darstellt.

Das Leitungssystem ist in Szenario **10%fossil** geringfügig kleiner dimensioniert als im Grundszenario. Dabei fällt die installierte Leitungskapazität mit 738 GW etwas kleiner aus und die Umrichterleistung mit 774 GW sogar etwas größer. Insgesamt werden die Leitungen im Mittel mit knapp 1880 km etwas länger, es gibt aber etwas weniger Leistung der teuren Kabelverbindungen für Seepassagen, sodaß das Transportsystem geringfügig günstiger ist.

Das Szenario 15%fossil ist als Ergebnis der Optimierung dem Szenario **10%fossil** relativ ähnlich. Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um gut 16% auf ca. 3,9 €/kWh. Die WKA sind an den ausgewählten Standorten im Mittel mit 2840 VLh um knapp 4% besser ausgelastet als die im Grundszenario. Wie beim Szenario **10%fossil** wurden Teile der Biomassenutzung in **15%fossil** von den GuD-Kraftwerken verdrängt. Insgesamt wird das zur Auswahl gestellte Biomassepotential nur noch in den Regionen 6 und 7 vollständig genutzt und eine minimale Nutzung mit knapp 3% des Potentials findet sonst nur noch in Region 4 statt, wobei die insgesamt installierte Kraftwerksleistung gerade noch 13 GW beträgt und weitgehend im Grundlastbetrieb genutzt wird. Die GuD-Kraftwerke sind auf die verbrauchsstarken Regionen ohne große Speicherkapazitäten konzentriert (s. Tab. 15.11), mit einer summarischen Kraftwerksleistung von 193 GW vorgesehen und schöpfen die vorgegebene Obergrenze der Erzeugung von 15% des Verbrauchs vollständig aus. Damit erreichen sie eine durchschnittliche Auslastung von etwa 3100 VLh, womit sich 4 €/kWh als Gestehungskosten für den GuD-Strom ergeben, von denen etwa 44% durch den Fixkostenanteil (IK) beigetragen werden. Insgesamt wird aus GuD- und Biomassekraftwerken mit 703 TWh etwa 10% weniger Strom erzeugt als im Grundszenario aus der Biomasse allein.

Tabelle 15.11: Auslegung, Nutzung und Kosten von GuD-Kraftwerken im Szenario **15%fossil**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	21,2	0	36,0	9,3	34,5	27,6	13,5	0	0	25,9	13,7	11,6	0	0	0	0	0	0	0
JE	[TWh]	70,4	0	98,7	45,6	118,5	87,4	61,8	0	0	49,2	38,0	27,6	0	0	0	0	0	0	0
AL	[VLh]	3316	–	2739	4908	3435	3167	4584	–	–	1904	2773	2372	–	–	–	–	–	–	–
BK	[Mio. €/a]	1584	–	2221	1026	2667	1965	1391	–	–	1108	855	620	–	–	–	–	–	–	0
IK	[Mio. €/a]	1159	–	1966	507	1883	1505	736	–	–	1411	748	634	–	–	–	–	–	–	0
GK	[Mio. €/a]	2743	–	4187	1533	4550	3470	2128	–	–	2518	1602	1254	–	–	–	–	–	–	0
SK	[€/kWh]	3,9	–	4,2	3,4	3,8	4,0	3,4	–	–	5,1	4,2	4,6	–	–	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, JE Jahres-Erzeugung, BK jährliche Betriebs-Kosten,

IK Investitions-Kosten annuitätisch, GK jährliche Gesamt-Kosten (GK = BK + IK), SK Strom-Kosten

Wie in Szenario **10%fossil** wird die Solarenergienutzung in Szenario **15%fossil** vollständig von der "fossilen Stromproduktion" verdrängt.

Auch in Szenario **15%fossil** resultieren die niedrigeren Stromgestehungskosten zu einem guten Teil aus der höheren Effizienz des Versorgungssystems. Die Überschußproduktion ist mit 75 TWh

um die Hälfte niedriger als im Grundszenario, der Stromtransport sinkt um etwa 5% auf etwa 39% der Stromerzeugung, die ebenfalls um 2% abgenommen hat. Die Transportverluste sinken überproportional um 13%.

Das Szenario 30% fossil erlaubt mit einem Erzeugungsanteil von 30% des Stromverbrauchs aus GuD-Kraftwerken den höchsten fossilen Anteil. Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um gut 24% auf gut 3,5 €/kWh. Die Überschußproduktion von nur 9 % des Äquivalents des Jahresstromverbrauchs im Szenariogebiet spielt dabei nur noch eine weit untergeordnete Rolle.

Die Stromerzeugung aus Windenergie nimmt um 19% ab, wobei die insgesamt installierte Leistung um 23% zurück geht. Der überproportionale Rückgang der WKA-Leistung geht auf eine deutliche Verlagerung auf Standorte 1. Wahl zurück. Die Stromerzeugungskosten aus WKA sinken auf knapp 3,6 €/kWh.

Die Biomassenutzung wird vollständig von GuD-Kraftwerken verdrängt, die im Szenariogebiet eine Gesamtnennleistung von 244 GW aufweisen und im Durchschnitt mit knapp 4900 V_{Lh} ausgelastet sind. Die Produktionskosten des GuD-Stroms belaufen sich auf knapp 3,4 €/kWh.

Wie aufgrund der Szenarien **10% fossil** und **15% fossil** zu erwarten, wird die Solarenergienutzung in **30% fossil** vollständig von der "fossilen Stromproduktion" verdrängt.

Durch die relativ große Backupleistung kann das Stromversorgungssystem so ausgelegt werden, daß sich die Überschußproduktion gegenüber dem Grundszenario auf ein Viertel reduziert. Die Leitungskapazität fällt knapp 27% kleiner aus als im Grundszenario, wobei tendenziell die Kapazitäten zu Regionen wie 2, 4 und 7 mit großen Speicherwasserkraftkapazitäten geringer sind als im Grundszenario, was auf den teilweisen Ersatz der Wasserkraft als Backup durch GuD-Kraftwerke hinweist. Gleichzeitig nimmt die Umrichterleistung nur um 13% ab. Der Stromtransport nimmt aber um 27% deutlich stärker ab als die Umrichterkapazität, was bedeutet, daß beide im Verhältnis zur WKA-Leistung höher ausfallen und somit die fluktuierende Stromerzeugung eher besser verteilt werden kann. Überproportional zum Stromtransport sinkt auch im Szenario **30% fossil** der Übertragungsverlust um 35% gegenüber dem Grundszenario. Weitere Effizienzsteigerungen ergeben sich auch durch den gegenüber dem Grundszenario auf ein Viertel gefallen Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken.

Es läßt sich also der Schluß ziehen, daß die größere Backupleistung in den verbrauchsstarken Regionen ein insgesamt effizienteres Stromversorgungssystem wirtschaftlich ermöglicht. Im Umkehrschluß bezogen auf eine eventuelle Strategie zum Umstieg auf eine großräumige "regenerative Stromversorgung" könnte das aber auch so interpretiert werden:

- Solange es genügend Kapazitäten in Form alter – nach Möglichkeit abgeschriebener – Kraftwerke gibt, die sich für Backupaufgaben nutzen lassen oder kostengünstig für diese Nutzung umgerüstet werden können, sollten diese Backupkapazitäten genutzt werden, während der Ausbau der Nutzung regenerativer Energien in den Regionen voran getrieben wird, für die hohe Ertragserwartungen bestehen.
- Diese Regionen sollten dabei über leistungsstarke Übertragungskapazitäten mit den verbrauchsstarken Regionen verbunden werden.

- Darüber hinaus ist ebenfalls der sukzessive Ausbau eines leistungsstarken Transportsystems zwischen den verbrauchsstarken Regionen und Regionen mit großen Speicherwasserkraftwerkskapazitäten anzustreben.

15.2.3 Szenario ohne Lastmanagement

Im Grundszenario sowie in allen anderen Szenarien wurde ein moderates Lastmanagement zugelassen. Es erlaubt einen gewissen Teil der momentanen regionalen Nachfrage nach elektrischer Energie zu einem anderen Zeitpunkt während des gleichen Tages zu liefern. Die Bedingungen für das Lastmanagement waren dabei, daß höchstens 10% der momentanen Last verschoben werden dürfen und die zusätzliche Lieferung zu einem anderen Zeitpunkt maximal 15% über der momentanen Last liegen darf. Das "Energiekonto" muß dabei einmal am Tag vollständig ausgeglichen sein. Lastmanagement in etwas geringerer Höhe ist heute durchaus üblich und die angenommenen 10% erscheinen nicht als sehr optimistisch¹⁸. Dennoch wird in Szenario **OLM** vollständig auf das Lastmanagement verzichtet und damit hinter die heute üblichen Möglichkeiten zurückgegangen, um einen Grenzwert der Auswirkungen von Restriktionen hinsichtlich des Lastmanagements zu bestimmen.

Das Szenario OLM entspricht, bis auf den vollständigen Verzicht auf Lastmanagement, dem Grundszenario. Es soll aufzeigen wie groß der Einfluß des Lastmanagements auf die Auswahl des optimalen Kraftwerksparks sowie seine Fahrweise und damit auf die zu erwartenden Stromgestehungskosten ist. Damit stellt es gleichzeitig eine Validierung des – für alle anderen Szenarien gewählten Ansatzes – durch eine "Worst-Case-Abschätzung" dar.

Die Stromkosten liegen im – als Ergebnis der Optimierung gefundenen – Stromversorgungssystem für Szenario **OLM** mit 4,87 €/ct/kWh knapp 5% über denen des Grundszenarios. Die Strategie zum Ausgleich des fehlenden Lastmanagements besteht vornehmlich in einer Diversifizierung der Stromerzeugung und einer Erhöhung der Leistung backupfähiger Kraftwerkskapazitäten. Dabei

¹⁸ In den USA lag 1996 das Potential der Lastabsenkung zum Zeitpunkt der Lastspitze bei ca. 6,5% der maximalen Verbrauchsleistung, davon sind 70% dem eigentlichen Lastmanagement durch das Versorgungsunternehmen zuzuordnen [DOE97]. D.h. es handelt sich ausschließlich um vertraglich mit den Kunden vereinbarte Lastmanagementmaßnahmen der Stromversorger, wie z.B. direkt vom Versorger schaltbare Lasten. Ein Programm zur Nachfragesteuerung im Stromsektor im US Bundesstaat Vermont hat zwischen 1992 und 1997 eine Lastabsenkung in Höhe von 6% zum Zeitpunkt der Lastspitze erschlossen [PSD98]. Hierbei sind noch keine Maßnahmen zur Spannungsabsenkung enthalten. Die Abhängigkeit ohmscher Lasten von Spannungssenkungen ist nach dem ohmschen Gesetz quadratisch, d.h. 5% niedrigere Spannungen führen zu knapp 10% niedrigeren Leistungen. In Netzen liegt allerdings i.d.R. eine Vielzahl verschiedener Lasten vor, sodaß die tatsächliche Reaktion auf Spannungsabsenkungen geringer ausfällt. Üblicher Weise liegen die Reduktionen der Leistungen bei 5% niedrigerer Spannungen unter 3% [DOE97]. Langsame Spannungsänderungen dürfen nach DIN 50160 bei Nieder- und Mittelspannung im Bereich von $\pm 10\%$ um den Sollwert schwanken [ND99]. Damit können auch Spannungsänderungen in nennenswertem Umfang zum Lastmanagement genutzt werden. Spannungsänderungen werden auch heute von Energieversorgern zum Lastmanagement genutzt (s. z.B. [TDW00], [DOE97], [SCE02]). Auch in Notfallsituationen wird auf diese Maßnahme zurückgegriffen (s. z.B. [DOE00]). In einem "Trendszenario" für Deutschland im Jahr 2020 wird von einem jahresmittleren Lastverlagerungspotential (ohne Spannungsabsenkung) von 18% ausgegangen [Qua00]. Dabei wird ein großer Anteil bei den Haushalten erwartet, wo heute bis auf Nachtspeicherheizungen die Möglichkeiten zum Lastmanagement nur in geringem Umfang genutzt werden. Unter Berücksichtigung aller Aspekte kann das in den Szenarien für die Optimierung freigegebene Potential zum Lastmanagement, das 10% der momentanen Last beträgt, als moderat aber höher als heute im Allgemeinen üblich betrachtet werden.

wird geringfügig weniger Strom produziert, aber gleichzeitig findet etwas mehr Stromtransport mit entsprechend höheren Transportverlusten statt, als beim Grundszenario, und auch der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken steigt leicht an. Die gestiegenen Verluste durch Pumpspeicher und Transport werden in dem veränderten Kraftwerks- und Leitungspark interessanter Weise durch eine geringere Überschußproduktion kompensiert, obwohl die Möglichkeiten zum Lastmanagement fehlen, mit deren Hilfe Teile des Verbrauchs auf Zeiten mit größerer regenerativer Produktion verschoben werden könnten. Das bedeutet, daß die verbesserte Anpassung von Erzeugung und Bedarf das fehlende Lastmanagement überkompensiert.

Die Windenergie wird in Szenario **OLM** in etwas geringerem Umfang als im Grundszenario genutzt. 95% der Kraftwerksleistung erzeugen mit 2669 TWh nur 94% des Windstroms, der im Grundszenario produziert wird. Das bedeutet, daß die durchschnittliche Auslastung geringfügig sinkt und die Kosten des Windstroms dementsprechend um etwa 1% steigen. Insgesamt liefert die Windenergie mit 67% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet aber noch immer den Hauptteil der Stromerzeugung. Die Tendenz zur Diversifizierung zeigt sich bei der Windenergie an einer Verlagerung zugunsten von Standorten 2. Wahl. In den Regionen 9, 10, 16 und 18, die sich nach wie vor durch besonders große Erzeugung aus Windenergie auszeichnen, wird auf einen Teil der Erzeugung verzichtet. Dafür wird z.B. in Region 17 und 4, trotz geringerer Windhöflichkeit und dadurch höherer Stromgestehungskosten mehr Strom aus Windkraft produziert. In Region 13 findet bei Szenario **OLM** an Standorten 2. Wahl mit 378 TWh etwa 71% der regionalen Windstromerzeugung statt, wo im Grundszenario nur ein Anteil von 22% vorgesehen ist (s. Tab. 15.2 auf Seite 224 u. 15.3 auf Seite 225). In der Region steigt die Windstromerzeugung gegenüber dem Grundszenario zwar an, aber gleichzeitig findet eine deutliche Vergleichmäßigung der Produktion durch die etwas gleichmäßigere Verteilung der Erzeugung sowie die gleichmäßigere Erzeugung an Standorten 2. Wahl statt (s.a. Tab. 5.5 auf Seite 76 u. 5.6 auf Seite 77). Die Änderungen im Bereich der Windenergie bewirken also eine tendenziell ausgeglichene Erzeugung und senken somit den Bedarf an weiteren Ausgleichsmaßnahmen.

Die Biomassenutzung findet in Szenario **OLM** in exakt gleichem Umfang wie im Grundszenario und auch mit exakt gleicher Nutzung der Potentiale in den einzelnen Regionen statt (s. Tab. 15.4 auf Seite 226). Dennoch leistet die Biomasse durch größere Kraftwerksleistungen wesentliche Beiträge, die das fehlende Lastmanagement ersetzen helfen. Dabei sind die größten Leistungssteigerungen gegenüber dem Grundszenario in Regionen zu verzeichnen, in denen die Kraftwerksauslastung beim Szenario mit Lastmanagement besonders hoch ist (vgl. Tab. 15.4). Die Leistungen sind in jeder Region mit Biomassenutzung größer gewählt als im Grundszenario bei einem maximalen "Leistungszubau" in Region 12. Die im Szenariogebiet installierte Leistung steigt insgesamt um 6%. Die Deckungsanteil des zugeordneten Wärmebedarfs (WB), der bei der Biomasseverstromung mit übernommen wird, fällt mit 94% aufgrund des fehlenden Lastmanagements etwas geringer aus als im Grundszenario, es wird also zugunsten der Backupfähigkeit auf Teile der Erlöse aus dem Wärmeverkauf verzichtet (vgl. $\frac{WA}{WB}$ in Tab. 15.4). Dies und die geringere Kraftwerksauslastung verteuern den Biomassestrom geringfügig um 3%.

Wesentliche Veränderungen finden im Bereich der Solarthermie statt. Aufgrund der höheren Backupanforderungen im Szenario ohne Lastmanagement gewinnt sie an Attraktivität. Die solarthermischen Kraftwerke weisen eine summarische Nennleistung (NL) von ca. 93 GW auf (dreimal so viel wie im Grundszenario). Ihre jährliche Stromerzeugung (SE) trägt mit insgesamt 227 TWh

nur 5,7% des Stromverbrauchs und damit das Dreieinhalbfache des Wertes im Grundszenario bei. Damit ersetzt die Solarthermie die "Mindererzeugung" der Windenergie. Anders als im Grundszenario trägt in Szenario **OLM** nicht eine einzelne Region den "Löwenanteil" der Erzeugung bei. Vielmehr verteilen sich 94% der Jahreserzeugung auf die drei Regionen 12, 16 und 18 mit den besten Einstrahlungsbedingungen wesentlich gleichmäßiger als im Grundszenario (vgl. Tab. 15.5 S. 227 u. Tab. 15.12). Aber auch in Region 13 wird die Solarthermie in nennenswertem Umfang genutzt, wobei sie hier weiterhin vorwiegend wegen der relativ günstigen Speicher zum Einsatz kommt, was bei den großen hier installierten Windleistungen anscheinend günstige Systemeffekte mit sich bringt¹⁹. Region 15 kommt in Szenario **OLM** mit relativ bescheidener Nutzung solarthermischer Kraftwerke zu den Solarstromproduzenten dazu. Die Solarthermie wird in Szenario **OLM** also nicht nur deutlich mehr und leistungsstärker genutzt als im Grundszenario, sondern gleichzeitig resultiert aus der Optimierung auch eine stärkere Diversifizierung bei der Standortwahl. Entsprechend den sehr unterschiedlichen Auslegungen variieren auch die Kosten des Solarstroms noch immer stark, mit einer Spanne von 7,7 €/kWh in Region 12 bis 18,6 €/kWh in Region 13 um den Mittelwert von 9,1 €/kWh allerdings weit weniger als im Grundszenario. Die Solarthermie trägt auch in Szenario **OLM** mit jährlichen Gesamtkosten von 20,5Mrd. € deutlich überproportional zu ihrem Erzeugungsanteil 10,6% der gesamten Stromversorgungskosten im Szenariogebiet bei. Das bedeutet, ihre Nutzung zeichnet sich durch große systemische Vorteile wie ihre Backup-Eigenschaften aus, was besonders bei fehlender Möglichkeit zum Lastmanagement ihre Attraktivität fördert.

Tabelle 15.12: Auslegung, Nutzung und Kosten solarthermischer Kraftwerke im Szenario **OLM**

Region		4	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Nennleistung	[GW]	0	0	0	0	25,7	13,1	0	2,1	23,7	0	28,8
Speicherkapazität	[GWh]	–	–	–	–	235,0	60,3	–	18,1	191,2	–	217,7
	[VLh]	–	–	–	–	9,2	4,6	–	8,6	8,1	–	7,6
Spiegelfläche (SF)	[km ²]	–	–	–	–	239,7	25,1	–	13,4	102,7	–	205,6
Solarvielfaches	[I]	–	–	–	–	1,6	0,3	–	1,1	0,7	–	1,2
Jahreserzeugung (JE)	[TWh]	–	–	–	–	95,2	8,5	–	5,0	36,1	–	82,0
JE/SF	[kWh _{el} /(m ² a)]	–	–	–	–	397,1	337,4	–	375,4	351,2	–	399,0
Auslastung	[VLh]	–	–	–	–	3710	647	–	2373	1523	–	2853
Gesamtkosten	[Mio. €/a]	–	–	–	–	7344	1580	–	475	4421	–	6718
Stromkosten	[€/kWh]	–	–	–	–	7,7	18,6	–	9,5	12,3	–	8,2

Der Stromtransport spielt in Szenario **OLM** aufgrund der fehlenden Möglichkeit des Lastmanagements eine größere Rolle als im Grundszenario, wobei der Unterschied allerdings relativ klein ausfällt. Der interregionale Austausch erhöht sich nur um ein knappes Prozent. Gleichzeitig steigen die Verluste geringfügig auf 4,3% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents an. Das Leitungssystem ist dem des Grundszenarios sehr ähnlich. 8,1% der Leitungskapazität des Grundszenarios werden in Szenario **OLM** nicht benötigt, dafür sind zusätzliche Leitungskapazitäten mit 6,5% der Leistung an anderer Stelle vorgesehen, sodaß insgesamt eine um 1,5% geringere Leitungskapazität benötigt wird. Diese ist als Ergebnis der insgesamt etwas kleineren Kapazität und des etwas stärker genutzten Stromtransports im Mittel mit 4024 VLh um 5% besser ausgenutzt. Auch die Nennleistung der Umrichter ist mit 739 GW um etwa 2% geringer als im Grundszenario. So läßt sich der

¹⁹ Hier kommt es also wieder zum "Artefakt der Optimierung", der schon auf Seite 226 erwähnt wurde.

etwas größere interregionale Austausch, den das fehlende Lastmanagement erfordert, wegen der gleichmäßigeren Erzeugung sogar durch ein etwas günstigeres Transportsystem bewerkstelligen.

Insgesamt kann festgestellt werden, daß selbst der vollständige Ausschluß des Lastmanagements nur zu einer leichten Verteuerung der Stromerzeugung führt. Die Strategien der Optimierung sind eine Vergleichmäßigung der Erzeugung und eine Betonung von gezielt regelbaren Kraftwerken²⁰. Damit kann angenommen werden, daß durch das Zulassen des Lastmanagements in den anderen Szenarien nicht der Rahmen einer konservativen Abschätzung der Möglichkeiten einer zukünftigen Stromversorgung verlassen wird und es gegebenenfalls bei leichter Absenkung oder Erhöhung des zulässigen Lastmanagementanteils nur zu relativ geringen Änderungen der Stromgestehungskosten kommen muß. Die Kosten der Stromversorgung reagieren also hinsichtlich des Lastmanagements wenig elastisch.

15.2.4 Szenarien mit Transport- und Erzeugungsrestriktionen

15.2.4.1 Szenarien ohne Stromtransport zwischen den Regionen

Das Szenario 0Tr erlaubt keinen interregionalen Stromtransport **Tr**. Allerdings werden weiterhin die Transportkapazitäten innerhalb der einzelnen Regionen als ausreichend angenommen und sind nicht Gegenstand der Optimierung. Szenario **0Tr** soll die Auswirkung von Transportrestriktionen eines restriktiv dezentralen Ansatzes aufzeigen. Einschränkend muß aber angemerkt werden, daß die innerregionalen Transportkapazitäten, die heute existieren, nicht ausreichen um die in diesem Szenario unterstellte ausreichende Transportkapazität zu gewährleisten²¹. Dies bedeutet einerseits, daß noch restriktivere Transportbeschränkungen, die auch einen innerregionalen Stromtransport erschweren würden sehr viel stärkere Auswirkungen auf das dazu nötige Stromversorgungssystem hätten als dies den Ergebnissen von Szenario **0Tr** zu entnehmen ist. Diese geben daher nur Entwicklungstendenzen wieder, die durch strengere Restriktionen im Transportsystem deutlich zunehmen müssen. Andererseits ist die Annahme der jederzeit ausreichenden innerregionalen Transportkapazitäten im Szenario ohne interregionalen Stromaustausch weniger gerechtfertigt als in Szenarien, die keine Transportrestriktionen aufweisen. Transportkapazitäten, die für den interregionalen Austausch vorgesehen sind, können auch für den innerregionalen Stromtransport genutzt werden. Findet dieser Ausbau nicht statt, müßte die dadurch fehlende Transportkapazität durch dafür vorgesehene innerregionale Strukturen übernommen werden. Das würde im dezentralen Stromversorgungssystem die real zu erwartenden Kosten höher ausfallen lassen als im Ergebnis der Optimierung, das diese Kapazitäten ja als gegeben annimmt. Da sich für den innerregionalen Stromtransport allerdings wieder ähnliche Systeme anbieten, wie sie auch für den interregionalen Stromtransport geeignet sind, wäre eigentlich eine Verknüpfung der innerregionalen Transportsysteme zu einem großräumigen Transportsystem naheliegend, in deren Folge sich die Transportrestriktionen aufheben würden. Diese Überlegung macht den politisch motivierten Charakter des Szenarios ohne

²⁰ Die Nennleistung der gezielt regelbaren Kraftwerke ist mit über 440 GW um fast ein Fünftel höher als im Grundszenario (vgl. Text auf Seite 229).

²¹ Beispielsweis würde eine intensive Nutzung der Offshorewindpotentiale in Region 6 einen innerregionalen Austausch zwischen Dänemark und Deutschland nach sich ziehen, der die verbindende Leitungskapazität von heute ca. 1,2 GW bei weitem übersteigt, und auch innerhalb der beiden Länder würden die heutigen Leitungskapazitäten nicht ausreichen um den Strom dem Verbraucher zuzuführen (s.a. [Fle01], [NDN01] u. [DHHK01]).

interregionalen Stromtransport deutlich, der technisch schlecht begründbar ist²².

Da in einigen Regionen entweder die regenerativen Stromerzeugungspotentiale, zu klein für eine Vollversorgung sind oder deren zeitliche Verfügbarkeit nicht in Einklang mit dem Bedarf zu bringen ist, muß die Nutzung einer weiteren Quelle zugelassen werden. In Szenario **0Tr** ist dazu die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen vorgesehen. Die Herkunft des Wasserstoffs ist dabei nicht näher definiert. Es wird aber unterstellt, daß er ausschließlich unter Nutzung regenerativer Quellen gewonnen wurde²³.

Tabelle 15.13 zeigt Auslegung, Nutzung und Kosten von Brennstoffzellen im Szenario **0Tr**. In Regionen mit großen Speicherwasserkraftkapazitäten, z.B. Region 2 und 4, die gleichzeitig über genügend große andere Potentiale verfügen, kann auf die relativ teure Wasserstoffnutzung vollständig verzichtet werden. In einigen verbrauchsstarken Regionen muß wegen des Ausschlusses des interregionalen Stromtransports aber ein großer Anteil der Stromerzeugung durch Wasserstoff bereit gestellt werden. Mit 60% des gesamten Stromverbrauchs ist dieser Anteil in Region 7 mit weitem Abstand am höchsten. Hier werden die H_2 -Brennstoffzellen mit über 8100 VLh weitgehend in der Grundlast betrieben, weshalb sich mit 15,3 €/kWh_{el} die niedrigsten Kosten für Wasserstoffstrom ergeben. In den meisten anderen Regionen werden die Brennstoffzellen sehr viel weniger ausgelastet²⁴, weshalb dort die Kosten für Wasserstoffstrom deutlich höher liegen und im Mittel bei 20,5 €/kWh_{el}. Insgesamt werden gut 18% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet über die Nutzung von Wasserstoff abgedeckt. Auf sie entfallen gut 47% der Stromerzeugungskosten im Szenariogebiet.

Die Stromgestehungskosten des Szenario **0Tr** sind großteils dadurch bedingt wesentlich höher als in allen anderen Szenarien und liegen im Mittel mit knapp 8 €/kWh um 72% über denen des Grundszenarios. Markant sind dabei die regionalen Unterschiede (vgl. Tab. 15.14). Beispielsweise erreichen die Kosten bezogen auf den Stromverbrauch inklusive Lastmanagement, Produktion und Überschußproduktion $SK_{SV+LM+US}$ in Region 6 (Deutschland und Dänemark) 225% der durchschnittlichen Kosten im Grundszenario und werden nur noch in den Regionen 7 und 12 übertroffen. Andere Regionen wie z.B. Region 2, wo überwiegend Strom aus abgeschriebenen Wasserkraftwerken genutzt wird, hätten dagegen niedrige Stromkosten zu erwarten. Das zeigt,

²² Daß sich prinzipiell die gleichen Transporttechniken auch für den großräumigen innerregionalen Stromtransport eignen, zeigt sich schon an der heutigen Debatte zu innerdeutschen Netzkapazitäten. So gibt es bereits Bestrebungen eines – von der Quelle nicht näher benannten – norddeutschen Energieversorgers andere deutsche Konzernen als Kooperationspartner für den Bau einer HGÜ-Leitungen von Norddeutschland in den Süden zu gewinnen [Lew02]. Das zeigt, daß der Bedarf einer Einführung dieser Übertragungstechnik für innerregionale Zwecke von den im Stromsektor engagierten Unternehmen schon zu einem frühen Zeitpunkt diskutiert wird, zu dem sie in Europa – außer für die Überwindung längerer Seepassagen – für den interregionale Austausch nur mit untergeordneter Priorität auf ihrer Agenda zu stehen scheint.

²³ Die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Wasserstoff sind mit 12,5 €/kWh angesetzt, was im Wesentlichen die Kosten des Wasserstoffs selber abdeckt. Heutige Kosten für Wasserstoff aus günstigem Wasserkraftstrom werden beispielsweise mit 7,5 bis 9 €/kWh_{th} [Tam02] oder für das "Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project" und flüssigen Wasserstoff ab Hamburger Hafen mit ca. 15 €/kWh_{th} (s. [H201]) angesetzt. Wird ein durchschnittlicher Brennstoffzellenwirkungsgrad von 70% unterstellt, dann liegt allein der Wasserstoffanteil der variablen Kosten zwischen ca. 11 bis 21 €/kWh_{el}. Damit sind die variablen Kosten der Wasserstoffverstromung eher im unteren Bereich angesiedelt (vgl.a. Kapitel 2 auf Seite 5 ff.).

²⁴ In diesen Regionen wäre in Anbetracht der hohen Investitionskosten (IK) eine Kombination billigerer Spitzenlastkraftwerke für die evtl. seltener auftretenden großen Leistungsbedarfe mit dementsprechend kleiner dimensionierten Brennstoffzellenleistungen, die dann besser ausgelastet wären, wahrscheinlich wirtschaftlich günstiger, als den gesamten Leistungs und Energiebedarf über die Brennstoffzellen zu befriedigen.

Tabelle 15.13: Auslegung, Nutzung und Kosten von Brennstoffzellen im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	34,9	0	29,0	0	40,5	51,7	26,3	0,4	21,0	35,6	10,4	8,3	0	0,6	0	0	0	0	0
JE	[TWh]	86	0	75	0	105	124	214	2	24	60	20	18	0	1	0	0	0	0	0
AL	[VLh]	2466	–	2593	–	2589	2394	8128	5100	1137	1681	1926	2197	–	863	–	–	–	–	–
BK	[Mio. €/a]	10745	–	9394	–	13116	15480	26766	245	2992	7482	2505	2276	–	65	–	–	–	–	–
IK	[Mio. €/a]	7925	–	6590	–	9214	11762	5990	87	4786	8099	2366	1885	–	137	–	–	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	18670	–	15984	–	22330	27242	32756	332	7778	15581	4871	4160	–	201	–	–	–	–	–
SK	[€ct/kWh]	21,7	–	21,3	–	21,3	22,0	15,3	17,0	32,5	26,0	24,3	22,9	–	38,9	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, JE Jahres-Erzeugung, AL Aus-Lastung, BK jährliche Betriebs-Kosten, IK Investitions-Kosten annuitätisch, GK jährliche Gesamt-Kosten (GK = BK + IK), SK Strom-Kosten

daß der restriktiv dezentrale Ansatz unter Ausschluß von interregionalem Stromtransport für die verschiedenen Regionen höchst unterschiedliche wirtschaftliche Implikationen hat. Es läßt sich aus dem Vergleich von Grundszenario und Szenario **0Tr** (vgl. Tab. 15.14 u. 15.1 S. 223) erkennen, welche Regionen die größten Gewinner eines großräumigen Stromversorgungssystems ohne Transportrestriktionen wären. Andererseits muß für die Regionen, die die wichtigsten Beiträge zur Kostensenkung erbringen, ein Ausgleich geschaffen werden, der ihre Dienste rechtfertigt, womit diese Dienste auch hier wirtschaftlich interessante Möglichkeiten eröffnen.

Neben den höheren Erzeugungskosten spielt für die regionalen Stromkosten auch die teils deutlich höhere Überschußproduktion eine Rolle. Ohne Transportrestriktionen lag der Überschuß im Mittel bei 3,9% des Stromverbrauchs. In Szenario **0Tr** liegt sein Mittelwert als Ergebnis der Optimierung über 11% des Stromverbrauchs, mit regionalen Maxima bis 19% oder sogar 22% in den Regionen 1 oder 9, die gute Windbedingungen und andererseits relativ geringe Speicherkapazitäten aufweisen. Dagegen weist Region 2 mit seinen großen Speicherwasserkraftkapazitäten und guten Windbedingungen keinen Überschuß auf, da sich beide Stromerzeugungsoptionen optimal ergänzen lassen. Unter realen Bedingungen müßte aber auch hier der Kraftwerkspark so dimensioniert werden, daß auch unter anderen meteorologischen Verhältnissen eine vollständige Bedarfsdeckung gewährleistet werden kann.

Eine Maßnahme dazu wäre die Installation größerer WKA-Leistungen, sodaß auch in "Engpaßjahren" genügend Energie zur Verfügung steht. Da allerdings die restriktiv dezentrale Nutzung keinen überregionalen Ausgleich erlaubt, ist mit einer deutlichen Verstärkung der langfristigen Ertragschwankungen (z.B. von Jahr zu Jahr) zu rechnen (vgl. Abb. 7.4 S. 94, 4.9 S. 21, 4.15 S. 35, 5.10 S. 60 und 9.6 S. 131). Diese Überlegung impliziert, daß die Maßnahmen zum Ausgleich von Schwankungen beim restriktiv dezentralen Ansatz zwangsläufig die Installation größerer Reserveleistungen nach sich zieht als bei Stromversorgungssystemen, die einen leistungsstarken interregionalen Austausch erlauben. Je kleiner das abgeschlossene Versorgungsgebiet ist desto größer sind die zu erwartenden Ertragsschwankungen und damit die nötigen Ausgleichsmaßnahmen sowie die damit verbundenen Kosten. Dies zeigt sich in Szenario **0Tr** auch in der insgesamt höheren Leistung von regelbaren Kraftwerken. Die Summe der Nennleistungen von Brennstoffzellen, Biomassekraftwerken und Speicherwasserkraftwerken ist mit knapp 500 GW um mehr als 200 GW größer als im Grundszenario. Die "bedingt regelbaren" Laufwasserkraftwerke (Schwellbetrieb) und Solarkraftwerke (thermische Speicher) erhöhen die gezielt einsetzbare Leistung nochmals um mehr

Tabelle 15.14: Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1	0	1	4
JE	[TWh]	373	297	484	291	647	554	360	191	390	439	187	106	28	24	45	1	0	2	5
EX	[TWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IM	[TWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UP	[TWh]	59	0	61	0	90	61	0	8	69	60	22	6	1	3	2	0	0	1	1
LM	[TWh]	4	0	5	1	7	7	6	4	5	6	3	2	0	1	1	0,0	0,0	0,0	0,0
LM/ SV	[%]	1,2	0,0	1,2	0,3	1,2	1,3	1,5	2,2	1,5	1,5	2,1	2,4	0,8	2,6	1,2	0,6	0,5	0,0	0,0
SK _{JE}	[€ct/ kWh]	7,7	1,6	7,7	5,4	7,4	8,6	10,3	6,4	5,6	7,8	8,0	9,7	5,1	6,5	4,9	6,2	6,5	1,0	0,6
SK _{SV}	[€ct/ kWh]	9,1	1,6	8,8	5,4	8,6	9,6	10,3	6,7	6,8	9,1	9,0	10,3	5,3	7,4	5,1	6,3	6,6	1,7	0,7
SK _{LM} [*]	[€ct/ MWh]	3,0	0,0	3,0	0,8	3,0	3,3	3,9	5,4	3,7	3,9	5,2	6,0	2,1	6,6	3,0	1,6	1,3	0,0	0,0
SK _{SV+LM+US}	[€ct/ kWh]	9,9	2,4	9,6	6,2	9,4	10,4	11,1	7,5	7,6	9,9	9,9	11,1	6,1	8,2	5,9	7,1	7,4	2,6	1,5

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß–Produktion,
 LM Last–Management, SK Strom–Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das Lastmanagement
 SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

als 100 GW oder weitere 20 GW gegenüber dem Grundszenario. Die Differenzen zwischen der Höchstlast im - für die Optimierung - berücksichtigten Zeitraum und der Nennleistung aller "regelbaren" oder "bedingt regelbaren" Kraftwerke kann einen Hinweis auf eventuelle notwendige Maßnahmen zur Engpaßvorsorge geben. Die Differenzen summieren sich in den einzelnen Regionen, in denen die Höchstlast über der Nennleistung liegt, auf etwa 143 GW oder ca. 63 GW wenn die "bedingt regelbaren" Kraftwerke mit einbezogen werden.

Auch in der Windkraftnutzung zeigen sich deutliche Veränderungen gegenüber dem Grundszenario. In einigen Regionen mit guten Windbedingungen, die ohne Transportrestriktionen wesentliche Beiträge zur Stromerzeugung erbringen könnten, wird ohne die Option des Stromtransports weitgehend auf die Windkraft verzichtet. Bei Standorten 1. Wahl findet z.B. in den Regionen 13 sowie 16 bis 19 keine und in Region 9 nur mehr eine sehr eingeschränkte Nutzung statt (vgl. Tab. 15.15 mit Tab. 15.2 auf Seite 224). Der Rückgang der installierten WKA–Leistung beträgt an diesen Standorten über 430 GW. Andererseits müssen jetzt Windenergiepotentiale genutzt werden, die wie Region 7 sehr viel schlechtere Bedingungen aufweisen.

Ähnliche Veränderungen in beide Richtungen weisen auch die Standorte 2. Wahl auf (vgl. Tab. 15.15 mit Tab. 15.2 auf Seite 224). Beispielsweise wird in Region 2, deren Windpotentiale an Land im Grundszenario noch vollständig zur Nutzung vorgesehen wurde, in Szenario **0Tr** nur noch ein sehr geringer Teil der Standorte 2. Wahl genutzt. Im von Speicherwasserkraftwerken dominierten Kraftwerkspark kann so - zumindest während des betrachteten Zeitraums - die Stromversorgung alleine aus Wasserkraft und Windenergie bestritten werden.

Tabelle 15.15: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 1. Wahl im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	83	24	43	11	12	28	4	16	79	0	52	1	0	3	8	0	0	0	0
ML	[GW]	83	24	43	11	12	28	4	16	339	213	216	505	121	172	69	105	142	105	12
AB	[%]	100	100	100	100	100	100	100	100	23	0	24	0	0	2	11	0	0	0	0
JE	[TWh]	255	67	97	21	36	69	6	33	250	–	102	1	1	8	18	–	–	–	–
AL	[VLh]	3070	2796	2257	1873	3017	2468	1378	2055	3178	–	1970	1051	3179	2551	2339	3033	2749	–	–
GK	[Mio. €/a]	8391	2433	4369	1122	1214	2866	415	1622	8442	–	5302	114	26	330	784	12	5	–	–
SK	[€/kWh]	3,3	3,6	4,5	5,4	3,4	4,1	7,5	4,9	3,4	–	5,2	9,6	3,2	4,0	4,4	3,4	3,7	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,
 JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Das Ausweichen auf schlechtere Standorte zu Gunsten einer Verbesserung von Ausgleichseffekten innerhalb der Regionen und aufgrund fehlender interregionaler Transportmöglichkeiten und somit dem Zwang, die lokalen Potentiale zu erschließen führt an Landstandorten zu einer deutlichen Abnahme der Anlagenauslastung, die im Mittel mit gut 2300 VLh um 16% geringer ausfällt als im Grundszenario (vgl. S. 223).

Tabelle 15.16: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 2. Wahl im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	–	8	110	13	50	–	–	21	0	141	–	–	3	3	0	0	0	0	0
ML	[GW]	–	84	166	13	50	–	–	21	350	647	–	–	376	201	268	486	214	245	16
AB	[%]	–	9	66	100	100	–	–	100	0	22	–	–	1	1	0	0	0	0	0
JE	[TWh]	–	18	198	20	109	–	–	37	–	284	–	–	8	6	–	–	–	–	–
AL	[VLh]	–	2369	1806	1535	2183	–	–	1763	–	2020	–	–	2905	2435	–	2461	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	–	787	11140	1326	5058	–	–	2129	–	14544	–	–	298	267	–	6	–	–	–
SK	[€/kWh]	–	4,3	5,6	6,6	4,6	–	–	5,7	–	5,1	–	–	3,6	4,1	–	4,2	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,
 JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

In den Regionen 5 und 6 wird als Ergebnis der Optimierung für Szenario **0Tr** außer der vollständigen Erschließung der Landpotentiale auch das Offshore-Windpotential in erheblichem Umfang vorgesehen (s. Tab. 15.17). Letzteres trägt in Region 5 bzw. 6 – beides Regionen, die sich im Grundszenario durch relativ viel Stromimport auszeichnen – jeweils etwa 41 bzw. 50% zur regionalen Stromerzeugung bei. Die Veränderungen des Stromversorgungssystems drücken sich im Bereich der Windenergie auch durch einen – mit einem Äquivalent von 55% des Jahresstromverbrauchs im Szenariogebiet – wesentlich kleineren Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie als im Grundszenario aus (vgl. S. 223).

Bei der Biomassenutzung zeigt sich die Auswirkung der Transportrestriktionen weniger bei der Jahreserzeugung (JE), die Potentiale werden in allen verbrauchsstarken Regionen bis auf Region 2, die ihre Stromversorgung allein aus Wind- und Wasserkraft bestreitet, vollständig genutzt (vgl. Tab.

Tabelle 15.17: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an offshore Standorten im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	0	0	0	–	78	74	–	–	0	0	–	–	0	–	–	0	–	–	0
ML	[GW]	235	148	107	–	191	174	–	–	305	220	–	–	54	–	–	39	–	–	41
AB	[%]	0	0	0	–	41	42	–	–	0	0	–	–	0	–	–	0	–	–	0
JE	[TWh]	–	–	–	–	268	279	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
AL	[VLh]	–	–	–	–	3455	3786	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	–	–	–	–	14032	13460	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SK	[€/kWh]	–	–	–	–	5,2	4,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,
 JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

15.18). Ein deutlicher Unterschied zum Grundszenario liegt allerdings in der mit höheren Auslastung (AL) der in der Regel mit kleinerer Nennleistung (NL) dimensionierten Biomassekraftwerke. Der Deckungsanteil des zugeordneten Wärmebedarfs ($\frac{WA}{WB}$) fällt geringer aus und liegt in einzelnen Regionen unter 80% und im Mittel 10% niedriger als im Grundszenario bei nur noch 85%. Darin zeigt sich die Notwendigkeit die Biomassekraftwerke verstärkt als Backup-Kraftwerke einzusetzen, was der Bestrebung einen möglichst großen Anteil des Wärmebedarfs abzudecken und daraus Einnahmen zu erzielen entgegen gerichtet ist. Wegen der hohen Kraftwerksauslastung sind die Kosten des Biomassestroms (SK) in Szenario **0Tr** mit 6,1 €/kWh trotzdem niedriger als im Grundszenario (vgl. S. 224).

Tabelle 15.18: Regionale Kraftwerksauslegung und –nutzung zur Strom- und Wärmeversorgung durch Biomasse und deren Kosten im Szenario **0Tr**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
JE	[TWh]	26	0	90	133	71	63	39	36	83	48	44	5	16	7	11	1	0,3	0	0
ME	[TWh]	26	92	90	133	71	63	39	36	83	48	44	5	29	7	11	18	19	32	0,06
NL	[GW]	4	0	13	17	11	10	6	5	15	8	8	1	2	1	3	0	0,1	0	0
AL	[VLh]	6426	0	6712	7734	6517	6374	6913	6820	5526	6018	5711	4999	6536	4501	4132	4625	4760	0	0
WA	[TWh]	30	0	99	150	81	72	50	40	110	58	54	5	21	9	17	1	0,3	0	0
WB	[TWh]	37	–	122	153	100	90	51	47	140	70	65	6	21	12	18	1	0,3	–	–
$\frac{WA}{WB}$	[%]	82	–	81	98	81	80	98	85	78	83	82	84	96	79	94	100	100	–	–
WE	[TWh]	53	–	181	266	143	125	79	72	166	97	88	10	31	13	22	1	1	–	–
$\frac{WE}{WA}$	[%]	174	–	182	178	176	174	157	179	151	166	163	220	152	141	126	211	217	–	–
BK*	[Mio. €]	677	–	2370	3453	1840	1609	945	938	1938	1204	1081	146	368	147	218	19	8	–	–
IK	[Mio. €]	947	–	3101	3969	2525	2267	1310	1217	3453	1850	1768	235	550	338	602	34	14	–	–
GK	[Mio. €]	1623	–	5470	7423	4366	3876	2255	2155	5391	3053	2849	381	918	485	821	54	22	–	–
$\frac{BK}{GK}$	[%]	42	–	43	47	42	42	44	36	39	38	38	38	40	30	27	36	37	–	–
SK	[€/kWh]	6,1	–	6,1	5,6	6,1	6,2	5,7	6,0	6,5	6,3	6,5	7,5	5,9	7,4	7,6	7,8	7,7	–	–

SV Strom-Verbrauch, JE Jahres-Erzeugung, ME Maximal-Erzeugung zugelassen, NL Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, WA Wärme-Abgabe (nutzbar), WB Wärme-Bedarf, WE Wärme-„Erzeugung“, BK Betriebs-Kosten
 (* Die BK ergeben sind nach Abzug von Verkaufserlösen für Wärme.), IK Investitions-Kosten, SK Strom-Kosten

Die Nennleistung (NL) der Solarkraftwerke ist in Szenario **0Tr** mit ca. 50 GW deutlich größer als

im Grundszenario. Ihr Wert für die Stromversorgung ist bei fehlenden interregionalen Transportmöglichkeiten höher, als wenn diese gegeben sind, und sie erlangt regional teils große Bedeutung. In Region 12 werden durch Solarkraftwerke über 80% des Stromverbrauchsäquivalents zur Stromversorgung beigetragen, gefolgt von der verbrauchsstarken Region 8 mit 23%. Auch in anderen Regionen kommen wesentliche Teile der Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken. Mit einer mittleren Speicherkapazität für gut 9 VLh bei 2,5 Solarvielfachen²⁵ als durchschnittlicher Felddauslegung sind die Kraftwerke nahe dem betriebswirtschaftlichen Optimum der Kraftwerke selber ausgelegt. In einzelnen Regionen spielt die Speicherbarkeit der solar gewonnenen Wärme eine etwas stärkere Rolle, weshalb es z.B. in den Regionen 13 und 14 sowie in besonderem Maße in Region 10 zu teureren Auslegungsvarianten kommt²⁶.

Tabelle 15.19: Auslegung, Nutzung und Kosten solarthermischer Kraftwerke im Szenario **0Tr**

Region		4	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Nennleistung	[GW]	12,6	13,3	2,8	5,6	13,2	0,6	1,0	1,5	0,0	0,0	0,0
Speicherkapazität	[GWh]	88,6	108,4	46,7	39,7	154,9	5,2	11,5	15,0	0,2	0,0	0,0
	[VLh]	7,1	8,1	16,6	7,0	11,7	9,0	11,4	10,3	5,5	2,8	0,0
Spiegelfläche (SF)	[km ²]	188,8	211,0	21,7	71,3	216,6	3,8	9,2	20,2	0,2	0,0	0,0
Solarvielfaches	[I]	2,5	2,6	1,3	2,1	2,7	1,1	1,5	2,3	1,3	0,6	0,0
Jahreserzeugung (JE)	[TWh]	36,9	41,4	3,9	19,8	82,0	1,3	2,6	7,5	0,1	0,0	0,0
JE/SF	[kWh _{el} /(m ² a)]	195,5	196,0	181,0	278,1	378,3	348,4	282,2	371,9	364,7	331,3	0,0
Auslastung	[VLh]	2937	3105	1398	3520	6200	2287	2579	5155	2754	1189	0
Gesamtkosten	[Mio. €/a]	4837	5340	844	1889	5727	137	298	548	7	1	0
Stromkosten	[€/kWh]	13,1	12,9	21,5	9,5	7,0	10,2	11,4	7,3	8,4	11,9	-

Zusammenfassend läßt sich zum Szenario ohne Stromtransport und mit der Möglichkeit des Einsatzes von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellen **0Tr** sagen, daß die Transportrestriktionen hohe Folgekosten nach sich ziehen. Diese sind zum einen vom gesteigerten Bedarf an Backupleistung und dem Zwang zur Nutzung schlechterer Erzeugungsstandorte sowie teurerer Erzeugungstechniken verursacht, zum anderen aber auch ganz wesentlich von den relativ hohen Kosten des Brennstoffs Wasserstoff, der zur Bedarfsdeckung in großem Umfang genutzt werden muß.

Szenarien ohne Stromtransport zwischen den Regionen mit restringierter Nutzung fossiler Energien

Das Szenario 0Tr15%GuD sieht statt des Einsatzes von Wasserstoff die Nutzung von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken vor²⁷, weist aber die gleichen Transportrestriktionen wie Szenario **0Tr** auf. Es erlaubt wie Szenario **15%fossil** 15% des Stromverbrauchs unter Nutzung fossiler Energieträger bereit zu stellen. Diese 15% werden vollständig ausgeschöpft, was in Anbetracht der gut 18% des Stromverbrauchsäquivalents, die in Szenario **0Tr** über die Nutzung von Wasserstoff abgedeckt

²⁵ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

²⁶ Hier kommt es also wieder zum "Artefakt der Optimierung", der schon auf Seite 226 erwähnt wurde.

²⁷ Die Annahmen für die Betriebskosten der GuD-Kraftwerke sind in Anbetracht der – in letzter Zeit – schnell steigenden Gaspreisen in allen Szenarien mit fossilen Erzeugungsanteilen als sehr niedrig anzusehen, was bei der Interpretation der Szenarien berücksichtigt werden muß. Zu Angaben zu GuD-Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch Kapitel 12 und Zusammenfassung.

werden, auch zu erwarten ist. Da in Szenario **0Tr15%GuD** 3% weniger GuD-Strom erlaubt ist als Wasserstoffstrom durch die Optimierung in **0Tr** zur Nutzung vorgesehen wurde, müssen jetzt zwangsläufig aufwendigere Maßnahmen für die bedarfsgerechte Stromerzeugung ergriffen werden. Dennoch fallen die Stromerzeugungskosten mit knapp 5,5 €/ct/ kWh um fast 32% niedriger aus und um nur etwa 17% höher als im Grundszenario. Der Vergleich mit dem Grundszenario ist allerdings etwas irreführend, da hier ja kein Einsatz fossiler Energieträger zugelassen ist. Dagegen zeigt der Vergleich mit Szenario **15%fossil** die Auswirkungen der Transportrestriktionen, da hier der gleiche fossile Brennstoffeinsatz erlaubt ist. Die Mehrkosten durch den Ausschluß von interregionalem Stromtransport belaufen sich danach auf über 40%. Zudem gilt auch hier, daß die Annahme der jederzeit ausreichenden innerregionalen Transportkapazitäten im Szenario ohne interregionalen Stromaustausch weniger gerechtfertigt ist als in Szenarien, die keine Transportrestriktionen aufweisen, was zu zusätzlichen Kosten führen muß (vgl. S. 248).

Die Nutzung der GuD-Kraftwerke weist sehr große Ähnlichkeit mit der Nutzung von H₂-Brennstoffzellen in Szenario **0Tr** auf. Insbesondere die installierten Nennleistungen (NL) stimmen in den meisten Regionen weitgehend überein (vgl. Tab. 15.20 und 15.13). Aufgrund der niedrigeren Investitionskosten lohnt sich zusätzlich die Installation von GuD-Kraftwerken in den Regionen 4, 13, 15, 16 und 17, die nur relativ geringe Leistungen aufweisen und wohl ausschließlich zur Deckung einiger Engpässen eingesetzt werden, was sich an ihrer sehr geringe Auslastung (AL) (ca. 150 bis 350 V_{Lh}) zeigt. Auch die Jahreserzeugung (JE) von GuD-Kraftwerken und H₂-Brennstoffzellen ähnelt sich innerhalb der Regionen in beiden Szenarien. Bis auf die Regionen, in denen die GuD-Kraftwerke nur zum Engpassmanagement eingesetzt werden und damit die Investitionskosten die dort relativ hohen Stromkosten (SK) dominieren, ist die Stromproduktion aus den GuD-Kraftwerken allerdings wesentlich billiger, als die der Brennstoffzellen. Im Mittel liegen die Kosten des GuD-Stroms bei 4,6 €/ct/ kWh und damit bei weniger als einem Viertel der Kosten für Wasserstoffstrom im Szenario **0Tr**.

Tabelle 15.20: Auslegung, Nutzung und Kosten von GuD-Kraftwerken im Szenario **0Tr15%GuD**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	33,8	0	26,5	0,5	38,0	50,6	27,3	0	19,9	37,4	9,2	8,2	0,8	0,9	0,9	0,0	0,0	0	0
JE	[TWh]	63	–	47	0	81	104	214	–	19	41	15	13	0	1	0	0	0	–	–
AL	[VLh]	1853	–	1788	149	2134	2048	7831	–	943	1093	1596	1602	165	678	208	290	338	–	–
BK	[Mio. €/a]	1410	–	1067	2	1826	2330	4816	–	422	920	329	294	3	14	4	0	0	–	–
IK	[Mio. €/a]	1845	–	1448	25	2075	2759	1491	–	1086	2041	501	445	44	49	50	2	1	–	–
GK	[Mio. €/a]	3255	–	2515	27	3902	5089	6307	–	1509	2961	830	739	47	63	54	2	1	–	–
SK	[€/ct/ kWh]	5,2	–	5,3	39	4,8	4,9	2,9	–	8,0	7,2	5,7	5,7	35	10	29	21	18	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, JE Jahres-Erzeugung, BK jährliche Betriebs-Kosten,

IK Investitions-Kosten annuitätisch, GK jährliche Gesamt-Kosten (GK = BK + IK), SK Strom-Kosten

Eine gravierende Auswirkung hat die Beschränkung auf 15% GuD-Strom auf die Überschußproduktion, die sich in Szenario **0Tr15%GuD** auf mehr als 18% des Stromverbrauchs summiert, im Gegensatz zu gut 11% in Szenario **0Tr**. Das bedeutet, daß der relativ kleine Unterschied zwischen gut 18% und 15% des Stromverbrauchsäquivalents aus regelbaren Kraftwerken – Brennstoffzellen und GuD – relativ große Überkapazitäten dargebotsabhängiger Windkraft bedingt. Der Einsatz des Lastmanagements bleibt in beiden Szenarien sehr ähnlich und relativ gering.

Die Strategie bei der Windenergienutzung ist sehr ähnlich wie beim Szenario mit Wasserstoffeinsatz. Die mittlere Auslastung der WKA's ist an Landstandorten mit knapp 2300 *VLh* ähnlich niedrig wie in Szenario **0Tr**. Die Beschränkung auf 15% GuD-Strom erzwingt allerdings die verstärkte Nutzung der Windenergie an Offshorestandorten. Außer in den Regionen 5 und 6 mit 101 und 92 GW wird die Offshore-Windenergie jetzt mit 22 GW auch in Region 1 genutzt. Insgesamt erzeugt die Windenergie knapp 67% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents und damit deutlich mehr als im Szenario mit der Brennstoffzellenoption.

Die Jahresstromproduktion aus Biomasse bleibt weitgehend unverändert und wird lediglich um 2 % niedriger aus als in Szenario **0Tr**. Allerdings müssen die Biomassekraftwerke aus Mangel anderer Möglichkeiten noch etwas mehr als Backup eingesetzt werden, weshalb dementsprechend weniger vom Wärmeverkauf profitiert werden kann. Das zeigt sich daran, daß in Szenario **0Tr15%GuD** nur 82% des zugeordneten Wärmebedarfs durch die Kraftwärmekopplung der Biomassekraftwerke gedeckt werden kann.

Auch die Nutzung der solarthermischen Kraftwerke ist in den beiden Szenarien ohne interregionalen Stromtransport sehr ähnlich. Sowohl die Speicherkapazitäten und Nennleistungen als auch die Spiegelflächen und ebenso die Stromgestehungskosten stimmen im Mittel weitgehend überein. Der einzige wirklich erwähnenswerte Unterschied bei ihrer Nutzung besteht in deren Vermeidung in den Regionen, in denen die Parabolrinnenkraftwerke – mit kleiner Leistung – im Brennstoffzellebszenario hauptsächlich aufgrund ihrer günstigen Speichereigenschaft genutzt wurden. Die relativ niedrigen Investitionskosten lassen eine Lösung des Versorgungsproblems mit GuD-Kraftwerken günstiger werden. Weshalb es bei Szenario **0Tr15%GuD** nicht zu dem schon mehrmals erwähnten Artefakt der Optimierung kommt (s. S. 226).

In beiden restriktiv dezentralen Szenarien werden die Pumpspeicherkraftwerke nur sehr geringfügig mit etwa 300 *VLh* im Turbinenbetrieb ausgelastet. Das bedeutet, daß die auszugleichenden Schwankungen der Fehlanpassung von Erzeugung und Verbrauch Stochastiken aufweisen, die keinen effektiven Ausgleich durch die PSKW mit ihren relativ kleinen Speichervermögen ermöglichen.

Das Szenario 0Tr30%GuD ergänzt die Reihe der Szenarien ohne interregionalen Stromtransport. Es sieht wieder statt des Einsatzes von Wasserstoff die Nutzung von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken vor²⁸, erlaubt aber 30% des Stromverbrauchs unter Nutzung fossiler Energieträger bereit zu stellen. Diese 30% werden vollständig ausgeschöpft. Aufgrund der deutlich höheren erlaubten Stromproduktion aus fossilen Energien kann die Überschußproduktion mit nur 2,5% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet weit unter die der anderen beiden restriktiv dezentralen Szenarien gesenkt werden und liegt sogar unter der des Grundszenarios. Die Stromgestehungskosten sind mit gut 4,0 €/kWh deutlich niedriger als in den beiden anderen Szenarien ohne interregionalen Stromtransport. Sie liegen um 1,5 €/kWh unter denen von **0Tr15%GuD** und um mehr als 0,6 €/kWh tiefer als im Grundszenario. Der Vergleich zum Grundszenario ist allerdings wieder etwas irreführend, da dieses ja keine Nutzung fossiler Energieträger zuläßt.

²⁸ Die Annahmen für die Betriebskosten der GuD-Kraftwerke sind in Anbetracht der – in letzter Zeit – schnell steigenden Gaspreisen in allen Szenarien mit fossilen Erzeugungsanteilen als sehr niedrig anzusehen, was bei der Interpretation der Szenarien berücksichtigt werden muß. Zu Angaben zu GuD-Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch Kapitel 12 und Zusammenfassung.

Aussagekräftiger ist der Vergleich mit Szenario **30%fossil**, in dem die gleiche Deckungsrate durch fossilen GuD–Strom zugelassen ist, aber keinerlei Transprotrestrictionen den interregionalen Netzausgleich behindern. Gegenüber Szenario **30%fossil** ist der Strom in Szenario **0Tr30%GuD** um mehr als 14% teurer. Der Unterschied zwischen den Szenarien mit und ohne Stromtransport scheint demnach mit zunehmendem fossilen Anteil abzunehmen. Dies läßt sich folgern, wenn man die Ergebnisse von Szenario **0Tr30%GuD** mit denen von Szenario **0Tr15%GuD** vergleicht. Allerdings wurde bei letzterem sehr nahe der an Grenze des Möglichen operiert, weshalb der Vergleich eher eine zu starke Abhängigkeit vom fossilen Anteil suggeriert.

Die GuD–Kraftwerke werden in Szenario **0Tr30%GuD** mit einer Gesamtleistung von 309 GW installiert, gut 50 GW mehr als in Szenario **0Tr15%GuD**. Damit ist die Leistung nur relativ wenig gestiegen, was bedeutet, daß die Kraftwerke mit durchschnittlich 3970 VLh wesentlich besser ausgelastet sind und demzufolge auch ihre Stromkosten mit 3,7 €/kWh um etwa ein Viertel niedriger ausfallen.

Die Windenergienutzung ist in Szenario **0Tr30%GuD** mit etwas mehr als 1500 TWh oder gut 38% des Äquivalents des jährlichen Stromverbrauchs im Szenariogebiet deutlich niedriger als in den anderen Szenarien ohne Stromtransport. Dennoch stellt sie weiterhin den größten Anteil der Stromerzeugung. Durch den relativ großen fossilen Anteil ist es aber möglich die Windenergie vermehrt an besseren Standorten zu nutzen und nicht auf die weniger guten zurückgreifen zu müssen. Das zeigt sich unter Anderem auch an der mit knapp 2400 VLh etwas besseren Anlagenauslastung an Landstandorten. Auch die Offshorestandorte werden deutlich weniger genutzt.

Die Jahresstromproduktion aus Biomasse bleibt wieder weitgehend unverändert und fällt lediglich um 9,5% niedriger aus als in Szenario **0Tr**. Allerdings werden die Biomassekraftwerke nicht mehr vorwiegend als Backup eingesetzt. Diese Aufgabe können jetzt die GuD–Kraftwerke weitgehend erledigen. Deshalb können bei der Biomasseverstromung der zugeordnete potentielle Wärmeverkauf durch Kraftwärmekopplung und die damit verbundenen Einnahmen zu 96% ausgeschöpft werden. Die Biomassekraftwerke können zudem mit knapp 7600 VLh sehr gut ausgelastet werden. Beide Effekte führen gemeinsam zu den mit 5,6 €/kWh relativ niedrigen Gestehungskosten des Biostroms.

Solarthermie wird nur in den zwei Regionen 12 und 15 mit 12,2 und 1,1 GW zur Stromerzeugung genutzt. Dabei ist die Speichergröße mit einer durchschnittlichen Kapazität für etwas mehr als 8 VLh gut auf die Spiegelfläche abgestimmt, sodaß die Stromgestehungskosten mit 6,9 €/kWh und 7,2 €/kWh relativ günstig liegen. Die Stromerzeugungskosten sind in Region 12 mit 6 €/kWh die höchsten innerhalb des gesamten Stromversorgungssystems. Dies ließe sich durch einen größeren Einsatz fossiler Energieträger ändern. Da dies allerdings durch die Mengenrestriktion verhindert wird, ist die gefundene Lösung, die mit den niedrigsten summarischen Gesamtkosten für das Gesamtsystem. Das bedeutet für Region 12, daß hier Mehrkosten zugunsten der Allgemeinheit in Kauf genommen werden²⁹. In diesem Punkt unterscheiden sich die Szenarien ohne Stromtransport mit Mengenrestriktion im Bereich der "fossilen Stromproduktion" vom Szenario, in dem der Einsatz von H₂–Brennstoffzellen erlaubt ist. Bei letzterem ergibt sich das Kostenminimum als Summe der minimalen Gesamtkosten innerhalb der einzelnen Regionen. Das heißt, daß die Optimierung die Kosten in jeder Region zum Minimum führt und somit auch unab-

²⁹ Wie eine solche Leistung "entlohnt" werden könnte müßte man für eine Umsetzung klären.

hängig für jede einzelne Region gefunden werden kann.

Pumpspeicherkraftwerke scheinen auch in Szenario **0Tr30%GuD** nicht das geeignete Mittel zum Ausgleich von Erzeugungseingipssen zu sein. Die bestehenden PSKW werden nur mit 173 *VLh* im Turbinenbetrieb ausgelastet.

Zusammenfassend läßt sich zu den drei Szenarien ohne Stromtransport sagen, daß sich durch diese Restriktion die Stromgestehungskosten deutlich erhöhen. Die Überschüsse steigen insbesondere bei kleinen fossilen Erzeugungsanteilen deutlich an, da Erzeugung und Bedarf schwerer in Übereinstimmung zu bringen sind. Aus dem gleichen Grund muß bei der Standortauswahl stärker auf Diversifizierung geachtet werden, was große Auswirkungen auf die Nutzung der Windenergie hat. So betragen die Anteile der – für die Optimierung zur Auswahl gestellten – Potentiale der Windenergie an Landstandorten 1. Wahl, 2. Wahl und Offshore-Standorten von 2220, 3197 und 1514 *GW*, in Szenario **0Tr30%GuD** 15, 6 und 5%. In Szenario **0Tr** waren es 16, 11 und 10% und in Szenario **0Tr15%GuD** 17, 14 und 14%. Der Trend zur Nutzung schlechterer Standorte bei erschwelter Zugänglichkeit von Backup- und Ausgleichsmöglichkeiten (ebenso durch wirtschaftliche als auch durch Beschränkungen in Form von Mengenrestriktionen) zeigt sich deutlich. Dieser Trend ist auch in den Szenarien ohne Transportrestriktionen gut ausgeprägt. Im Grundszenario werden die drei Standortkategorien mit 33, 9 und 0% genutzt. Das Optimierungsergebnis zu Szenario **15%fossil** sieht 37, 6 und 0% vor und das zu **30%fossil** 32, 3 und 0%. Für den wirtschaftlich optimalen Fall wird aber auch dann eine bessere Mischung der genutzten Standorte benötigt, wenn größere Zeiträume zur Optimierung heran gezogen werden – das bedeutet, wenn der Kraftwerkspark weniger anfällig für besondere Wettersituationen sein soll. In Szenario **365dSz** zeigt sich das bei der Auswahlplanung, die 25, 11 und 3% an Standorten 1. Wahl, 2. Wahl und offshore vorsieht. Es führen also sowohl die Notwendigkeit der Stabilisierung des Systems als auch die Beschränkung von Backup- und Ausgleichsmöglichkeiten in Richtung diversifizierte Standortnutzung. Das ist ein Ergebnis, das bei einem eventuellen Umbau des heutigen zu einem nachhaltigen Stromversorgungssystem berücksichtigt werden sollte. Es lohnt sich demnach die Windenergie an vielen Standorten auszubauen, wobei die Windhöufigkeit nicht das allein ausschlaggebende Kriterium ist, sondern auch auf Standortdiversifizierung geachtet werden sollte. Diese Forderung ist in Übereinstimmung mit nötigen Maßnahmen in einem großräumig vernetzten Stromversorgungssystem zur Vorsorge gegenüber eventuellen politischen Instabilitäten.

Szenarien ohne Stromtransport zwischen den Regionen mit Hot–Dry–Rock–Geothermie

In den bisher beschriebenen Szenarien war die Option der Stromerzeugung aus Hot–Dry–Rock–Geothermie nicht zugelassen. Bei Szenarien ohne Transportrestriktionen hat dies keinen Einfluß, da bei ihnen die Geothermie aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit von der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung auch nicht gewählt wurde, wenn ihre Nutzung freigegeben wurde. Bei Szenarien mit Transportrestriktionen wird sie aber gewählt, weshalb im Folgenden zwei Szenarien mit Geothermie vorgestellt werden, die zeigen, welche Optionen sich unter der Bedingung des interregionalen ”Transportverbots” ergeben würden, wenn die – bisher noch nicht eingesetzte Stromerzeugung aus Hot–Dry–Rock–Geothermie zu den bei heutiger Technologie erwarteten Konditionen genutzt werden könnte.

Das Szenario 0Tr+GTh entspricht bis auf die Freigabe des Einsatzes der Hot-Dry-Rock-Geothermie **GTh** dem Szenario **0Tr**. Die Geothermie wird dabei behandelt wie in Kapitel 8.3 auf Seite 121 ff. und in Kapitel 18.5 auf Seite 379 beschrieben. Dabei sind die Potentiale gemäß Tabelle 8.2 auf Seite 123 in drei Standortkategorien unterteilt zur Nutzung frei gegeben. Allerdings werden Potentiale mit natürlichen Wärmeflüssen \dot{Q} unter einem GW_{th} nicht in die Optimierung einbezogen. Da – streng konservativ – nur der natürliche Wärmefluß der zur Auswahl stehenden Flächen für die Stromerzeugung genutzt werden kann, ist der maximale Beitrag den die Geothermie leisten könnte – bei Nutzung aller Standortkategorien – auf $212 TWh_{el}$, oder gut 5,3% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet begrenzt. Als Ergebnis der Optimierung wird davon allerdings mit etwa $63 TWh_{el}$ insgesamt nicht ganz ein Drittel hauptsächlich an Standorten 1. Wahl und in geringem Maße auch an Standorten 2. Wahl genutzt (s. Tab. 15.21). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Stromversorgung im Szenariogebiet liegen mit 7,92 €/kWh noch immer mehr als 70% über denen des Grundszenarios aber immerhin gut 7% unter denen von Szenario **0Tr**. Letzteres ist in Anbetracht der Tatsache, daß die Geothermie einerseits nur 1,5% zur Stromerzeugung beiträgt und andererseits mit durchschnittlichen Erzeugungskosten von 11,1 €/kWh relativ teuren Strom produziert, recht beachtlich. Der Grund dafür liegt zum großen Teil darin, daß der Strom aus Geothermie 33 TWh Brennstoffzellenstrom verdrängt, der in Szenario **0Tr** mit 20,5 €/kWh fast doppelt so teuer ist. Darüber hinaus werden gut 29 TWh oder 15% der solarthermischen Erzeugung verdrängt, die in Szenario **0Tr** mit 10,0 €/kWh nur etwas günstiger ist als der Geothermiestrom. An einigen weniger guten also relativ teuren Standorten geht die Stromproduktion aus Windenergie um insgesamt 15 TWh leicht zurück. So lassen sich in ein paar Regionen durch den Einsatz der Geothermie Überschüsse von insgesamt 14 TWh einsparen. Die Effizienz des Systems wird also gesteigert.

Wie Tabelle 15.21 zu entnehmen ist, wird das geothermische Potential an allen Standorten, an denen es zur Stromerzeugung vorgesehen wird, vollständig genutzt (JE = ME). Das legt den Schluß nahe, daß auch größere Potentiale genutzt werden würden. Allerdings scheinen die Kosten nicht wesentlich höher liegen zu dürfen, als an den ausgewählten Standorten, da auf die Nutzung eines Großteils der Standorte 2. Wahl und aller Standorte 3. Wahl verzichtet wurde. An Standorten 1. und 2. Wahl wurden die Kraftwerke in der überwiegenden Zahl der Regionen so ausgelegt und "betrieben", daß sie bis auf Revisionszeiten und andere Stillstandszeiten, die insgesamt 6% des Jahres ausmachen, mit einer Auslastung (AL) von 8234 Vh immer unter voller Last gefahren werden. In anderen Regionen werden die Kraftwerke auch zu Backupzwecken eingesetzt, was sich dann in relativ hohen Stromerzeugungskosten (SK) widerspiegelt. In den von den potentiellen Gestehungskosten an Standorten 1. Wahl gut vergleichbaren Regionen 4 und 8 (vgl. **KF** in Tab. 8.2 auf Seite 123) macht der Unterschied durch den Backup Einsatz beispielsweise bei optimaler Auslegung und optimalem Einsatz, also im Kostenminimum für die regionale Stromversorgung, fast 2 €/kWh aus. Zur ebenfalls gut mit Region 4 vergleichbaren Region 10 ist der Kostenunterschied sogar über $4\frac{1}{2}$ €/kWh.

Aufgrund des geringen Beitrags, den die Geothermie in Szenario **0Tr+GTh** zur Stromversorgung leistet, treten gegenüber Szenario **0Tr** keine größeren Veränderungen des Stromversorgungssystems auf, weshalb an dieser Stelle nicht weiter auf die Spezifika der Stromversorgung im Bereich der Windenergie, Biomassenutzung, der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken und der Wasserkraft eingegangen werden soll und statt dessen auf die Details von Szenario **0Tr** verwiesen

Tabelle 15.21: Auslegung, Nutzung und Kosten der Hot–Dry–Rock–Geothermie an allen Standorten 1. und genutzten Standorten 2. Wahl in Szenario **0Tr+GTh**

Standorte		alle 1. Wahl											genutzte 2. Wahl	
Region		4	5	6	7	8	9	10	11	12	18	19	4	7
JE	[TWh]	1,62	4,89	1,17	6,84	2,37	0	5,46	4,23	23,73	0	0	7,47	4,86
ME	[TWh]	1,62	4,89	1,17	6,84	2,37	1,26	5,46	4,23	23,73	7,47	9,78	7,47	4,86
NL	[GW]	0,20	1,15	0,22	0,83	0,35	–	1,03	0,80	3,99	–	–	0,91	0,59
ZL	[GW]	0,02	0,37	0,02	0,08	0,03	–	0,11	0,09	0,39	–	–	0,09	0,06
AL	[VLh]	8234	4243	5255	8234	6728	–	5284	5318	5944	–	–	8234	8234
GK	[Mio. €]	147	714	154	550	261	–	753	466	2254	–	–	1018	636
SK	[€ct/ kWh]	9,1	14,6	13,2	8,0	11,0	–	13,8	11,0	9,5	–	–	13,6	13,1

JE Jahres–Erzeugung, ME Maximal–Erzeugung zugelassen, ZL installierte Zusatz–Leistung, NL installierte Nenn–Leistung (inkl. ZL), AL Aus–Lastung, GK jährliche Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten

wird.

Das Szenario 0Tr+GTh10*ME entspricht bis auf eine Verzehnfachung der Potentiale geothermischer Stromerzeugung dem gerade besprochenen Szenario **0Tr+GTh**. Dabei werden die gleichen Standorte in die Optimierung einbezogen, allerdings wird die streng konservative Beschränkung auf die ausschließliche Nutzung des natürlichen Wärmeflusses der zur Auswahl stehenden Flächen aufgegeben und willkürlich eine 10 mal so hohe Nutzung zugelassen³⁰. Damit ist der maximale Beitrag, den die Geothermie leisten könnte, – bei Nutzung aller Standortkategorien – auf 2120 TWh_{el} , oder gut 53,3% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet begrenzt.

Als Ergebnis der Optimierung wird davon mit jährlich etwa 408 TWh_{el} insgesamt nicht ganz ein Fünftel hauptsächlich an Standorten 1. Wahl und in geringem Maße auch an Standorten 2. Wahl genutzt (s. Tab. 15.21). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Stromversorgung im Szenariogebiet liegen mit ca. $7,6 \text{ €ct/ kWh}$ noch immer fast 64% über denen des Grundszenarios, aber immerhin knapp 5% unter denen von Szenario **0Tr**. Die Relation zwischen dem Volumen geothermischer Stromerzeugung und der Kostenreduktion gegenüber Szenario **0Tr** ist damit ähnlich wie bei Szenario **0Tr+GTh**. Ein Beitrag von 15‰ zur Stromerzeugung im Szenariogebiet führte zur Kostenboreduktion von 7‰. Bei Szenario **0Tr+GTh10*ME** stehen 10,3% der Stromerzeugung einer Kostenreduktion von 4,7% gegenüber. Die durchschnittlichen Erzeugungskosten des Geothermiestroms liegen bei $10,2 \text{ €ct/ kWh}$, wobei sie von Region zu Region zwischen 9,1 und $13,4 \text{ €ct/ kWh}$ variieren (vgl. Tab. 15.22).

Der Grund der relativ großen Kostenverringerung gegenüber Szenario **0Tr** liegt ähnlich wie bei Szenario **0Tr+GTh** zum großen Teil darin, daß der Strom aus Geothermie Brennstoffzellenstrom verdrängt. In Szenario **0Tr+GTh10*ME** sind das 212 TWh und damit 29% des H_2 –Stroms, der in Szenario **0Tr** mit $20,5 \text{ €ct/ kWh}$ doppelt so teuer ist wie der Geothermiestrom. Darüber hinaus wird mit 127 TWh oder 65% ein Großteil der solarthermischen Erzeugung verdrängt, die

³⁰ Diese Vorgehensweise soll der Tatsache Rechnung tragen, daß die natürlichen Wärmeflüsse zwar sehr klein sind, aber schon in den ersten Kilometern der Erdkruste sehr große Wärmemengen gespeichert sind, deren Nutzung zwar dann nicht streng als regenerativ bezeichnet werden kann, aber dennoch für einen sehr langen Zeitraum möglich scheint (vgl. Kap. 8 auf Seite 113).

in Szenario **0Tr** mit 10,0 €/kWh nur geringfügig günstiger ist als der Geothermiestrom. An den selben eher weniger guten also relativ teuren Standorten wie in Szenario **0Tr+GTh** geht die Stromproduktion aus Windenergie um insgesamt 156 TWh zurück. Insgesamt beläuft sich also die Mindererzeugung zum Wasserstoffszenario auf 496 TWh und übersteigt damit die geothermische Stromproduktion um 87 TWh. So lassen sich in den Regionen 10, 5, 11, 6, und 8 durch den Einsatz der Geothermie die Überschüsse um ca. 34, 28, 19, 6 und 2 TWh verringern, also wird dort die Effizienz der regionalen Stromversorgung gesteigert.

Wie Tabelle 15.22 zu entnehmen ist, wird das Geothermische Potential an allen Standorten bis auf das sehr große Potential in Region 12, an denen es zur Stromerzeugung vorgesehen wird, vollständig genutzt (JE = ME). Das legt den Schluß nahe, daß selbst bei dem jetzt in 10-facher Höhe angesetzten Potential die wirtschaftliche Obergrenze der Nutzung noch nicht erreicht ist und belegt die Vermutung, daß wesentlich größere Potentiale als in Szenario **0Tr+GTh** zur Auswahl gestellt zur Nutzung vorgesehen würden. Ebenfalls wird die Annahme bestätigt, daß die Kosten nicht wesentlich höher liegen dürfen, als an den ausgewählten Standorten. In Region 4 wird in Szenario **0Tr+GTh10*ME** im Gegensatz zu Szenario **0Tr+GTh** die Geothermie nicht mehr an Standorten 2. Wahl genutzt. Das bedeutet, daß die Nutzung der dort wesentlich teureren Stromerzeugung (vgl. **KF** in Tab. 8.2 auf Seite 123) bei den größeren Potentialen an günstigeren Standorten keine Kostenreduktion der regionalen Stromversorgung mehr erbringen kann. In Region 4 und 7 wurden die Kraftwerke wieder so ausgelegt, daß sie abgesehen von Revisionszeiten und anderen zwangsläufigen Stillstandszeiten immer unter Volllast mit einer Auslastung (AL) von 8234 VLh exakt das maximale Potential ausnutzen. In anderen Regionen werden die Kraftwerke wieder teilweise zu Backupzwecken eingesetzt, was sich dann in den relativ zur Standortgüte hohen Stromerzeugungskosten (SK) wieder spiegelt (vgl. **KF** in Tab. 8.2 auf Seite 123). Allerdings ist die Auslastung jetzt immer höher, sodaß sich der Effekt nicht ganz so stark bemerkbar macht wie in Szenario **0Tr+GTh**. In den von den potentiellen Gestehungskosten an Standorten 1. Wahl gut vergleichbaren Regionen 4 und 10 (vgl. **KF** in Tab. 8.2 auf Seite 123) beispielsweise macht der Unterschied durch den Backup Einsatz nun zwar etwas weniger, aber noch immer über $3\frac{1}{2}$ €/kWh aus. Auch zwischen Region 4 mit 9,1 €/kWh für Geothermiestrom und Region 5, die mit 13,4 €/kWh den teuersten Geothermiestrom aufweist, liegt die Kostendifferenz maßgeblich am Backup Einsatz und der damit verbundenen relativ geringen Auslastung von etwa 5500 VLh. Im Mittel aller Standorte in allen Regionen werden 6944 VLh und damit die oben genannten 10,2 €/kWh erreicht.

Die Nutzung von Brennstoffzellen zur Stromerzeugung fällt in Regionen, für die in Szenario **0Tr+GTh10*ME** die Nutzung von Geothermie zur Stromversorgung vorgesehen ist, immer geringer aus als in Szenario **0Tr**. Gleichzeitig fällt in den betroffenen Regionen auch die Kraftwerksauslastung im Mittel um gut 16%, was bedeutet, daß die Kraftwerke zwar insgesamt weniger Strom produzieren, dabei aber verstärkt im Backup- und Lastfolgebetrieb genutzt werden. Der größte derartige Effekt tritt in Region 12 auf, wo die Kraftwerksleistung auf 8,3 GW nach Region 8 am stärksten auf nur noch 12% und die Auslastung auf 1926 VLh oder 39% des Wertes des Szenarios ohne Geothermie reduziert werden (vgl. 15.13 auf Seite 250). In Region 8 kann auf die Nutzung der Brennstoffzellen vollständig verzichtet werden.

Bei der Windkraftnutzung wirkt sich der Einsatz der geothermischen Kraftwerke gegenüber Szenario **0Tr** durch eine verdrängte Kraftwerksleistung (Jahreserzeugung) in Höhe von 17,4 GW (33,5%) und 1,1 GW (100%) an Standorten 1. Wahl in den Regionen 11 und 12 aus, weiteren

Tabelle 15.22: Auslegung, Nutzung und Kosten der Hot–Dry–Rock–Geothermie an allen Standorten 1. und genutzten Standorten 2. Wahl in Szenario **0Tr+GTh10*ME**

Standorte		alle 1. Wahl											genutzte 2. Wahl
Region		4	5	6	7	8	9	10	11	12	18	19	7
JE	[TWh]	16,2	48,9	11,7	68,4	23,7	0	54,6	42,3	94,0	0	0	48,6
ME	[TWh]	16,2	48,9	11,7	68,4	23,7	12,6	54,6	42,3	237,3	74,7	97,8	48,6
NL	[GW]	2,0	8,9	2,2	8,3	3,4	–	9,4	7,1	11,6	–	–	5,9
ZL	[GW]	0,2	1,2	0,2	0,8	0,3	–	0,9	0,8	1,3	–	–	0,6
AL	[VLh]	8234	5507	5273	8234	6884	–	5798	5974	8103	–	–	8234
GK	[Mio. €]	1468	6556	1533	5501	2551	–	6935	4150	6482	–	–	6362
SK	[€ct/ kWh]	9,1	13,4	13,1	8,0	10,8	–	12,7	9,8	6,9	–	–	13,1

JE Jahres–Erzeugung, ME Maximal–Erzeugung zugelassen, ZL installierte Zusatz–Leistung, NL installierte Nenn–Leistung (inkl. ZL), AL Aus–Lastung, GK jährliche Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten

31,4 GW (22,3%) an Standorten 2. Wahl in Region 10 sowie an Offshorestandorten in den Regionen 5 und 6 mit 13,8 GW (17,8) und 2,5 GW (3,4%) (vgl. Tabn. 15.15, 15.16 und 15.17 ab Seite 252). In den beiden letztgenannten Regionen wird damit jeweils bei der teuersten regionalen Windstromnutzung gespart. In Region 12 wird vollständig auf die – dort mit 9,6 €/ct/ kWh recht teure – Stromerzeugung aus Windenergie verzichtet, die durch die regional deutlich günstigere geothermische Produktion ersetzt werden kann. Insgesamt fällt die Stromerzeugung aus Windenergie in Szenario **0Tr+GTh10*ME** mit 2036 TWh oder knapp 47% der Stromerzeugung um etwa 7% niedriger aus als in Szenario **0Tr**.

Die Auswirkungen auf die Biomassenutzung sind relativ gering, die Jahreserzeugung bleibt in allen Regionen gleich, nur der Einsatz und die Kraftwerksauslegung ändern sich etwas. Allerdings gehen die Änderungen in den verschiedenen Regionen in verschiedene Richtungen, mal zu größeren mal zu kleineren Leistungen, wobei in Region 12 – mit einem Drittel der Nennleistung – die größte Leistungssteigerung stattfindet. Hier wird die Biomasse also verstärkt zur Backupbereitstellung heran gezogen.

Deutlich fallen die Veränderungen der Solarenergienutzung aus. Gegenüber Szenario **0Tr** fällt die Jahreserzeugung von Parabolrinnenkraftwerken in allen Regionen, in denen auch die Geothermie genutzt wird, insgesamt um fast 65% im Szenariogebiet. Gleichzeitig sinkt die zur Installation vorgesehene Spiegelfläche etwas weniger und die Kraftwerksleistung um nur 52% also deutlich weniger, sodaß die Kraftwerke besser für Backup– und Lastfolgeinsatz geeignet sind. Der größte Effekt tritt dabei wieder in Region 12 auf, wo die Kraftwerksleistung – nach Region 8, in der ganz auf die Nutzung der Solarthermie verzichtet wird – zwar relativ am weitesten reduziert wird, gleichzeitig aber die Kraftwerksauslastung nur 59% des Wertes beim Szenario ohne Geothermie beträgt. Durch die Änderung ihrer Betriebsweise wird die solarthermische Stromerzeugung in den betroffenen Regionen zwar meist etwas teurer, sie ermöglicht aber Kostenreduzierungen bei der regionalen Stromversorgung.

Insgesamt bringt die Nutzung der geothermischen Stromerzeugung aufgrund der relativ hohen Investitionskosten einen Kraftwerkspark mit sich, in dem andere Kraftwerke, hier die Biomassekraftwerke, Parabolrinnenkraftwerke und Brennstoffzellenkraftwerke, verstärkt für Backup– und Lastfolgeinsatz heran gezogen werden, während versucht wird die geothermischen Kraftwerke weitge-

hend auszulasten. Da sich diese Kraftwerke auch nicht durch besonders niedrige Investitionskosten auszeichnen, könnten sie kostensenkend teilweise durch billige Kraftwerke ersetzt werden, in denen beispielsweise für die Leistungsspitzen insgesamt kleine Mengen fossiler Energien eingesetzt werden. Auch regenerativ erzeugter Wasserstoff könnte für diese Zwecke beispielsweise in Gasturbinenkraftwerken für Bedarfs- oder Fehlanpassungsspitzen eingesetzt werden.

Szenario ohne Stromtransport zwischen den Regionen mit Nutzung von Fusionsenergie

Im folgenden Szenario mit Fusionskraftwerken wird unterstellt, daß diese Technik der Stromerzeugung zur Einsatzreife entwickelt wurde (Zu Fusionskraftwerken s.a. Kap. 11).

Das Szenario 0TrFU sieht statt des Einsatzes von Wasserstoff die Nutzung von Fusionskraftwerken vor, weist aber die gleichen Transportrestriktionen wie Szenario **0Tr** auf, erlaubt also keinen interregionalen Stromtransport. Da noch kein Fusionskraftwerk existiert und die Einsatzreife der Technik erst in ca. 50 Jahren erwartet wird³¹, hat das Szenario einen eindeutig spekulativen Charakter. Darüber hinaus wird ein signifikanter Beitrag der Fusion zur Energieversorgung erst wesentlich später erwartet³², was die Frage aufwirft, ob dieser Zeitpunkt in Anbetracht der drohenden Klimaveränderungen und Ressourcenverknappung (s. Kap. 1 auf Seite 1) nicht zu spät ist, um die Option der Fusionsenergienutzung noch ernsthaft in Erwägung zu ziehen.

In Szenario **0TrFU** fallen die Stromerzeugungskosten mit knapp 8,7 €/kWh um fast 9% höher aus als im Brennstoffzellenszenario **0Tr** und um etwa 87% höher als im Grundszenario. Das sind die Mehrkosten gegenüber dem Grundszenario durch den Ausschluß von interregionalem Stromtransport bei der ausschließlichen zusätzlichen Option der Nutzung von Fusionskraftwerken. Auch hier gilt, daß die Annahme der jederzeit ausreichenden innerregionalen Transportkapazitäten im Szenario ohne interregionalen Stromaustausch weniger gerechtfertigt ist als in Szenarien, die keine Transportrestriktionen aufweisen, was zu zusätzlichen Kosten führen muß (vgl. S. 248). Allerdings ist der Unterschied nicht so stark ausgeprägt wie in anderen Szenarien mit Transportrestriktionen, da der Anteil regenerativer und damit auf die besten Standorte konzentrierter Erzeugung, die von dort zum Verbraucher transportiert werden muß, in der Regel niedriger ist als in anderen Szenarien ohne interregionalen Stromtransport. Die Fusionskraftwerke lassen sich aufgrund ihrer angenommenen wirtschaftlichen Parameter (hohe Fixkosten, niedrige variable Kosten) nicht gut mit kurz und mittelfristig fluktuierender Erzeugung kombinieren³³. Dies zeigt sich an einer weitgehenden Verdrängung der Windenergie auf 47% der Erzeugung in Szenario **0Tr** und nur 36% der Erzeugung im Grundszenario. Im Gegenzug wird die Stromerzeugung aus Fusionsenergie mit 41% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet dominant. In Region 2 und den Afrikanischen Regionen 13, 15, 16, 17 und 18 verändert sich weder die Nutzung der Windenergie, noch die aller anderen Erzeugungsoptionen, da in diesen Regionen in keinem der beiden Szenarien **0TrFU** und

³¹ Die Einsatzreife wird nach Angaben von – in die Entwicklung involvierten – Forschungseinrichtungen etwa 2050 erwartet [FJ01] [ABC⁺01].

³² Es wird geschätzt, daß der Beitrag der Fusionsenergie im Jahre 2100 20 bis 30% der europäischen Stromerzeugung ausmachen könnte [FJ01].

³³ Siehe auch Fußnote 64 auf Seite 300.

0Tr auf Brennstoffzellen oder Fusionskraftwerke zurückgegriffen wird, die Stromversorgung also jeweils identisch ist.

Die Auslegung der Fusionskraftwerke weist sehr große Ähnlichkeit zur Nutzung von H₂-Brennstoffzellen in Szenario **0Tr** auf, wobei die Nennleistungen meist noch etwas höher ausfallen (vgl. Tab. 15.23 und 15.13 auf Seite 250), was aber zum großen Teil durch die geringere Verfügbarkeit³⁴ der Fusionskraftwerke bedingt ist. Insgesamt sind im Szenariogebiet 315 GW installiert und tragen fast 68% zu den Gesamtkosten der Stromversorgung bei. Berücksichtigt man die durchschnittliche Verfügbarkeit auch bei der Kraftwerksnennleistung, so liegt die maximal verfügbare Leistung der Fusionskraftwerke bei 230 GW im Szenariogebiet. Das Szenario zeichnet sich durch relativ große Leistungen gezielt einsetzbarer Kraftwerke aus und weist deshalb im Mittel über alle Regionen sogar eine geringere Überschußproduktionen auf als das Grundszenario. Sie liegt bei etwa einem Fünftel der Überschußproduktion von Szenario **0Tr**, was wieder die Unterschiedlichkeit der beiden Lösungen der Stromversorgungsaufgabe aufgrund der unterschiedlich hohen variablen Kosten von Fusionskraftwerken und Brennstoffzellen aufzeigt. Die Jahreserzeugung (JE) der Fusionskraftwerke liegt dem entsprechend mit 1634 TWh deutlich höher als die der H₂-Brennstoffzellen in Szenario **0Tr**, bei denen aufgrund der relativ hohen Wasserstoffkosten ein seltenerer Einsatz wirtschaftlicher ist. Der Einsatz des Lastmanagements bleibt auch in Szenario **0TrFU** sehr gering und liegt noch unter dem von Szenario **0Tr**.

In den einzelnen Regionen können unter Berücksichtigung der mittleren Kraftwerksverfügbarkeit durch die Fusionskraftwerke bis zu 62% der maximalen Last gedeckt werden, die im Bezugszeitraum für die Optimierung auftritt (s.a. L_{max} in Tab. 15.38 auf Seite 302). Aufgrund der niedrigeren variablen Kosten werden die Kraftwerke mit einer durchschnittlichen Auslastung (AL) von knapp 5200 VLh betrieben (s.a. Fußnote 34). Selbst bei dieser relativ hohen Auslastung dominiert noch der Fixkostenanteil der Fusionsenergienutzung, der sich auf 62% der durchschnittlichen 14,4 €/kWh beläuft. Das Maximum der Erzeugungskosten (SK) des Fusionsstroms liegt mit 32 €/kWh in Region 9 vor, wo die regionalen Bedingungen zwar die Nutzung großer Anteile von Windenergie zur Erzeugung von 72% des regionalen Jahresverbrauchsäquivalents wirtschaftlich machen, aber deren Erzeugung eine relativ geringe Auslastung der – auch hier benötigten – Fusionskraftwerke nach sich zieht. Das andere Extrem stellt Region 4 dar, wo die Windenergie nur einen Erzeugungsanteil von knapp 14% aufweist und sowohl von der regionalen Speicherwasserkraft als auch von der Biomasse (16,4 GW, 8105 VLh) mit ihren günstigen Backupeigenschaften unterstützt wird³⁵.

Die Strategie bei der Windenergienutzung unterscheidet sich grundsätzlich von der im Szenario mit

³⁴ Die Verfügbarkeit der Fusionskraftwerke liegt durch zu erwartende Ausfälle und insbesondere relativ umfangreiche Revisionsmaßnahmen zeitlich gemittelt bei 73% (vgl. Kap. 11 auf Seite 157). Deshalb liegt die maximal erreichbare durchschnittliche Auslastung bei 6395 VLh. Da einzelne Revisionen längere Zeit in Anspruch nehmen und die Leistung einzelner Kraftwerksblöcke im GW-Bereich liegt, ist die Abbildung der Kraftwerksverfügbarkeit durch einen zeitlichen Mittelwert, wie es für die Erstellung der Szenarien aus Gründen der sonst zu hohen Rechenzeiten gewählt wurde, problematisch, solange die Kraftwerksleistung nur einige GW beträgt. Um eine bessere Belastbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, wäre dann eine detaillierte Revisionsplanung angebracht, deren Integration in die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung aber den Rahmen dieser Arbeit gesprengt hätte.

³⁵ die Fusionskraftwerke werden in Region 4 mit der maximalen Auslastung von 6395 VLh betrieben, die die Kraftwerksverfügbarkeit erlaubt (s.a. Fußnote 34). Die Biomassekraftwerke müssen relativ wenig zu Backupzwecken eingesetzt werden und können deshalb fast vollständig ausgelastet werden (Bei der angenommenen Verfügbarkeit von 94% ist ihre maximale Auslastung 8234 VLh).

Tabelle 15.23: Auslegung, Nutzung und Kosten von Fusionskraftwerke in Szenario **0TrFU**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL [GW]		41,2	0	33,5	5,8	50,6	63,6	33,8	2,5	18,1	44,8	11,6	9,0	0	0	0	0	0	0	0
JE [TWh]		155	–	179	37	269	377	214	13	40	262	52	35	–	–	–	–	–	–	–
AL [VLh]		3757	–	5342	6395	5315	5930	6333	5293	2218	5849	4517	3912	–	–	–	–	–	–	–
BK [Mio. €/a]		1934	–	2235	461	3363	4714	2677	167	501	3279	656	442	–	–	–	–	–	–	–
IK [Mio. €/a]		28098	–	22837	3938	34526	43378	23072	1717	12331	30588	7921	6170	–	–	–	–	–	–	–
GK [Mio. €/a]		30033	–	25072	4399	37889	48093	25750	1884	12832	33867	8576	6613	–	–	–	–	–	–	–
SK [€/kWh]		19,4	–	14,0	11,9	14,1	12,8	12,0	14,1	32,0	12,9	16,4	18,7	–	–	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, JE Jahres-Erzeugung, BK jährliche Betriebs-Kosten, IK Investitions-Kosten annuitätisch, GK jährliche Gesamt-Kosten (GK = BK + IK), SK Strom-Kosten

Wasserstoffeinsatz. Eine nennenswerte Nutzung der Offshorewindenergie findet mit 13 GW nur in Region 5 statt (vgl. Tab. 15.17 auf Seite 253). Wie hier wird in den anderen Regionen 1, 3, 6, 10 und 11 mit leistungsstarker Fusionsenergienutzung auf einen großen Teil der Windstromerzeugung verzichtet. An Standorten 1. Wahl liegt die Windenergienutzung im Mittel in Szenario **0Tr** nur bei 12% der – zur Auswahl gestellten – Potentiale und damit nur bei knapp drei Vierteln des Ausbaus in Szenario **0TrFU** (vgl. AB in Tab. 15.24 und Tab. 15.15 auf Seite 252).

Tabelle 15.24: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 1. Wahl in Szenario **0TrFU**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL [GW]		42	24	15	11	12	13	4	16	72	3	30	13	0,3	2	8	0,1	0,05	0	0
ML [GW]		83	24	43	11	12	28	4	16	339	213	216	505	121	172	69	105	142	105	12
AB [%]		51	100	35	100	100	47	100	100	21	1	14	3	0	1	11	0	0	0	0
JE [TWh]		129	67	34	21	36	33	6	33	230	6	58	14	1	5	18	0	0	–	–
AL [VLh]		3070	2796	2257	1873	3017	2468	1378	2055	3178	2209	1970	1051	3179	2551	2339	3033	2749	–	–
GK [Mio. €/a]		4257	2433	1541	1122	1214	1360	415	1622	7789	279	3013	1342	26	210	784	12	5	–	–
SK [€/kWh]		3,3	3,6	4,5	5,4	3,4	4,1	7,5	4,9	3,4	4,6	5,2	9,6	3,2	4,0	4,4	3,4	3,7	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML, JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

An Standorten 2. Wahl wird in Szenario **0TrFU** verglichen mit dem Wasserstoffsszenario auf 57% der Nennleistung ebenso wie der Jahreserzeugung verzichtet (vgl. AB in Tab. 15.25 und Tab. 15.16 auf Seite 252). Damit sind nur 5% der – zur Auswahl gestellten – Potentiale genutzt. An Landstandorten steigt die mittlere Auslastung der WKA's durch die relativ größere Nutzung der Standorte 1. Wahl auf knapp 2370 VLh gegenüber Szenario **0Tr** leicht an und der Windstrom ist damit etwas kostengünstiger. Insgesamt erzeugt die Windenergie knapp 26% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents und damit deutlich weniger als im Szenario mit der Brennstoffzellenoption.

Die Jahresstromproduktion aus Biomasse ist in den beiden Szenarien ohne Fernübertragung elektrischer Energie identisch. Allerdings müssen die Biomassekraftwerke aufgrund der wirtschaftlichen Gegebenheiten in Szenario **0TrFU** in den Regionen mit Fusionsenergienutzung meist verstärkt als Backup eingesetzt werden. Deshalb sind sie dort fast immer leistungsstärker ausgelegt, was sich in den betroffenen Regionen in einer Nennleistung äußert, die im Mittel um 40% höher ist. Aus

Tabelle 15.25: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 2. Wahl in Szenario **0TrFU**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	–	8	55	13	36	–	–	21	0	9	–	–	3	4	0	0	0	0	0
ML	[GW]	–	84	166	13	50	–	–	21	350	647	–	–	376	201	268	486	214	245	16
AB	[%]	–	9	33	100	72	–	–	100	0	1	–	–	1	2	0	0	0	0	0
JE	[TWh]	–	18	100	20	79	–	–	37	–	19	–	–	8	10	–	0	–	–	–
AL	[VLh]	–	2369	1806	1535	2183	–	–	1763	–	2020	–	–	2905	2435	–	2461	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	–	787	5615	1326	3642	–	–	2129	–	966	–	–	298	414	–	6	–	–	–
SK	[€/kWh]	–	4,3	5,6	6,6	4,6	–	–	5,7	–	5,1	–	–	3,6	4,1	–	4,2	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,
JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

der verstärkten Backupnutzung der Biomasse resultiert andererseits auch eine schlechtere Anpassung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf. Das zeigt sich daran, daß in Szenario **0TrFU** nur gut 70% des zugeordneten Wärmebedarfs durch die Kraftwärmekopplung der Biomassekraftwerke gedeckt werden kann. In einzelnen betroffenen Regionen liegt dieser Wert unter 53% (vgl. a. $\frac{WA}{WB}$ in Tab. 15.18 auf Seite 253 und Tab. 15.4 auf Seite 226). Deshalb liegen die Erlöse des Wärmeverkaufs deutlich niedriger. Durch diese backup-bedingten Effekte ist der Biomassestrom in Szenario **0TrFU** um knapp ein Fünftel teurer als in Szenario **0Tr**.

Die Nutzung der solarthermischen Kraftwerke verliert in Szenario **0TrFU** an Bedeutung gegenüber Szenario **0Tr** und liefert mit 196 TWh 2,5% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents. Das entspricht etwa der Hälfte der Erzeugung des Brennstoffzellenszenarios. In Region 4 wird zugunsten der Fusionsenergie vollständig auf die Solarthermie verzichtet (vgl. Tab. 15.19 auf Seite 254). In den Regionen (8, 10, 11 und 12) mit Potentialen solarthermischer Stromerzeugung für die in Szenario **0Tr** Brennstoffzellen vorgesehen waren, und in Szenario **0TrFU** Fusionskraftwerke zum Einsatz kommen, fällt die solarthermische Stromerzeugung um etwa zwei Fünftel, wobei die Speicherkapazitäten zur Verbesserung der Backupeigenschaften meist deutlich größer ausfallen. Auch das ist als Maßnahme zur Erhöhung der Auslastung der Fusionskraftwerke zu verstehen. Nur in Region 14, in der von der Optimierung keine Nutzung der Fusionsenergie vorgesehen wurde, wird (als Ersatz für die Brennstoffzellen in Szenario **0Tr**) verstärkt auf die Solarthermie zurückgegriffen.

In den beiden restriktiv dezentralen Szenarien **0TrFU** und **0Tr** werden die Pumpspeicherkraftwerke nur sehr geringfügig mit etwa 300 VLh im Turbinenbetrieb ausgelastet. In den meisten Regionen mit Fusionsstromerzeugung ist die Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke in Szenario **0TrFU** konsequenter Weise höher, da durch diese Maßnahme wieder das Ziel der Erhöhung der Kraftwerksauslastung verfolgt werden kann.

Insgesamt zeigt sich bei einer Gegenüberstellung der Szenarien ohne Stromtransport, daß sich die Fusionskraftwerke aufgrund wirtschaftlicher Besonderheiten (hohe Fixkosten, niedrige variable Kosten) besonders schlecht zur Kombination mit der kurz- und mittelfristig schwankenden Erzeugung aus entsprechenden regenerativen Quellen eignen. Prinzipiell läßt sich dieses Ergebnis für die Fusionskraftwerke auch auf Kernkraftwerke übertragen. Fusionsenergie stellt sich damit als eine Art Antagonist zu Wind- und Solarenergie dar. Das zeigt sich auch in Szenario **1/3KtFU** (s. Kap. 15.2.5.5 auf Seite 299). Dennoch sind die verschiedenen Techniken nicht vollkommen un-

vereinbar. Ihre Kooperation würde sich eventuell durch die Bereitstellung von speziellen Backupkraftwerken mit niederen Investitionskosten verbessern, wenn diese in Versorgungssystemen mit geringeren – dafür aber vollständig in Grundlast betriebenen – Leistungen von Fusionskraftwerken und höheren Anteilen von Wind– sowie Solarenergie eingesetzt würden.

Szenario ohne Eurasisch \Leftrightarrow Afrikanischen Stromaustausch

Das Szenario 0TrEura \Leftrightarrow Afr soll die Auswirkungen von interkontinentalen "Exportverboten" aufzeigen. Da im Grundszenario die Option des Eurasisch \Leftrightarrow Afrikanischen (**Eura \Leftrightarrow Afr**) Stromaustauschs im großen Stil genutzt wurde um vornehmlich Strom für Europa zu produzieren und dies folglich große wirtschaftliche Implikationen³⁶ insbesondere für die Nordafrikanischen Entwicklungsländer mit sich bringen würde, stellt sich die Frage, ob und wie eine Europäische Stromversorgung auch ohne den Afrikanischen Strom auskommen würde. Inhärent wird damit auch die Frage aufgegriffen, welche Folgen eine Politik ohne Einbezug der Entwicklungsländer in der Nachbarschaft Europas – als eine Art "Fortsetzung der heutigen Politik" – für eine zukünftige regenerative Stromversorgung und für die Angehörigen beider Kontinente haben könnte.

Die Trennung des Stromversorgungssystems erfolgt dabei so, daß der Eurasische Teil die Regionen 1 bis 11 und 19 umfaßt und die verbleibenden Regionen 12 bis 18 dem Afrikanischen Teil zugeschlagen werden. Dabei folgt die Trennung meist klar entlang der kontinentalen Grenzen, hat aber zwischen der Arabischen Halbinsel (Region 12), die Afrika zugeschlagen wird, und Region 11 eher willkürlichen Charakter, der den Ansatz für eine reale Umsetzung unrealistisch erscheinen läßt.

Die beiden getrennten Stromversorgungssysteme verfügen über ausreichende Potentiale regenerativer Energien und sind groß genug zur Nutzung von verschiedensten Ausgleichseffekten durch deren Kombination, um eine vollständig "regenerative" Stromversorgung zu gewährleisten. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen mit ca. 5,3 €/kWh aber trotzdem um knapp 14% höher als im Grundszenario. Das zeigt, daß durch den Eurasisch \Leftrightarrow Afrikanischen Stromaustausch relativ große Optimierungspotentiale erschlossen werden können. Dabei fällt die Stromversorgung im Afrikanischen Teil, der einen Verbrauchsanteil von etwa 5% des Gesamtverbrauchs hat nochmals um knapp 8% teurer aus als im Europäischen. Die teurere Stromproduktion rührt zum

³⁶ Ein Ausbau der erneuerbaren Energien, wie er von der Optimierung im Grundszenario vorgesehen wird, würde dann in Ländern mit großen Kraftwerkskapazitäten beinahe zwangsläufig eine Entwicklung von Fertigungskapazitäten für die verschiedenen Kraftwerkssysteme nach sich ziehen. Sowohl hierfür, als auch für die Errichtung der Produktionskapazitäten und der Transportsysteme sowie für die Erlangung des regional nötigen Know-Hows wäre der Aufbau der Infrastruktur in allen hierfür relevanten Sektoren als Konsequenz zu erwarten. Als Beispiel sei hier die im Grundszenario vorgesehene Leistung der WKAs in Marokko herausgegriffen. Die vorgesehene Leistung von 159 GW entspricht eine Investitionssumme von etwa $159 \cdot 10^9 \text{ €} = 159 \text{ Mrd. €}$. Das wiederum ist ungefähr das Vierfache des heutigen Bruttoinlandsprodukts (BIP) Marokkos (vgl. [DOE02b]). Selbst wenn dort nur Fertigungstiefen von 50% erreicht werden könnten, wäre das Volumen noch etwa doppelt so groß wie das marokkanische BIP und alleine die jährlichen Betriebskosten der WKA lägen bei vollem Ausbau im Bereich von 8% des heutigen marokkanischen BIP. Eine Umsetzungsstrategie, die sich an den Ergebnissen des Grundszenarios orientierte oder vergleichbaren Zielen folgte, würde langfristige Entwicklungsperspektive eröffnen. Für die Volkswirtschaft der heutigen EU-Länder (EU-15 2001) entspräche das Investitionsvolumen für die WKAs in Marokko nach dem Grundszenario in etwa 1,7% des heutigen BIP, oder gleichmäßig verteilt auf 20 Jahre weniger als einem Promille des jährlichen BIP (vgl. [BFS02]). Dabei würde die jährliche Windstromproduktion in Marokko etwa 21% des EU-Stromverbrauchs des Jahres 2000 erzeugen (vgl. [DOE02a]). Aus dieser Gegenüberstellung wird ersichtlich, welch großes Entwicklungspotential für einige Afrikanische Staaten über eine interkontinentale Stromversorgung erschlossen werden könnte, und daß gleichzeitig beispielsweise die EU-Staaten nur relativ wenig belastet würden.

Teil von der auf über 6% des Verbrauchsäquivalents gegenüber dem Grundszenario fast verdoppelten Überschußproduktion. Das bedeutet, daß die Möglichkeit der Nutzung von Ausgleichseffekten durch die restriktive Trennung der Kontinente behindert wird. Die regionalen Potentiale gewinnen durch die Transportrestriktion an Bedeutung, sodaß der interregionale Stromtransport nur 35% des Verbrauchsäquivalents beträgt und damit um ein Siebtel niedriger ist als beim Grundszenario. Sowohl die Nutzung des Lastmanagements, als auch die von Pumpspeicherkraftwerken nehmen in Szenario **0TrEura⇔Afr** leicht zu.

In der Nutzung der Windenergie unterscheidet sich das Szenario **0TrEura⇔Afr** deutlich vom Grundszenario, da die windhöffigen Afrikanischen Gebiete nur für den eigenen – sehr viel kleineren – Verbrauch genutzt werden können. Damit werden die dort zur Auswahlplanung vorgegebenen Potentiale an Land nur zu einem Bruchteil von 2% ausgenutzt, was im Vergleich zum Grundszenario einer Verringerung auf ein Sechstel entspricht. Im Eurasischen Teil werden bis auf Region 11 in allen Regionen mindestens die gleichen Potentiale genutzt und vielfach wird in Szenario **0TrEura⇔Afr** auch vermehrt auf die Standorte 2. Wahl zurück gegriffen. In Region 5 wird auch das Offshorepotential mit 72 GW genutzt, dagegen bleibt die Windenergie in Region 6 ungenutzt. Der größte Leistungszubau findet in den Regionen 9 und 10 statt, die nun in viel stärkerem Maße Strom exportieren und für etwa zwei Drittel des Gesamtexportvolumens im Eurasischen Teil verantwortlich sind. Eine vergleichbare Stellung nimmt Region 18 im Afrikanischen Teil ein. Die Stromproduktion aus Windenergie beträgt insgesamt etwa 72% des jährlichen Verbrauchsäquivalents, wobei ca. 16% der zur Auswahl gestellten Nennleistung genutzt werden. Beide Werte sind also gegenüber dem Grundszenario erhöht, wobei die durchschnittliche Auslastung an Landstandorten um etwa 10% verringert ist, was nicht unwesentlich zur Kostensteigerung beiträgt.

Die geringeren Möglichkeiten des zeitlichen Erzeugungsausgleichs der kurzfristig dargebotsabhängigen Stromerzeugungsoptionen (Wind und Solarthermie) ziehen einen größeren Backupbedarf nach sich. Dieser wird wieder durch die Biomasseverstromung befriedigt, die in Szenario **0TrEura⇔Afr** mit knapp 200 GW um 22% leistungsstärker ausfällt als im Grundszenario. Die Jahreserzeugung aus Biomasse fällt in allen Regionen außer Region 13 mindestens gleich hoch aus und erreicht durch die teilweise Nutzung in den Regionen 17 und 18 mit insgesamt 812 TWh eine um ca. 5% höhere Jahreserzeugung. Die höhere Stromerzeugung aus Biomasse sowie die durch den höheren Backupbedarf gestiegene Leistungsanforderung und gleichzeitig geringere zeitliche Übereinstimmung von Leistungs- und Wärmebedarf³⁷ bewirken gemeinsam einen Teil des Kostenanstiegs gegenüber dem Grundszenario.

Die Auslegung des Stromtransportsystems differiert aufgrund des "Verbots" interkontinentalen Stromtransports deutlich von der des Grundszenarios. Für die Umrichterleistungen im Gesamtgebiet, die in Szenario **0TrEura⇔Afr** mit 686 GW um 9% geringer ausfällt, hat das allerdings wesentlich geringere Auswirkungen, als auf das Volumen des Stromtransports. Die Umrichter sind deshalb mit gut 4300 VLh etwas weniger ausgelastet. Die Leistungsleistung ist dagegen um 22% geringer als im Grundszenario, allerdings mit etwas größerer mittlerer Trassenlänge.

Zusammenfassend läßt sich zu Szenario **0TrEura⇔Afr** feststellen, daß auch unter der hier gemachten Annahme des interkontinentalen "Transportverbots" eine rein regenerative Stromversor-

³⁷ Der Deckungsanteil des zur Biomassenutzung zugeordneten Wärmebedarfs (WB) beträgt deshalb in Szenario **0TrEura⇔Afr** nur $\frac{WA}{WB} = 72\%$ im Gegensatz zu 95% im Grundszenario (vgl. Tab. 15.4 und Text S. 225).

gung realisiert werden kann, daß dafür aber nennenswerte Mehrkosten und eine verringerte Redundanz in Kauf genommen werden müssen. Zudem wächst heute der Strombedarf in den meisten Nordafrikanischen Ländern deutlich schneller, als der in den Europäischen (vgl. z.B. [DOE02a]). Deshalb würde eine Strategie, die Afrikanischen Potentiale in eine gemeinsame Stromversorgung einzubinden, den momentanen Anforderungen besser gerecht. Die Mehrkosten für die Erschließung dieser Potentiale gegenüber einer Afrikanischen Stromversorgung mit fossilen Energieträgern könnten dann gemeinsam getragen werden, was in Anbetracht der wirtschaftlichen Situation in Nordafrika leichter zu realisieren scheint als eine Strategie der unabhängigen Erschließung in beiden Kontinenten.

15.2.4.2 Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung

Eine weniger starke Einschränkung der Möglichkeiten des Ausgleichs von dargebotsbedingten Fluktuationen, die dennoch eine gewisse regionale Eigenständigkeit bewirkt, ist die Forderung nach einer regionalen Mindesterzeugung. Der Stromtransport kann weiterhin uneingeschränkt zum Ausgleichsmanagement und darüber hinaus zur Deckung der restlichen Nachfrage, die über die Mindesterzeugung hinaus geht, eingesetzt werden, unterliegt also keiner direkten Restriktion. Hierzu wurden drei Szenarien untersucht.

Das Szenario 50%rSV verlangt mindestens 50% des jährlichen Äquivalents des regionalen Strom-Verbrauchs (**rSV**) durch Stromerzeugung innerhalb jeder einzelnen Region zu decken. Dieser Anforderung kann in allen Regionen ohne die Nutzung fossiler Energieträger entsprochen werden. Allerdings wird in Region 7 die Nutzung der Photovoltaik nötig, da die Potentiale der anderen zur Auswahl gestellten erneuerbarer Energien keinen hinreichenden Beitrag zur geforderten Mindesterzeugung erbringen können. Alleine die Kosten dafür tragen 4,1% zu den Gesamtkosten bei, die mit gut 5 €/kWh etwa 8,6% über denen des Grundszenarios liegen. Das gesamte Exportvolumen nimmt trotz des eingeforderten regionalen Eigenanteils der Stromerzeugung gegenüber dem Grundszenario um ca. 15% nur relativ geringfügig auf etwa 1550 TWh oder gut 36% der Jahreserzeugung ab. Diese ist mit 4290 TWh wie die Überschußproduktion geringfügig kleiner als im Grundszenario. Die Transportverluste sinken proportional mit dem verringerten Exportvolumen.

Die Windenergie liefert in Szenario **50%rSV** mit 2787 TWh weiterhin den "Löwenanteil" der Stromproduktion und ca. 2% weniger als im Grundszenario. Allerdings ergeben sich deutliche Verschiebungen bei ihrer regionalen Nutzung, um die Mindesterzeugungsbedingung zu erfüllen. Die Nennleistung an Standorten 1. Wahl ist durchschnittlich um 11% niedriger, die an Standorten 2. Wahl dagegen um 15% höher und zusätzlich werden 1 bzw. 25 GW Offshore-Windenergie in Region 5 bzw. 6 vorgesehen. Die mittlere Auslastung der WKA an Land bleibt fast unverändert und dementsprechend sind dort auch die Stromgestehungskosten nur um 2,2% höher bei 3,84 €/kWh. Die Kosten des Offshorewindstroms sind mit 4,84 €/kWh etwas höher, werden aber an einer Vielzahl der ausgewählten Landstandorte teils deutlich mit bis zu 7,5 €/kWh in Region 7 überschritten. In Region 6 (Deutschland und Dänemark) gelangen zusätzlich zu Offshorewindenergie auch die Landpotentiale mit 28 GW zur Anwendung, gerade so, daß die Mindesterzeugung von 50% des Jahresstromverbrauchs zusammen mit der Biomassenutzung und der

regionalen Wasserkraft eingehalten werden kann. Damit gehört Region 6 mit den Regionen 3, 5, 7, 8, 12 und 15 zu den sieben Regionen, die exakt den geforderten Eigenanteil erbringen.

Die Biomassenutzung ist mit genau gleichen regionalen Jahrestromproduktionen sowie mit Nennleistungen, Auslastungen und Deckungsanteilen des zugeordneten Wärmebedarfs, die sich im Mittel nur um $\pm 1\%$ von denen des Grundszenarios unterscheiden, weitgehend unverändert.

Wie schon oben erwähnt zwingt die eingeforderte Mindesterzeugung zur Nutzung der Photovoltaik in Region 7. Damit ist Szenario **50%rSV** das erste, in dem sich die Optimierung für diese Option "entscheidet". Insgesamt werden von den 29,9 GW Photovoltaikstrom in Höhe von 34,3 TWh produziert. Das entspricht einer Auslastung von 1146 VWh. Die Stromgestehungskosten liegen mit ca. 48 €/kWh etwa eine Größenordnung über den mittleren Stromgestehungskosten im gesamten Versorgungsgebiet inklusive Ferntransport, Speicherung und Backupmanagement.

Ein etwas kleinerer Beitrag als im Grundszenario kommt mit 55 TWh von der Solarthermie, die mit einem mittleren Solarvielfachen³⁸ von etwa 1 und insgesamt gut 25 GW Kraftwerksleistung vornehmlich in Region 12 sowie mit stark fallender Leistung auch in den Regionen 16, 15, und 13 genutzt wird. Dabei fallen die Wärmespeicher mit Kapazitäten für durchschnittlich gut 14 VWh sehr groß aus³⁹. Die Kraftwerke werden also auch wegen ihrer guten – durch die Speichermöglichkeit bedingten – Backupigenschaften genutzt.

Speicher- und Backupaufgaben werden – vom kleinen Beitrag der Solarthermie abgesehen – wie im Grundszenario weitgehend von Wasserkraft und Biomassenutzung übernommen und in geringem Umfang von Pumpspeicherkraftwerken unterstützt, die in Szenario **50%rSV** mit 321 VWh im Turbinenbetrieb nochmals um 16% weniger zum Einsatz kommen.

Die optimale Struktur des Transportsystems unterscheidet sich nicht grundlegend von der des Grundszenarios. Die Umrichternennleistung liegt bei 90% und es werden im Szenariogebiet etwa 19% der Leitungskapazität nicht an gleicher Stelle benötigt, dafür aber 4,5% mehr in anderen Verbindungsstrecken. So nimmt die Leitungskapazität etwa proportional zum Stromtransportvolumen ab und die Kosten für das Leitungssystem liegen mit 5,8% der Gesamtkosten oder mit 0,29 €/kWh bezogen auf den Jahresstromverbrauch etwas niedriger als im Grundszenario, wo sie knapp 0,33 €/kWh beitragen.

Zusammenfassend läßt sich zu Szenario **50%rSV** feststellen, daß auch unter der hier gemachten Annahme der regionalen Mindestproduktion von 50% des Verbrauchs eine rein regenerative Stromversorgung realisiert werden kann. Die Mehrkosten für die Einhaltung der Bedingung sind im Mittel relativ gering und werden ganz wesentlich von denen in Region 7 bestimmt, wo eine Nutzung der Photovoltaik erzwungen wird. Wenn von diesem Extremfall abgesehen wird, kann eine Strategie, die zu einer regenerativen Stromversorgung mit einer gewissen regionalen Mindesterzeugung führt, als relativ kostenneutraler Ansatz bewertet werden.

Das Szenario 100%rSV10%GuD verlangt, daß das jährliche Äquivalent des regionalen Stromverbrauchs (**rSV**) vollständig durch Stromerzeugung innerhalb jeder einzelnen Region gedeckt werden soll, erlaubt dabei aber 10% der Stromerzeugung im Szenariogebiet aus erdgasgefeuerten

³⁸ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

³⁹ Hier kommt es also wieder zum "Artefakt der Optimierung", der schon auf Seite 226 erwähnt wurde.

GuD–Kraftwerken⁴⁰. Diese oder eine andere zusätzliche "Energiequelle" ist nötig, da nicht in allen Regionen genügend große Potentiale regenerativer Energien zur Auswahl gestellt sind. Wie in Szenario **50%rSV** gibt es keine Transportrestriktionen. Die Bedingungen verlangen also nach größtmöglichem Eigenversorgungsanteil ohne vollständig auf Ausgleichs- und Backupmöglichkeiten zu verzichten, die über Stromtransport zu erlangen sind. Wie in allen Szenarien, die global im Szenariogebiet einen gewissen Anteil der Erzeugung aus fossilen Energiequellen erlauben, wird dieser Anteil in den Regionen eingesetzt wo es entweder aus Gründen begrenzter Potentiale unumgänglich ist oder die größten Kostenminderungen erzielt werden können. Das bedeutet aber gleichzeitig eine ungleiche Verteilung der Einsatzmöglichkeit fossiler Energie innerhalb des Szenariogebiets und damit die Inkaufnahme höherer Kosten in einem Großteil der Regionen zugunsten anderer Regionen.

Die Stromgestehungskosten sinken in Szenario **100%rSV10%GuD** als Ergebnis der Optimierung durch die Nutzungsmöglichkeit fossil gefeuerter GuD–Kraftwerke trotz der geforderten vollständigen Eigenversorgung in der Jahresbilanz gegenüber dem Grundszenario um 5% auf gut 4,4 €/kWh. Außer des relativ günstigen GuD–Stroms sind dafür unter anderem eine gegenüber dem Grundszenario etwa halbierte Überschußproduktion von 1,8% des Verbrauchsäquivalents und mehr als halbierte Transportverluste von 1,7% des Verbrauchsäquivalents mit ausschlaggebend. Die drei Effekte und eine geringere und kosteneffizientere Nutzung der Biomasse überkompensieren den Kostenanstieg durch den Zwang zur Nutzung teurerer regenerativer Erzeugungspotentiale (schlechterer Windstandorte). Ein Vergleich mit Szenario **10%fossil** zeigt aber, daß die Mehrkosten durch die Festlegung der regionalen Mindesterzeugung auf 100% des jährlichen Verbrauchsäquivalents bei sonst identischen Voraussetzungen etwa 10% der Gesamtkosten ausmachen. Die geforderte Mindesterzeugung wird in den meisten Regionen exakt erbracht. Der Fehlbetrag zur Vollversorgung, der sich durch Überschußproduktion, Transport— und Pumpspeicherverluste ergibt, wird durch die Mehrproduktion in den Regionen 9, 13, 18 und 19 erbracht. Dort werden jeweils die guten Windbedingungen an den Standorten 1. Wahl genutzt, die allerdings aufgrund der regionalen Eigenversorgungsanforderung nur zu sehr kleinen Teilen erschlossen werden können.

Die GuD–Kraftwerke sind auf Regionen konzentriert, die durch kleine und/oder relativ teuer zu erschließende regenerative Potentiale gekennzeichnet sind (s. Tab. 15.26). Sie sind mit einer summarischen Kraftwerksleistung von 161 GW vorgesehen und schöpfen die vorgegebene Obergrenze der Erzeugung von 10% des Verbrauchs vollständig aus. Fast ein Drittel der Kraftwerksleistung entfällt auf Region 7 und verbraucht dort über 55% des gesamten Erzeugungskontingents von 398 TWh im Szenariogebiet. Insgesamt erreichen die GuD–Kraftwerke eine durchschnittliche Auslastung von knapp 2500 VLh womit sich 4,5 €/kWh als Gestehungskosten für den GuD–Strom ergeben, von denen fast 50% durch den Fixkostenanteil (IK) beigetragen werden. Die Nutzung der Kraftwerke unterscheidet sich allerdings in den einzelnen Regionen sehr deutlich. In Region 4, 7 und 8 sind die Kraftwerke mit mehr als 4000 VLh relativ gut ausgelastet, hier geht es um die günstige Energie aus den GuD–Kraftwerken. In den Regionen 3 und 12 liegt die Auslastung ganz grob im Bereich von 2000 VLh und damit im Mittelfeld innerhalb des Szenariogebiets. In den übrigen Regionen 1, 5, 6

⁴⁰ Die Annahmen für die Betriebskosten der GuD–Kraftwerke sind in Anbetracht der – in letzter Zeit – schnell steigenden Gaspreisen in allen Szenarien mit fossilen Erzeugungsanteilen als sehr niedrig anzusehen, was bei der Interpretation der Szenarien berücksichtigt werden muß. Zu Angaben zu GuD–Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch Kapitel 12 und Zusammenfassung.

und 9 finden sich dagegen sehr niedrige Auslastungen, die den Einsatz zum reinen Engpassmanagement verraten, einer Funktion, die selbst bei den dann extrem hohen Kosten des GuD-Stroms, die in 61 €/kWh in Region 9 kulminieren, noch Kostenvorteile im Gesamtsystem erbringen. Diese Backupaufgabe könnte ohne wesentlich größere CO₂-Emissionen natürlich deutlich günstiger von reinen Gasturbinenkraftwerken übernommen werden, was die Gesamtkosten nochmals geringfügig reduzieren würde (vgl. Text. auf Seite 238 und Fußnote 14 auf Seite 238).

Tabelle 15.26: Auslegung, Nutzung und Kosten von GuD-Kraftwerken im Szenario **100%rSV10%GuD**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	24,6	0	32,8	10,6	1,1	17,7	50,0	7,7	12,9	0	0	3,2	0	0	0	0	0	0	0
JE	[TWh]	20	0	54	56	1	5	220	35	1	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0
AL	[VLh]	819	–	1654	5226	548	270	4391	4572	93	–	–	2175	–	–	–	–	–	–	–
BK	[Mio. €/a]	454	–	1221	1250	13	108	4940	790	27	–	–	156	–	–	–	–	–	–	–
IK	[Mio. €/a]	1343	–	1791	580	58	967	2728	419	703	–	–	174	–	–	–	–	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	1797	–	3012	1831	71	1075	7668	1208	730	–	–	330	–	–	–	–	–	–	–
SK	[€/kWh]	8,9	–	5,5	3	12,2	22,4	3,5	3,4	61,1	–	–	4,8	–	–	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, AL Aus-Lastung, JE Jahres-Erzeugung, BK jährliche Betriebs-Kosten,

IK Investitions-Kosten annuitätisch, GK jährliche Gesamt-Kosten (GK = BK + IK), SK Strom-Kosten

Die Windenergie liefert in Szenario **100%rSV10%GuD** mit 2448 TWh gut 59% der Stromproduktion und ca. 10% weniger als im Grundszenario. Bei ihrer regionalen Nutzung ergeben sich durch die Forderung der regionalen Mindesterzeugung einige Verschiebungen. Tendenziell werden in den Verbrauchstarken Regionen mit relativ kleinen Potentialen die Leistungen soweit wie nötig ausgeschöpft. Nur in Regionen, in denen dies wegen geringer Anlagenauslastungen teuer werden würde wird darauf verzichtet und statt dessen die fossile Option mit GuD-Kraftwerken gewählt. So findet in Region 7 keinerlei Windenergienutzung statt und in Region 4 wird nur ein sehr kleiner Anteil an Standorten 2. Wahl vorgesehen. Insgesamt findet an Land relativ zur Gesamtleistung eine Verlagerung zu Standorten 1. Wahl statt, weshalb die mittlere Anlagenauslastung trotz des Zwangs zur Nutzung schlechterer Standorte in einigen Regionen mit 2450 VLh nur um knapp 11% niedriger ausfällt als im Grundszenario. Auch die Nutzung der Offshore-Windenergie wird mit teils recht großen Leistungen von 2, 81 und 89 GW in den Regionen 1, 5 und 6 vorgesehen. Die Kosten des Offshorewindstroms sind mit gut 5 €/kWh etwas höher als die an Land mit etwa 4,2 €/kWh, werden aber an einigen der ausgewählten Landstandorte teils deutlich mit bis zu 6,6 €/kWh an Standorten 2. Wahl in Region 4 überschritten. Wie ein Vergleich der Ergebnisse des Grundszenarios und Szenario **100%rSV10%GuD** zeigt, ist die Nutzung regionaler Ressourcen also nicht unbedingt die günstigste Option, aber in einigen Regionen stehen große Potentiale zur Verfügung, die bei günstigen Randbedingungen sinnvoll zur Stromversorgung mit heran gezogen werden können ohne die Kosten extrem zu erhöhen.

Wie in fast allen Szenarien mit Erzeugungsanteilen aus fossil gefeuerten GuD-Kraftwerken wird die Biomassenutzung teilweise verdrängt. Das zur Auswahl gestellte Biomassepotential wird in den Regionen 2, 9, 13, 14 und 19 nicht genutzt. In den übrigen Regionen wird von der Optimierung die gleiche Jahreserzeugung wie im Grundszenario gewählt (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226). Damit geht die Nutzung gegenüber dem Grundszenario um 220 auf 557 TWh zurück. Dabei geht

die Kraftwerksleistung deutlich überproportional auf 71 GW zurück und die Kraftwerke werden mit durchschnittlich 7870 V_{Lh} alle in Grundlast betrieben. Da sie dabei den größten Teil des zugeordneten Wärmebedarfs abdecken können und damit die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf mit 98% des möglichen weitgehend maximiert sind, liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bei nur 5,5 €/ct/ kWh. Insgesamt wird aus GuD- und Biomassekraftwerken mit 955 TWh etwa 23% mehr Strom erzeugt als im Grundszenario aus der Biomasse allein. Die in diesen beiden Kraftwerksarten installierten 232 GW Kraftwerksleistung erlauben zusammen mit den Speicherkraftwerken und den knapp 18 GW solarthermischer Kraftwerke bei der gewählten regionalen Verteilung ein effizientes Erzeugungsmanagement.

Die solarthermischen Kraftwerke werden ausschließlich in Region 12 installiert. Ihre jährliche Stromerzeugung (SE) trägt in Szenario **100%rSV10%GuD** mit knapp 89 TWh nur zu einem relativ kleinen Teil von etwa 2,2% des Stromverbrauchs bei. Dabei ist ihre Stromerzeugung in der Nutzungsregion selber mit 88% der dominierende Part. Die Solarkraftwerke sind mit Speichern für knapp 9 V_{Lh} und dem Solarvielfachen⁴¹ von 2,1 nahe am wirtschaftlichen Optimum ausgelegt und produzieren den Solarstrom vor Ort für 6,9 €/ct/ kWh.

Der Stromtransport spielt – trotz des geforderten regionalen Eigenversorgungsanteils von 100% in der Jahresbilanz – eine wichtige Rolle, auch wenn das Gesamtvolumen nur bei knapp 22% der Jahreserzeugung liegt, etwa der Hälfte des Volumens im Grundszenario. Die Leitungskapazitäten sind dementsprechend auch etwa halb so groß ausgelegt, wobei die Umrichterleistungen mit 444 GW relativ – mit 59% der Leistung im Grundszenario – etwas größer dimensioniert sind. Der Anteil des Stromimports (IM) am gesamten Stromverbrauch (SV) unterscheidet sich von Region zu Region relativ wenig. Er liegt in den Regionen 1 bis 12 mit größerem Stromverbrauch etwa bei $\frac{IM}{SV} = 20 \pm 9\%$ und ist damit viel gleichmäßiger als im Grundszenario (vgl. Tab. 15.9 auf Seite 232). Die Leitungskapazitäten fallen auch viel kleiner aus als im Grundszenario. Die größten Leitungskapazitäten werden mit 54 GW im Zentrum der verbrauchsstarken Regionen zwischen Region 3 und 6 vorgesehen, gefolgt von 36 GW zwischen Region 3 und 10 (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Das optimale Leitungsnetz in Szenario **100%rSV10%GuD** unterscheidet sich deutlich von dem des Grundszenarios, dem gegenüber etwa zwei Drittel der Leitungskapazität entfallen und etwa ein Siebtel als Verbindung zwischen anderen Regionen benötigt werden.

Zusammenfassend läßt sich zu Szenario **100%rSV10%GuD** feststellen, daß auch unter der hier gemachten Annahme der regionalen Mindestproduktion von 100% des Verbrauchs unter der Bedingung, daß das Äquivalent von 10% des Verbrauchs aus fossil gefeuerten GuD-Kraftwerken stammen darf, eine weitgehend regenerative Stromversorgung zu relativ geringen Kosten realisiert werden kann. Könnte man das Erdgas in den gleichen Kraftwerken durch Wasserstoff ersetzen, der durch die Nutzung regenerativer Energien erzeugt wurde, würden die mittleren Stromgestehungskosten im Szenariogebiet rechnerisch bei gut 5 €/ct/ kWh liegen⁴². Diese Stromkosten liegen zwar um mehr als 14% über denen des Szenarios **100%rSV10%GuD** und etwa 9% über denen des Grundszenario, erscheinen aber trotzdem wirtschaftlich darstellbar. Es zeigt sich durch den Vergleich der verschiedenen Szenarien, welche Vielzahl von Lösungen einer regenerativen Strom-

⁴¹ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

⁴² Zur Berechnung der Stromkosten wurde hier für die variablen Kosten des Wasserstoffstroms – im Wesentlichen die Kosten für den Wasserstoff selber – 15 €/ct/ kWh_{el} angesetzt. Wenn der Wasserstoff den gesamten Erdgasverbrauch substituiert, ergeben sich damit die Stromgestehungskosten im Szenariogebiet rechnerisch zu gut 5,05 €/ct/ kWh.

versorgung in einem relativ engen "Kostenband" realisierbar sind.

15.2.4.3 Szenario ohne HGÜ–Freileitungen

Im Grundszenario und allen anderen Szenarien, in denen interregionaler Stromtransport als Option zur Stromversorgung zugelassen ist, sind an Land HGÜ–Freileitungen für diese Aufgabe vorgesehen. Der Bau von Freileitungen stößt aber nicht selten auf Widerstand aus Politik und Gesellschaft. Bei der Nutzung von Erdkabeln ist dagegen nicht mit ähnlichen Schwierigkeiten zu rechnen. Deshalb wird im folgenden Szenario der Frage nachgegangen welche Stromversorgungsstruktur ein Ausweichen auf die deutlich teurere Möglichkeit des Stromtransports über erdverlegte HGÜ–Kabel nach sich ziehen könnte, ob und inwieweit dies die Nutzung des Ferntransports einschränken würde und welche wirtschaftlichen Nachteile bei einem restriktiven Verzicht auf Freileitungen zu erwarten wären.

Das Szenario HGÜ–Kabel erlaubt den interregionalen Stromtransport ausschließlich über erdverlegte HGÜ–Kabel⁴³. Dabei ändern sich an den Eingangsdaten für die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung lediglich die Kosten. Die Investitionskosten für die HGÜ–Kabel werden mit 500 €/ kW/ 1000km angesetzt und damit etwa dem Siebenfachen Wert von Freileitungen oder gut 70% der Kosten von Seekabeln.

Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich eine Stromversorgungsstruktur mit deutlich geringerer Leitungskapazität zwischen den Regionen. Die Leistung der in Szenario **HGÜ–Kabel** reinen Kabelverbindungen beträgt mit 438 GW nur 56% der Übertragungskapazität des Grundszenarios. Dabei ist die durchschnittliche Verbindungslänge mit 1768 km trotz der höheren Kosten geringfügig größer. Über die Kabeltrassen werden 36,6% des Stromverbrauchsäquivalents transportiert, was etwa ein Fünftel weniger ist als im Grundszenario. Die kleiner dimensionierten Trassen werden also besser ausgelastet und erreichen im Mittel knapp 5140 V Lh. Mit der höheren Auslastung steigt auch die durchschnittliche Transportentfernung, die in Szenario **HGÜ–Kabel** (im Grundszenario) bei 2280 km (2182 km) liegt. Die Kosten für das Transportsystem liegen mit einer Annuität von 35,7 Mrd. € trotz der wesentlich geringeren Leistung um 174% höher als im Grundszenario und tragen 16,4% zu den Gesamtkosten bei⁴⁴. Die Stromkosten fallen in Szenario **HGÜ–Kabel** mit 5,48 €/ct/ kWh um 17,9% höher aus als im Grundszenario.

Den höheren Transportkosten wird teilweise durch eine Regionalisierung der Stromerzeugung entgegengewirkt. Die Erzeugung wird dabei in den verbrauchsstarken Regionen, die im Grundszenario große Anteile des Strombedarfs importiert haben, i.d.R. erhöht (vgl. Jahreserzeugung u.a. in Tab. 15.27 u. Tab. 15.1 auf Seite 223). Der Stromimport sinkt so beispielsweise in Region 6 (Deutschland und Dänemark) auf 270 TWh oder 55% des Stromverbrauchs deutlich gegenüber dem Wert im Grundszenario ab, wo der Importanteil 84% ausmacht. Im Gegenzug sinkt die Stromproduktion in den verbrauchsarmen besonders weit von den Verbrauchszentren entfernten Regionen deutlich

⁴³ Der vollständige Verzicht auf HGÜ–Freileitungen ist als Maximalforderung zu verstehen. In sehr dünn besiedelten Gebieten ist beispielsweise nicht zu erwarten, daß statt auf die Installation von Freileitungen auf die von Erdkabeln zurück gegriffen werden müßte. Das Szenario **HGÜ–Kabel** untersucht damit das Extrem bezüglich des Ersatzes von Freileitungen durch Erdkabel und damit den wirtschaftlich ungünstigsten Fall als eine Art Grenzwertanalyse.

⁴⁴ Im Grundszenario liegt dieser Wert bei 7%.

ab. So wird die Erzeugung beispielsweise in den Regionen 16, 17 und 18 teils drastisch reduziert und im Gegenzug dazu in den nördlicheren Afrikanischen Regionen 13, 14 und 15 ähnlich deutlich erhöht. Diese Entwicklung ist wohl im Wesentlichen den höheren Kosten der HGÜ-Kabel zuzuschreiben, wobei wahrscheinlich gerade die Verbindungen von der südlichen zur nördlichen Sahara in einem realen System eher durch die billigeren Freileitungen realisiert würden, was die Nutzung der Potentiale im Süden wieder attraktiver machen würde. Die Jahreserzeugung steigt trotz geringeren Transportvolumens und damit niedrigeren Transportverlusten im Szenariogebiet etwas an. Das liegt an der schlechteren Anpassung von Verbrauch und Erzeugung, die auch durch die geringeren Transportkapazitäten bedingt ist. Dadurch steigen die Überschüsse auf 260 TWh oder knapp 6% der Erzeugung und überkompensieren so die geringeren Verluste im Transportsystem sowie etwas kleinere Pumpspeicherverluste. Vom Lastmanagement (LM) wird aufgrund der schlechteren internationalen Ausgleichsmöglichkeiten etwas mehr Gebrauch gemacht als im Grundszenario (vgl. LM/ SV in Tab. 15.27 u. Tab 15.1 auf Seite 223). Insgesamt wird die Deckung von 2,1% des Bedarfs zeitlich verschoben, was knapp ein Fünftel mehr ist als im Grundszenario. Die Erzeugungskosten (SK_{JE}) liegen in Szenario **HGÜ-Kabel** um 4% höher als im Grundszenario, was auch als "Tribut" an die höheren Kosten des Transportsystems verstanden werden kann.

Tabelle 15.27: Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario **HGÜ-Kabel**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1	0	1	4,4
JE	[TWh]	287	569	259	254	275	226	146	111	644	399	150	74	562	229	27	2	1	122	42
EX	[TWh]	53	267	6	23	1	0	0	4	245	64	18	9	438	189	0	0	0	109	20
IM	[TWh]	92	1	172	61	285	270	216	77	9	63	36	36	0	0	18	0	0	0	0
UP	[TWh]	11	5	1	0	0	0	0	0	86	20	2	0	96	19	0	0	0	12	8
LM	[TWh]	7	3	6	3	11	10	8	4	7	9	5	3	1	1	1	0,0	0,0	0,0	0,1
LM/ SV	[%]	2,4	1,0	1,5	0,9	2,1	2,0	2,3	2,2	2,0	2,4	2,9	2,9	2,2	3,3	2,9	2,5	3,5	3,0	2,0
SK_{JE}	[€ct/ kWh]	3,6	3,3	5,3	4,6	4,4	4,9	3,2	4,1	3,6	4,9	5,6	7,0	3,9	4,2	4,5	6,7	5,5	3,6	2,9
SK_{SV}	[€ct/ kWh]	4,3	3,3	5,5	4,8	5,1	5,4	4,7	4,8	4,2	5,3	5,7	6,6	4,7	4,6	5,0	6,5	5,8	4,0	3,6
SK_{LM}^*	[€ct/ MWh]	5,9	2,5	3,8	2,3	5,2	4,9	5,7	5,5	5,1	6,0	7,3	7,4	5,5	8,1	7,2	6,3	8,7	7,4	5,0
$SK_{SV+LM+US}$	[€ct/ kWh]	4,6	3,6	5,8	5,1	5,4	5,621	5,0	5,1	4,5	5,5	6,0	6,9	5,0	4,8	5,3	6,8	6,1	4,3	3,9

SV Strom-Verbrauch, JE Jahres-Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß-Produktion,
 LM Last-Management, SK Strom-Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das Lastmanagement
 SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

Deutliche Veränderungen bei der Erzeugung ergeben sich gegenüber dem Grundszenario bei der Windenergienutzung. Hier finden die wesentlichen Verlagerungen statt. In Region 6 werden die Landstandorte vollständig genutzt (s.a. Tab. 15.15 auf Seite 252 u. 15.2 auf Seite 224) und auch offshore wird hier mit 19,6 GW WKA-Leistung Windstrom erzeugt (s.a. Tab. 15.17). Auch in den verbrauchsstarken Regionen 3, 4 und 5 ist eine deutlich erhöhte Windstromerzeugung vorgesehen, was hier durch einen Ausbau der Standorte 2. Wahl erreicht wird (s.a. Tab. 15.16 auf Seite 252). Selbst in Region 7 werden die relativ schlechten Windstandorte – wie in Szenario **0Tr** – vollständig genutzt (s.a. Tab. 15.15 auf Seite 252). Eine Erhöhung der Windstromerzeugung findet den Verschiebungen der Stromerzeugung entsprechend auch in den Nordafrikanischen Regionen 13, 14 und 15 statt. Im Gegenzug dazu findet eine Reduzierung in den südlichen Sahararegionen statt.

Bei der Biomasseverstromung ergeben sich in Szenario **HGÜ–Kabel** nur kleinere Veränderungen zum Grundszenario. Zum einen wird nun auch in den drei Regionen 16, 17 und 18 im Süden der Sahara die Biomasse in geringem Umfang zur Stromerzeugung herangezogen, da der geringe Bedarf nicht wie im Grundszenario praktisch als "Nebenprodukt" der leistungsstarken Produktion für den Export gedeckt werden kann. Deshalb erhöht sich die Stromproduktion aus Biomasse geringfügig um ein gutes Prozent oder auf 785 TWh. Zum anderen erzwingt die – durch die geringere Übertragungsleistung – eingeschränkte interregionale Ausgleichsmöglichkeit die Biomasse vermehrt für Backupaufgaben zu verwenden und den Kraftwerkseinsatz deshalb weniger auf die Deckung des Wärmebedarfs abzustimmen. Der zugeordnete Wärmebedarf wird deshalb nur zu 88% bei der Biomasseverstromung gedeckt, wodurch sich die Verkaufserlöse reduzieren und der Biomassestrom verteuert.

Die Nutzung der Solarthermie fällt in Szenario **HGÜ–Kabel** auch anders aus als im Grundszenario. Insgesamt trägt sie mit gut 97 TWh oder 2,4% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet um knapp die Hälfte mehr zur Stromversorgung bei als im Grundszenario. Die Speicherkapazität fällt mit 7,7 VLh deutlich niedriger aus und auch die Nennleistung ist nur um 15% höher, sodaß die Kraftwerksauslastung höher und die Erzeugungskosten mit durchschnittlich 8,6 €/kWh deutlich geringer ausfallen. Der wesentliche Unterschied zum Grundszenario besteht aber wieder in einer Verlagerung in die Nähe der verbrauchsstarken Regionen. So wird in Region 16 keine Solarthermie vorgesehen und dafür wird ihre Leistung in Region 13 auf 17,7 GW erhöht (vgl. Tab. 15.5 auf Seite 227). Ebenso wird das solarthermische Potential in Region 18 nicht genutzt und statt dessen in der nördlichen Nachbarregion 15 die Installation von 1,1 GW vorgesehen. Die Solarthermie wird also zur Kompensation der hohen Kabelkosten weiter in den Norden verlagert. Wie schon bei der Verlagerung der Windenergienutzung muß aber auch hier bedacht werden, daß der Zwang zum Bau von HGÜ–Erdkabeln anstelle von Freileitungen in Wüstenregionen in der Realität als eher unwahrscheinliche Restriktion erscheint. Deshalb ist die Verlagerung, die sich als Ergebnis der Optimierung für das Szenario **HGÜ–Kabel** ergibt, nur als Grenzbetrachtung restriktiver Vermeidung von Freileitungsbau zu verstehen.

Das Transportsystem fällt aufgrund der hohen Kosten der HGÜ–Erdkabel deutlich kleiner aus als im Grundszenario. Gegenüber dem Grundszenario wird die Leitungskapazität um 44% auf 438 GW reduziert, wobei sich diese Veränderung aus einem Verzicht von gut 50% der Leitungskapazität einerseits und einem zusätzlichen Bedarf von 6% an anderer Stelle ergibt. Die Verringerung der Übertragungskapazität zwischen den südlichen und den nördlichen Afrikanischen Regionen macht dabei allein schon drei Zehntel der gesamten Reduzierung im Szenariogebiet aus, gefolgt von einem weiteren Viertel zwischen den afrikanischen Regionen 13 und 15 mit ihren nördlichen Nachbarregionen. Die Verbindung zwischen den Regionen 14 und 7, wird dagegen deutlich auf knapp 28 GW ausgebaut (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Dies erklärt sich dadurch, daß sie aufgrund der relativ langen Seekabelverbindung, die sie in den anderen Szenarien relativ teuer macht, proportional zu den anderen Eurasisch \Leftrightarrow Afrikanischen Verbindungen einer geringeren Kostenerhöhung unterliegt. Das macht die Nutzung der Windpotentiale in Region 14 attraktiver, zu deren Nutzung die Leitung im Wesentlichen dient. Die Verbindung zwischen Region 2 mit ihren großen Speicherwasserkraftwerken und den verbrauchsstarken Regionen 6 und 9 fällt etwa gleich hoch aus wie im Grundszenario (s. Abb. 15.1 auf Seite 231). Die Strategie der Backupbereitstellung aus Speicherwasserkraft führt also, selbst wenn deutlich höhere Kosten damit verbunden sind, ins Minimum der

Stromversorgungskosten.

Insgesamt zeigt das Ergebnis, daß trotz erheblich höherer Kosten für den Stromtransport der interregionale Austausch zur Nutzung günstiger Potentiale sowie von Ausgleichseffekten und zur Verbesserung der Anpassung von Erzeugung und Verbrauch ein wesentliches Element einer kostengünstigen regenerativen Stromversorgung bleiben kann. Die Stromkosten sind zwar höher als bei uneingeschränktem Freileitungsbau, aber steigen bei weitem nicht so stark an wie beispielsweise in Szenario **0Tr** in dem der Stromtransport gänzlich ausgeschlossen ist. Das Szenario **HGÜ-Kabel** legt gleichzeitig den Schluß nahe, daß ein moderater Einsatz von Erdkabelverbindungen in sensiblen Gebieten die Stromversorgung nur relativ wenig verteuern muß, daß also letztlich auch Lösungen des Stromversorgungsproblems existieren, bei denen Klimaschutz, Ökonomie, Ökologie und Landschaftsschutz weitgehend in Einklang gebracht werden können.

15.2.5 Szenarien mit Kostenvariationen für einzelne Stromerzeugungsoptionen

Alle bisher vorgestellten Szenarien waren Abwandlungen des Grundszenarios, das sich am heutigen Stand der Technik und der Kosten aller zur Auswahl stehenden Komponenten orientiert. Da einige Techniken allerdings heute noch nicht voll ausgereift sind, weshalb ihnen u.a. noch große Kostenreduktionspotentiale zugetraut werden können, soll in diesem Kapitel die Auswirkung von Kostensenkungen einzelner Komponenten des Stromversorgungssystems untersucht werden. Dabei wird untersucht welche Auswirkungen eine etwaige Absenkung der Kosten auf den Einsatz einer Technik und auf die Stromversorgungsstruktur ganz allgemein haben könnte. Auch für diese Szenarien bleibt das Grundszenario die Ausgangsbasis.

15.2.5.1 Szenarien mit reduzierten Photovoltaikkosten

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung von Kostenreduktionen im Bereich der Photovoltaik untersucht. Dazu werden die Investitionskosten und parallel dazu auch alle anderen fixen Kosten sukzessive reduziert. Außer im Szenario **50%rSV** in dem die geforderte regionale Mindesterzeugung die Nutzung der Photovoltaik mangels anderer Potentiale erzwingt, wurde die Photovoltaik von der Optimierung bisher nicht vorgesehen. Daher stellt sich die Frage, ab welchem Kostenniveau die Photovoltaik einen wirtschaftlich günstigen Beitrag zur Stromversorgung im Szenariogebiet leisten kann. Hierzu wurden die Kosten der Photovoltaik mehrfach um die Hälfte reduziert, ausgehend vom Ausgangswert im Grundszenario, dessen Struktur sonst beibehalten wurde. Erst ab **1/8** der Kosten also nach dreimaliger Halbierung wurde dabei als Ergebnis der Optimierung die Nutzung der Photovoltaik vorgesehen.

Das Szenario 1/8PVKt entspricht in den Grundvoraussetzungen vollständig dem Grundszenario, mit dem einzigen Unterschied, daß die Kosten (**Kt**) für die photovoltaische Stromproduktion mit einem Achtel der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) angesetzt werden. Ob und wann eine solche Kostenreduktion erreichbar ist, steht hierbei nicht eigentlich zur Diskussion, es wird lediglich untersucht, welche Konsequenzen daraus folgen könnten. Die Stromgestehungskosten

sinken gegenüber dem Grundszenario um 8,1‰ leicht auf etwa 4,61 €/kWh ab. Diese Kostensenkung beruht ausschließlich auf systemischen Effekten, da der Photovoltaikstrom (etwa 3,8% der Jahreserzeugung) mit durchschnittlich 4,37 €/kWh deutlich teurer ist als die mittleren Kosten der reinen Erzeugung von 3,97 €/kWh, die wiederum in beiden Szenarien fast identisch ausfallen. Der gesamte Kraftwerks- und Leitungspark – also das gesamte Stromversorgungssystem – erfährt in Szenario **I/8PVKt** mehr oder weniger große Veränderungen gegenüber dem des Grundszenarios. Die Überschüsse sinken infolgedessen ein wenig um 3,9‰ auf 3,18%, das Lastmanagement wird ebenso wie die Pumpspeicherkraftwerke etwas weniger eingesetzt und trotz der großen Transportentfernungen für den Photovoltaikstrom sinken auch die Transportverluste des etwas kleiner dimensionierten HGÜ-Systems leicht.

Tabelle 15.28 zeigt für Szenario **I/8PVKt** die Nutzung der Photovoltaik in den verschiedenen Regionen des Szenariogebiets. Sie findet ausschließlich in Regionen statt in denen Systemauslastungen (AL) von mehr als 1500 VLh erreicht werden. Die Photovoltaik wird in den südlichsten Regionen 12, 16, 17 und 18 in der Nähe der Innertropischen Konvergenzzone⁴⁵, wo die ausgeglichensten Erzeugungsverhältnissen anzutreffen sind (vgl. Abb. 4.10 auf Seite 26), mit dem gesamten zur Auswahl gestellten Potential vorgesehen. Hier ist also die Nenn-Leistung (NL) identisch mit der Maximal-Leistung (ML). Gleichzeitig sind hier auch die Stromkosten (SK) mit am niedrigsten. In den beiden etwas nördlicher gelegenen Regionen 11 und 15 sind zwar die Gestehungskosten für Photovoltaikstrom gleich hoch wie in den zuvor genannten Regionen, allerdings ist das Erzeugungsverhalten saisonal deutlich weniger ausgeglichen (vgl. Abb. 4.7), was wohl der Hauptgrund für den geringen Ausbau (AB) der Potentiale von nur 4 und 1% sein muß. In den Regionen 16, 17 und 18 stellt alleine der Photovoltaikstrom etwa das 30– bis 60-fache des Stromverbrauchs dar. Das bedeutet, daß der überwiegende Teil des Photovoltaikstroms für den Export in die verbrauchsstarken Regionen bestimmt ist.

Tabelle 15.28: Auslegung, Nutzung und Kosten von Photovoltaik in Szenario **I/8PVKt**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,9	24,0	0	0	0,8	25,0	18,0	31,0	0
ML	[GW]	72	18	142	171	103	102	78	51	71	106	143	24	63	14	76	25	18	31	0
AB	[%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	100	0	0	1	100	100	100	0
JE	[TWh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9	40	–	–	1	40	27	48	–
AL	[VLh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1503	1673	–	–	1521	1589	1512	1549	–
GK	[Mio. €/a]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	406	1654	–	–	58	1723	1240	2136	–
SK	[€/kWh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,6	4,1	–	–	4,5	4,3	4,6	4,5	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Die Windenergie ist mit einer Jahresproduktion von 2700 TWh oder knapp 68% des jährlichen Verbrauchsäquivalents weiterhin die wichtigste "Quelle" für die Stromversorgung. Die Minderproduktion gegenüber dem Grundszenario ist etwas kleiner als die – neu hinzukommende – Photovoltaikproduktion. Insgesamt findet eine leichte Verlagerung auf Standorte 2. Wahl statt, womit gegenüber dem Grundszenario eine leichte Verringerung der durchschnittliche Anlagenauslastung um einige Prozent auf etwa 2700 VLh verbunden ist. Der relativ günstige Photovoltaikstrom verschiebt als

⁴⁵ Zur Innertropischen Konvergenzzone siehe auch unter ITCZ in [SFDb].

Folge der Optimierung in einigen Regionen den optimalen Ausbau der Windenergienutzung recht deutlich. Beispielsweise werden in Region 14 wesentlich höhere Leistungen installiert, obwohl die erzielten Anlagenauslastungen hier relativ gering sind. Die Kombination der Windenergie, die vor Ort nun mit 31 GW ausschließlich an Standorten 2. Wahl genutzt wird, mit Photovoltaikstrom aus Region 17 erlaubt eine sehr gute Auslastung der HGÜ–Leitungstrasse zwischen Region 14 und 7, die – in Szenario **I/8PVKt** gegenüber dem Grundszenario – mit fast zweieinhalbfacher Leistung ausgelegt wird (vgl. Abb. 15.1) und etwa ein Viertel des Stromverbrauchs in Region 7 liefert. Der größte "Abbau" von WKA–Kapazitäten findet in Region 16 mit fast 39 GW statt und auch in Region 13 wird mit gut 6 GW etwas Leistung abgebaut, was mit für eine deutliche Reduzierung der Leitungskapazitäten zwischen Region 16 und 13 sowie der Fortsetzung in Region 8 verantwortlich ist. Letztere HGÜ–Trasse ist zwar weiterhin mit Abstand die wichtigste Europäische Importverbindung, aber um etwa 20 GW kleiner dimensioniert und gleichzeitig einige Prozent besser ausgelastet. Bei der Biomassenutzung finden in Szenario **I/8PVKt** nur relativ kleine Veränderungen gegenüber dem Grundszenario statt.

Die Nutzung solarthermischer Kraftwerke erfährt gegenüber dem Grundszenario eine deutliche Änderung. Die installierte Leistung geht insgesamt um 23% zurück, was insbesondere den weitgehenden Verzicht auf solarthermische Stromerzeugung in den Regionen 16 und 18 widerspiegelt. Die Jahreserzeugung geht überproportional um 55% zurück und die Stromgestehungskosten steigen deutlich an. Interessant ist die Entwicklung in Region 12, die mit 24 GW auch eine der wichtigsten PV–Regionen ist. Hier bleibt die Kraftwerksleistung weitgehend konstant, allerdings wird die Spiegelfläche beinahe halbiert, der Speicher aber nur um ein Viertel verkleinert. Das Zusammenspiel von Photovoltaik und solarthermischer Stromerzeugung ist – bei dieser Kraftwerksauslegung – leicht vorstellbar. Die Solarthermie wird mit ihrer Speicherbarkeit ganz wesentlich für die Deckung des Strombedarfs in der Nacht eingesetzt werden, den Tagesbedarf deckt eher die Photovoltaik ab. Insgesamt bringt diese Kombination Vorteile für die Stromversorgung.

Die Auslegung der Übertragungsleitungen ist der des Grundszenarios, trotz der Änderungen des Kraftwerksparks, recht ähnlich. Einige der gravierendsten Änderungen wurden weiter oben schon im Zusammenhang mit der Windenergienutzung genannt. Insgesamt werden im Szenariogebiet 11,5% der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle zusätzliche 5,6% benötigt, sodaß netto eine um 5,9% niedrigere Kapazität vorgesehen wird. Die im Szenariogebiet vorgesehene Umrichter–Nennleistung sinkt nur um 2%, aber auch hier finden einige regionale Verlagerungen statt. Wie im Grundszenario sind 42% der Stromerzeugung für den Ferntransport bestimmt.

Das Szenario I/16PVKt ist bis auf den Unterschied, daß die Kosten für die photovoltaische Stromproduktion nochmals halbiert und damit auf ein Sechzehntel der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) angesetzt werden, gleich Szenario **I/8PVKt**. Ob und wann eine solche Kostenreduktion erreichbar ist, steht auch hierbei nicht zur Diskussion, es wird lediglich untersucht, welche Konsequenzen daraus folgen könnten. Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario deutlich um 7,3% auf etwa 4,31 €/kWh ab. Diese Kostensenkung wird weitgehend durch den massiven Einsatz der Photovoltaik erreicht, mit gut 22% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet. Die durchschnittlichen Kosten der photovoltaischen Stromproduktion betragen nicht ganz 2,6 €/kWh. Der gesamte Kraftwerks– und Leitungspark – also das gesamte Stromversorgungssystem – erfährt in Szenario **I/16PVKt** große Veränderungen gegenüber dem des Grundsze-

narios. Die Überschüsse sinken infolgedessen ein wenig um 3,2‰ auf 3,25%. Vom Lastmanagement wird ebenso wie von Pumpspeicherkraftwerken fast doppelt so viel Gebrauch gemacht wie im Grundszenario und die Transprotverluste des etwas kleiner dimensionierten HGÜ-Systems sinken leicht.

Tabelle 15.29 zeigt für Szenario **I/16PVKt** die Nutzung der Photovoltaik in den verschiedenen Regionen des Szenariogebiets. Sie findet in fast allen Regionen statt, mit Ausnahme der nördlichen Regionen 1, 2, 3, 6 und 19. Meist wird das gesamte zur Verfügung gestellte Potential voll ausgebaut (AB = 100%) nur in drei der vier Regionen, in denen die PV-Nutzung vorgesehen ist und die Systemauslastungen (AL) unter 1200 VLh liegen, bleibt ein Teil des Potentials unerschlossen. Insgesamt beträgt der Ausbau (AB) mit 724 GW etwa 55% der potentiellen Leistung und damit ca. 63% der potentiellen Jahreserzeugung im Szenariogebiet. Die Kosten des PV-Stroms (SK) liegen bis auf Region 5, wo sie wegen der mit Abstand ungünstigsten Erzeugungsbedingungen 3,5 €/kWh erreichen, bei $2,6 \pm 0,5$ €/kWh. Obwohl der Strom aus Photovoltaik in der nach Region 5 mit Anlagenauslastungen von 986 VLh nächst schlechteren Region 1 mit 947 VLh nur um 0,14 €/kWh teurer wäre und auch der aus den Regionen 3 und 6 nicht sehr viel teurer wäre, wird vollkommen auf seine Nutzung verzichtet. In den südlichen Regionen 11, 13, 16, 17 und 18 liegt die Stromproduktion aus Photovoltaik deutlich über dem Jahresstromverbrauch und reicht in Region 17 etwa das 64-fache des regionalen Stromverbrauchs. Die Photovoltaik würde also auch bei sehr niedrigen Kosten im Optimalfall ohne Transportrestriktionen nicht dezentral in den verbrauchsstarken Regionen sondern überwiegend in den sonnereichen Gegenden mit relativ ausgeglichenem jahreszeitlichen Produktionsverlauf für den Export genutzt. Da der vorgesehene Ausbau (AB) des zur Auswahl gestellten Potentials der Photovoltaik in den Regionen mit günstigeren Produktionsbedingungen immer 100% beträgt, ist davon auszugehen, daß hier auch noch größere Potentiale genutzt würden. Da sich die Bestimmung der Potentiale an den erwarteten Dachflächen orientieren, müßte dann aber auf andere Aufstellungsflächen zurück gegriffen werden, was in Anbetracht großer Wüstenflächen in vielen Regionen und des relativ kleinen Flächenbedarfs nur wenig ökologische Probleme aufwerfen sollte.

Tabelle 15.29: Auslegung, Nutzung und Kosten von Photovoltaik in Szenario **I/16PVKt**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	0	0	0	96,4	86,5	0	78,0	51,0	0	18,3	143,0	24,0	63,0	14,0	76,0	25,0	18,0	31,0	0
ML	[GW]	72	18	142	171	103	102	78	51	71	106	143	24	63	14	76	25	18	31	0
AB	[%]	0	0	0	56	84	0	100	100	0	17	100	100	100	100	100	100	100	100	0
JE	[TWh]	–	–	–	114	85	–	89	64	–	20	215	40	86	19	116	40	27	48	–
AL	[VLh]	–	–	–	1186	986	–	1146	1252	–	1103	1503	1673	1363	1322	1521	1589	1512	1549	–
GK	[Mio. €/a]	–	–	–	3321	2982	–	2688	1757	–	629	4927	827	2171	482	2619	861	620	1068	–
SK	[€/kWh]	–	–	–	2,9	3,5	–	3,0	2,8	–	3,1	2,3	2,1	2,5	2,6	2,3	2,2	2,3	2,2	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Die Stromproduktion aus Windenergie ist in Szenario **I/16PVKt** als Ergebnis der Optimierung bei gut 1900 TWh oder knapp 48% des jährlichen Verbrauchsäquivalents noch immer die wichtigste "Quelle" für die Stromversorgung. Die Minderproduktion gegenüber dem Grundszenario entspricht ungefähr der Produktion aus Photovoltaik. Insgesamt findet eine deutliche Verlagerung

auf Standorte 1. Wahl statt, die sich aber gegenüber dem Grundszenario nur in einer sehr geringen Erhöhung der durchschnittlichen Anlagenauslastung um einige Prozent auf etwa 2760 *VLh* auswirkt, da beispielsweise die vollständigen Nutzung der relativ windarmen Standorte 2. Wahl in Region 4 den Effekt kompensiert (vgl. Tab. 15.3). In anderen Regionen, wie Region 13, 16 und 19 findet dagegen nur noch eine vergleichsweise geringe Nutzung der sehr windhöffigen Standorte 2. Wahl statt. Wie in Szenario **I/16PVKt** werden in Region 14 wesentlich höhere Leistungen installiert, obwohl die erzielten Anlagenauslastungen hier relativ gering sind, und ergänzen sich hier mit der Photovoltaik. Die Kombination der Windenergie, die vor Ort mit 33 *GW* nun allerdings ausschließlich an Standorten 1. Wahl genutzt wird, mit dem Photovoltaikstrom aus der Region aus Region 17, wo nun mit 36 *TWh* Windstrom auch dieser in verstärktem Maße genutzt wird, erlaubt – durch die Weiterleitung des Stroms aus Region 17 nach Europa – wieder eine sehr gute Auslastung der HGÜ–Leitungstrasse zwischen Region 14 und 7, die – in Szenario **I/16PVKt** gegenüber dem Grundszenario – mit etwa dreieinhalbfacher Leistung ausgelegt wird (vgl. Abb. 15.1) und etwa ein Drittel des Stromverbrauchs der Region 7 liefert. Der größte "Abbau" von WKA–Kapazitäten findet wieder in Region 16 statt, wo nur noch 45% der Leistung des Grundszenarios vorgesehen sind und ebenfalls in Region 13 werden mit etwa 59 *GW* etwa 36% Leistung abgebaut, was wiederum für eine deutliche Reduzierung der Leitungskapazitäten zwischen Region 16 und 13 sowie der Fortsetzung in Region 8 verantwortlich ist. Diese HGÜ–Trasse zur Iberischen Halbinsel ist noch immer die leistungsstärkste Europäische Importverbindung, aber jetzt um fast 43 *GW* kleiner dimensioniert und gleichzeitig mit knapp 5800 *VLh* sehr gut ausgelastet.

In Szenario **I/16PVKt** findet trotz der massiven Nutzung von Photovoltaik mit gut 54 *GW* auch eine relativ leistungsstarke Nutzung solarthermischer Kraftwerke statt. Die Jahreserzeugung von knapp 25 *TWh* spielt mit gerade 6% der Gesamterzeugung im Szenariogebiet kaum eine Rolle. Die Leistung verteilt sich auf die vier Regionen 12, 13, 15 und 18 mit ca. 18, 12, 4, 20 *GW*. Allerdings läßt schon ihre Auslegung darauf schließen, daß die Kraftwerke im Wesentlichen zur Leistungssicherung und auch zur Stromerzeugung in der Nacht eingesetzt werden, letzteres dann komplementär zur photovoltaischen Stromerzeugung am Tag. Die durchschnittliche Speicherkapazität ist für 3,2 *VLh* Kraftwerksauslastung ausgelegt, was relativ wenig ist. Angesichts des außerordentlich kleinen Solarvielfachen⁴⁶ von durchschnittlich 0,2 bräuchte es aber selbst bei voller Einstrahlung 14 Stunden, also mehr als einen vollen Strahlungstag, bis die Speicher geladen sind. Die Auslastung der Kraftwerke liegt dementsprechend niedrig bei durchschnittlich etwa 460 *VLh*. Hier liegt also wieder das schon zuvor (auf Seite 226) erwähnte Artefakt der Optimierung vor. Die wirtschaftlich günstige Leistungsreserve wird von der Optimierung mangels anderer Optionen durch solarthermische Kraftwerke vorgesehen. In Anbetracht der geringen Jahreserzeugung und insbesondere der noch kleineren Jahresproduktion des Leistungsreserveanteils der Solarkraftwerke könnte diese Aufgabe wesentlich effizienter durch reine Gasturbinenkraftwerke erfüllt werden, die einen Großteil der Leistung ersetzen könnten.

Die Biomasse mit ihrer inhärenten Speicherbarkeit und der freien zeitlichen Einsetzbarkeit wird auch in Szenario **I/16PVKt** mit einem Großteil des gesamten zur Verfügung gestellten Potentials genutzt und trägt insgesamt etwa 766 *TWel* zur Stromerzeugung bei. Gegenüber dem Grundszenario entfällt lediglich die Nutzung in Region 15 mit einer Jahreserzeugung von 11 *TWel* (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226). Die Nennleistung wird im Mittel etwas größer gewählt als im Grundsze-

⁴⁶ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

nario, wobei eine Leistungsreduktion in den meisten Regionen ohne Photovoltaiknutzung von einer Leistungserhöhung in Regionen mit Photovoltaiknutzung überkompensiert wird. Die photovoltaische Stromproduktion zieht im – durch die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung gefunden – Optimum also einen Bedarf an zusätzlicher Leistungsreserve nach sich, der durch Biomassekraftwerke und auch solarthermische Kraftwerke abgedeckt wird. Daß die Biomasse trotz ihrer relativ hohen Stromerzeugungskosten auch in Szenario **1/16PVKt** überall, wo sie eine Nutzung erfährt, mit dem gesamten zur Verfügung gestellten Potential genutzt wird und die photovoltaische Stromproduktion im Wesentlichen Windstrom verdrängt, zeigt den Wert ihres gezielten zeitlichen Einsatzes an und legt nahe, daß größere Potentiale noch Senkungen der Gesamtkosten im Szenariogebiet ermöglichen würden.

Die Auslegung der Übertragungsleitungen ist auch in Szenario **1/16PVKt** der des Grundszenarios trotz der Änderungen des Kraftwerksparks recht ähnlich. Einige der gravierendsten Änderungen wurden wieder im Zusammenhang mit der Windenergienutzung genannt. Insgesamt wird im Szenariogebiet etwa ein Viertel der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle werden zusätzliche knapp 21% benötigt, sodaß netto eine um 4,6% niedrigere Kapazität vorgesehen wird. Die im Szenariogebiet vorgesehene Umrichter–Nennleistung sinkt nur um 1%, aber auch hier finden große regionale Verlagerungen statt, die sich in regionalen Leistungsänderungen von bis zu +42 und –36% äußern. Trotz annähernd gleicher Umrichterkapazität und nur geringfügig gesunkener Leitungskapazität ist in Szenario **1/16PVKt** mit knapp 37% ein überproportional kleinerer Teil der Stromerzeugung für den Ferntransport bestimmt. Das Transportsystem ist also etwas weniger ausgelastet und weiterhin ein wesentlicher Bestandteil des Stromversorgungssystems.

Zusammenfassend läßt sich aus den Szenarien **1/8PVKt** und **1/16PVKt** folgern, daß ein wirtschaftlich begründeter Einsatz der Photovoltaik in einem großräumigen Stromverbund erst bei sehr großen Kostensenkungen für Photovoltaikstrom erfolgen kann. Selbst eine Reduzierung der Kosten um etwa eine Größenordnung birgt für das Gesamtsystem nur einen geringen Vorteil. Kommt man allerdings deutlich darüber hinaus, kann auch die Photovoltaik einen wertvollen Beitrag leisten. Bei dieser Überlegung sollte allerdings auch berücksichtigt werden, daß in den beiden Szenarien nur die Kosten der Photovoltaik verringert wurden, nicht aber die der übrigen Komponenten. Tatsächlich gelten aber die Ergebnisse für die relativen Kosten der einzelnen Bestandteile des Systems, die im realen Fall alle von verschiedenen technisch - wirtschaftlichen Lernprozessen profitieren würden, was deren Konkurrenzfähigkeit gegenüber der Photovoltaik verbessert. Dies alles berücksichtigend ist es also zumindest fraglich, ob die Photovoltaik jemals wirtschaftlich begründbar leistungsstarke Anwendung im großräumigen Netzverbund finden kann.

15.2.5.2 Szenarien mit reduzierten Kosten von Komponenten solarthermischer Kraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung von Kostenreduktionen im Bereich der Solarthermie untersucht. Dazu werden die Kosten verschiedener Komponenten und parallel dazu auch anteilig andere fixe Kosten reduziert. In den meisten Szenarien wurde die Solarthermie von der Optimierung bisher vorgesehen. Sie hat aber im Vergleich zu Windenergie, Wasserkraft und Biomassenutzung immer eine untergeordnete Rolle gespielt und wurde oftmals hauptsächlich wegen der Möglichkeit der Regelung der Stromerzeugung durch die Verwendung von Wärmespeichern an den Solarkraftwerken genutzt. Es stellt sich die Frage, ob die Solarthermie bei geringeren Kosten einen größeren

wirtschaftlich günstigen Beitrag zur Stromversorgung im Szenariogebiet leisten kann. Hierzu wurden die Kosten für das Solar-Feld (SF) in zwei Szenarien gegenüber dem vom Ausgangswert im Grundszenarios reduziert, dessen Struktur sonst beibehalten wurde.

Das Szenario 1/2SF_{Kt} entspricht in den Grundvoraussetzung vollständig dem Grundszenario, mit dem einzigen Unterschied, daß die Kosten (**Kt**) für das Solar-Feld (**SF**), also die Spiegelflächen mit den Rohrleitungen und allen anderen zugeordneten Komponenten, auf die Hälfte der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) angesetzt werden. Eine solche Kostenreduktion wird schon sehr bald erwartet⁴⁷, weshalb die Frage, welche Konsequenzen daraus folgen könnten, einen sehr realistischen Hintergrund zu haben scheint.

Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um gut 3,4% auf etwa 4,47 €/kWh ab. Der Strom aus solarthermischen Kraftwerken, der knapp 13% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet beiträgt, ist allerdings mit ebenfalls 4,47 €/kWh teurer als die mittleren reinen Erzeugungskosten von etwa 3,81 €/kWh. Das bedeutet, daß die Nutzung der Solarthermie die Einsparung an anderer Stelle ermöglicht, also systemisch positive Effekte mit sich bringt. Gegenüber dem Grundszenario sinken die reinen Erzeugungskosten um etwa 4%. Dies wird zum einen erzielt durch den kostengünstigeren Einsatz der Biomassekraftwerke und die Verdrängung eines kleinen Teils des Biomassestroms durch den etwas günstigeren Solarstrom, zum anderen von der Reduzierung der Kosten des Windstroms durch die Nutzung besserer Standorte. Der Leitungspark ist etwas größer dimensioniert, was den Effekt der günstigeren Produktion etwas abschwächt. Die Jahreserzeugung ist in Szenario 1/2SF_{Kt} gleich groß wie im Grundszenario, allerdings steigen die Transportverluste leicht an und dementsprechend sinkt die Überschußproduktion leicht ab. So bleibt die Effizienz der Stromversorgung gleich. Vom Lastmanagement wird ebenso wie von Pumpspeicherkraftwerken nochmals 14% weniger Gebrauch gemacht als im Grundszenario.

Die solarthermischen Kraftwerke werden in Szenario 1/2SF_{Kt} als Ergebnis der Optimierung ausschließlich in den vier Regionen 12, 18, 16 und 15 mit den höchsten Produktionserwartungen vorgesehen (vgl. Kap. 4.3.1.3 S. 39 ff. z.B. Tab. 4.4 auf Seite 40 und Tab. 15.30). In allen Regionen außer Region 15 wird durch Solarkraftwerke ein Vielfaches des regionalen Stromverbrauchsäquivalents erzeugt. Die Kraftwerks-Nennleistung (NL) ist mit ca. 97 GW mehr als dreimal so groß ausgelegt wie im Grundszenario, die Stromproduktion liegt sogar beim Achteinhalbfachen. Die Kraftwerke sind also wesentlich besser ausgelastet. Das wird durch die geeignet dimensionierten Speicher erreicht, die im Mittel mit Kapazitäten für knapp 10 VLh bei einem Solarvielfachen⁴⁸ von gut 2,5 als durchschnittlicher Feldauslegung nahe dem betriebswirtschaftlichen Optimum für die Stromproduktion vor Ort ausgelegt sind⁴⁹. Bei fast gleicher Auslegung und beinahe gleicher Auslastung sinken die Kosten für die solarthermische Stromproduktion in Region 12 von 7 €/kWh in Szenario 0Tr durch die Reduktion der Solarfeldkosten auf 4,5 €/kWh in Szenario 1/2SF_{Kt} also um ca. 35%. In Region 18 wird die leistungsstärkste Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken

⁴⁷ Eine Halbierung der Kosten für die Solarfelder für Parabolrinnenkraftwerke wird nach Trieb et al. ab einer insgesamt installierten Leistung von etwa 7 GW erwartet (vgl. [Tri99] [KMNT98]). Von solarthermischen Kraftwerken, die die solare Direktstrahlung mit vielen einzeln verstellbaren Spiegeln in "Fresnel-Anordnung" ebenfalls auf ein Wärmeträgerrohr fokussieren, verspricht man sich schon heute Kostensenkungen des Solarfeldes, die nach Berücksichtigung der unterschiedlichen Strahlungsverwertung der Anordnung etwa 20% betragen (vgl. [DHL⁺02]).

⁴⁸ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

⁴⁹ Hier kommt es also nicht zum "Artefakt der Optimierung", der auf Seite 226 erwähnt wurde.

mit einer ebenfalls sehr leistungsstarken Windenergienutzung ($NL = 92 \text{ GW}$, $JE = 270 \text{ TWh}$) verbunden, womit in der Region einige hundert mal der eigene Stromverbrauch gedeckt werden könnte. Die Kombination der Windenergie und der Solarenergie mit ihrer Speicherfähigkeit erlaubt mit über 5500 VLh eine sehr gute Auslastung der Übertragungsleitung von Region 18 nach Region 15, die mit einer Kapazität von 104 GW für den Export in die verbrauchsstarken Regionen im Norden sehr groß dimensioniert ist.

Tabelle 15.30: Auslegung, Nutzung und Kosten solarthermischer Kraftwerke in Szenario *I/2SFKt*

Region		4	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Nennleistung	[GW]	0	0	0	0	28,8	0	0	0,15	7,5	0	60,5
Speicherkapazität	[GWh]	0	0	0	0	339,4	0	0	1,5	51,1	0	568,7
	[VLh]	0	0	0	0	11,8	0	0	10,3	6,8	0	9,4
Spiegelfläche (SF)	[km ²]	0	0	0	0	459,7	0	0	2,2	96,3	0	906,3
Solarvielfaches	[1]	–	–	–	–	2,7	–	–	2,5	2,1	–	2,5
Jahreserzeugung (JE)	[TWh]	–	–	–	–	175,3	–	–	0,8	33,6	–	346,0
JE/SF	[kWh/(m ² a)]	–	–	–	–	381,5	–	–	365,3	349,1	–	381,8
Auslastung	[VLh]	–	–	–	–	6091	–	–	5444	4456	–	5719
Gesamtkosten	[Mio. €/a]	–	–	–	–	7965	–	–	38	1636	–	15186
Stromkosten	[€/kWh]	–	–	–	–	4,5	–	–	4,7	4,9	–	4,4

Gegenüber dem Grundszenario verdrängt die solarthermische Stromerzeugung einen Teil der Windstromerzeugung, die in Szenario *I/2SFKt* mit 2400 TWh um knapp 16% weniger und damit gut 60% der Jahresverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet erzeugt. Damit gehen fast 90% des zusätzlichen Solarstroms zu "Lasten" der Windstromerzeugung. Diese findet aber verstärkt an Standorten mit höherer Jahreserzeugung statt. So wird an allen Standorten 2. Wahl, bis auf die mit über 2900 VLh Anlagenauslastung in Region 13, eine geringere Leistung vorgesehen. Insgesamt ist dort gegenüber dem Grundszenario eine Reduzierung um 163 GW kompensiert durch eine Leistungserhöhung von knapp 113 GW in Region 13 auf knapp 250 GW vorgesehen. Damit steigt an Standorten 2. Wahl die durchschnittliche Auslastung von 2260 auf 2656 VLh . In sieben Regionen wird an Standorten 1. Wahl eine geringere Leistung vorgesehen, was sich auf 193 GW summiert und durch insgesamt 51 GW zusätzliche Leistung in drei Regionen teilweise kompensiert wird⁵⁰. Die durchschnittliche Anlagenauslastung bleibt an Standorten 1. Wahl knapp auf gleicher Höhe, sodaß sie im Mittel über beide Standortkategorien ansteigen und die Windstromkosten gegenüber dem Grundszenario um 3,5% leicht auf gut 3,6 €/kWh fallen.

Außer Windstrom wird durch den Solarstrom in Szenario *I/2SFKt* ein kleiner Teil der Stromerzeugung aus Biomasse verdrängt, die mit knapp 726 TWh um knapp 7% weniger und damit gut 18% des Jahresverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet beiträgt. Damit gehen gegenüber dem Grundszenario 10% des zusätzlichen Solarstroms zu "Lasten" der Erzeugung aus Biomasse. Die Biomasse wird nur in den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 11 genutzt, hier aber mit ihrem vollen Potential. Die Kraftwerksauslastung wird in Szenario *I/2SFKt* gegenüber dem Grundszenario um 7% erhöht. Der zugeordnete Wärmebedarf kann zu 99% gedeckt werden, was auch einen kleinen Teil dazu beiträgt, die Stromgestehungskosten ein wenig auf 6,3 €/kWh_{el} zu senken.

⁵⁰ Der größte vorgesehene Zubau von Windleistung an Standorten 1. Wahl findet in Szenario *I/2SFKt* gegenüber dem Grundszenario in Region 10 mit knapp 45 GW statt, wo gleichzeitig mit 102 GW der größte Abbau an Standorten 2. Wahl vorgesehen ist, was den Zubau deutlich überkompensiert.

Es ergibt sich in Szenario **I/2SFKt** insgesamt eine etwas weniger diversifizierte Stromerzeugung im Szenariogebiet. Alleine über die beiden Trassen von Region 18 über Region 15 und von Region 16 über Region 13 verlassen 515 und 725 *TWh* den afrikanischen Kontinent, der insgesamt mit etwa 1260 *TWh* Exportstrom zur Stromversorgung in den verbrauchsstarken nördlichen Regionen beiträgt. Das entspricht etwa 60% des gesamten Exportvolumens, das mit gut 48% des Stromverbrauchsäquivalents um ein knappes Siebtel größer ausfällt als im Grundszenario, in dem der afrikanische Exportanteil bei ca. 940 *TWh* liegt. Dies führt dazu, daß sich in Szenario **I/2SFKt** gegenüber dem Grundszenario die Erzeugung für den Export noch stärker auf einige teils sehr verbrauchsschwache Afrikanische Regionen konzentriert⁵¹ (vgl. Tab. 15.31 mit Tab. 15.1 auf Seite 223 und 15.9 auf Seite 232).

Tabelle 15.31: Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario **I/2SFKt**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1	0,4	1	4
JE	[TWh]	287	541	211	240	177	85	140	78	544	218	44	175	685	2	10	188	33	618	41
EX	[TWh]	62	251	1	28	0	0	0	0	220	5	0	84	621	0	0	153	31	591	35
$\frac{EX}{JE}$	[%]	21	46	0	11	0	0	0	1	41	2	0	48	91	0	0	81	94	96	83
IM	[TWh]	93	8	215	79	382	411	221	106	13	167	122	10	0	20	34	0	0	0	0
$\frac{IM}{SV}$	[%]	30	3	51	27	69	83	62	58	4	44	74	10	0	93	78	0	0	0	1
UP	[TWh]	3	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	1	36	0	0	34	1	24	3
LM	[TWh]	6	3	5	2	9	8	6	3	5	6	2	2	1	0	1	0,0	0,0	0,0	0,1
$\frac{LM}{SV}$	[%]	2,0	0,9	1,1	0,8	1,7	1,5	1,6	1,8	1,7	1,7	1,3	2,1	2,0	2,2	1,5	2,3	2,3	1,4	2,1
SK _{JE}	[€ct/ kWh]	3,5	3,1	5,1	4,3	4,1	5,2	2,9	3,7	3,6	4,5	6,4	4,5	3,4	4,0	1,2	3,6	3,7	4,0	3,0
SK _{SV}	[€ct/ kWh]	3,8	3,2	4,6	4,3	4,2	4,4	3,7	4,0	3,8	4,4	4,8	4,5	3,6	4,2	3,6	4,4	3,8	4,1	3,2
SK _{LM} *	[€ct/ MWh]	5,0	2,2	2,7	1,9	4,2	3,8	3,9	4,6	4,1	4,3	3,2	5,4	5,0	5,5	3,6	5,8	5,8	3,5	5,3
SK _{SV+LM+US}	[€ct/ kWh]	3,9	3,3	4,8	4,4	4,3	4,5	3,8	4,1	3,9	4,5	4,9	4,6	3,7	4,3	3,7	4,5	4,0	4,2	3,3

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß–Produktion,
 LM Last–Management, SK Strom–Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das Lastmanagement
 SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

Das Leitungssystem, das die Transportaufgabe bewerkstelligt, ist mit einer knapp 9% größeren Übertragungsleistung als im Grundszenario ausgestattet. Es unterscheidet sich auch sonst – gemäß der verlagerten Stromerzeugung für den Export – etwas von der Lösung für das Grundszenario. Insgesamt werden im Szenariogebiet 11,1% der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle zusätzliche 20% benötigt. Die im Szenariogebiet vorgesehene Umrichter–Nennleistung steigt dabei nur leicht um 2%, aber auch hier finden teils große regionale Verlagerungen statt.

⁵¹ Eine Bewertung dieser Konzentration könnte sich einerseits auf den Nachteil der verstärkten Abhängigkeit der verbrauchstarken Regionen von wenigen anderen Regionen beziehen. Dieser erfordert evtl. aus politischen oder anderen Gründen zusätzliche Maßnahmen zur Leistungssicherung und somit zusätzliche Aufwendungen, die aber bei richtiger Wahl des Backupsysteme keine sehr große wirtschaftliche Belastung sein müssen (s. a. Text zu GuD–Kraftwerken und Gasturbinen–Backup zu Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** S. 238 ff.). Andererseits erhöhen die mit der größeren und teils teureren (Parabolrinnenkraftwerke) Stromproduktion verbundenen Ausgaben in den Afrikanischen Staaten die dortigen Investitionsvolumina sowie die dort anfallenden Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Betrieb der Kraftwerke und des Übertragungssystems. Dies wiederum verbessert die Möglichkeiten einer Verbindung von Entwicklungszusammenarbeit der teilweise sehr reichen nördlichen Länder Europas mit den wirtschaftlich oft sehr schwachen Staaten in Afrika und einer Gestaltung eines klimaverträglichen Stromversorgungssystems (Zu diesem Thema s. a. [HKF], [Czi01b], [Czi01a] und [BCK⁺02].).

Das Szenario I/3SFKt beruht auf den gleichen Voraussetzungen wie Szenario **I/2SFKt** mit dem einzigen Unterschied, daß die Kosten für das Solar-Feld noch weiter auf ein Drittel der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) angesetzt werden. Die Kostenreduktion geht also über die schon sehr bald erwartete Kostenhalbierung hinaus (vgl. Fußnote 47), scheint aber relativ realistisch.

Die Stromgestehungskosten sinken nochmals ab, gegenüber dem Grundszenario um 7,4% auf etwa 4,3 €/kWh. Der Strom aus solarthermischen Kraftwerken, der nun gut 31% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet beiträgt, ist mit ebenfalls 3,7 €/kWh nur geringfügig teurer als die mittleren reinen Erzeugungskosten von etwa 3,61 €/kWh. Die Nutzung der Solarthermie ermöglicht über ihre ohnehin schon relativ günstigen Stromgestehungskosten hinaus weitere Einsparung an anderer Stelle, also systemisch positive Effekte. Gegenüber dem Grundszenario sinken die reinen Erzeugungskosten um etwa 18%. Zu einem Teil wird dies durch die Verdrängung eines Drittels des Biomassestroms durch den günstigeren Solarstrom erzielt. Bei der Windstromproduktion findet ebenfalls eine deutliche Reduzierung statt und gleichzeitig werden hier die Kosten durch eine Nutzung besserer Standorte etwas gesenkt. Der Leitungspark ist größer dimensioniert, was den Effekt der günstigeren Produktion abschwächt. Die Jahreserzeugung ist in Szenario **I/3SFKt** mit einem Anstieg von einem Prozent gegenüber dem Grundszenario etwa gleich groß wie im Grundszenario, allerdings steigen die Transportverluste um die Hälfte und dementsprechend sinkt die Überschußproduktion um 40% ab. So sinkt die Effizienz der Stromversorgung geringfügig. Vom Lastmanagement wird etwas weniger, von Pumpspeicherkraftwerken 29% weniger Gebrauch gemacht als im Grundszenario.

Die solarthermischen Kraftwerke werden in Szenario **I/3SFKt** als Ergebnis der Optimierung in den sechs Regionen mit den höchsten Produktionserwartungen vorgesehen (s. Kap. 4.3.1.3 S. 39 ff. z.B. Tab. 4.4 auf Seite 40). In allen Regionen mit solarthermischer Stromproduktion außer Region 15 wird wie in Szenario **I/2SFKt** durch Solarkraftwerke ein Vielfaches des regionalen Stromverbrauchsäquivalents erzeugt. Die Kraftwerks-Nennleistung (NL) ist mit gut 207 GW fast sieben mal so groß ausgelegt wie im Grundszenario die Stromproduktion liegt sogar bei mehr als dem Zwanzigfachen. Die Kraftwerke sind also wesentlich besser ausgelastet. Das wird zum einen durch die Speicher erreicht, die im Mittel mit Kapazitäten für gut 10 VLh ausgelegt sind. Andererseits erlauben die relativ günstigen Spiegelfelder eine sehr große Dimensionierung mit einem Solarvielfachen⁵² von etwa 3,4 als durchschnittlicher Feldauslegung. Bei dieser Auslegung ist in Zeiten mit gutem Strahlungsangebot nicht mehr die gesamte gewinnbare Wärmemenge verwertbar. Deshalb sinkt die flächenspezifische Jahreserzeugung $\frac{EX}{JE}$ deutlich ab, in Region 12 zum Beispiel um ca. 16% und in Region 18 um ca. 15% gegenüber dem Grundszenario (vgl. Tab. 15.5, 15.30 u. 15.19). Gleichzeitig werden dadurch die saisonalen Schwankungen der Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken reduziert und die Auslastung des Kraftwerksteils erhöht. In Region 12 sinken die Kosten für die solarthermische Stromproduktion – bedingt durch die günstigeren Feldkosten und die geänderte Auslegung – auf 3,7 €/kWh. Region 18 wird wie in Szenario **I/2SFKt** die mit ca. 113 GW leistungsstärkste Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken, die bei einer Jahreserzeugung von fast 800 TWh knapp 60% der 1360 TWh insgesamt im Szenariogebiet erzeugten Solarstroms liefert, mit einer ebenfalls sehr leistungsstarken Windenergienutzung (NL = 74 GW, JE = 216 TWh) verbunden. Auf die Regionen 12, 17, 13, 16 und entfallen mit 221 TWh (NL

⁵² Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

= 35 GW), 202 TWh (NL = 33 GW), 86 TWh (NL = 16 GW), 44 TWh (NL = 74 GW) und 6,6 TWh (NL = 1,2 GW) wesentlich kleinere Beiträge.

Gegenüber dem Grundszenario verdrängt die solarthermische Stromerzeugung einen Teil der Windstromerzeugung, die in Szenario **I/3SFkt** mit knapp 1840 TWh um knapp 38% weniger und damit gut 46% der Jahresverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet erzeugt. Damit gehen etwa 78% des zusätzlichen Solarstroms zu "Lasten" der Windstromerzeugung. Diese findet wiederum verstärkt an Standorten mit höherer Jahreserzeugung statt. So wird bis auf Region 13 (mit über 2900 VLh Anlagenauslastung) und Region 2 mit 43 und 90 GW an keinem Standort 2. Wahl Windenergie vorgesehen. Die Tendenz aus Szenario **I/2SFkt** setzt sich hier also fort. Nur in den Regionen 1 bis 5 wird an Standorten 1. Wahl die gleiche Leistung gewählt wie im Grundszenario sonst fällt sie fast überall niedriger aus und summiert sich auf 506 GW. Zusätzliche 71 GW Leistung in den Regionen 6, 10 und 17 kompensieren die Minderleistung anderer Regionen teilweise, wobei der größte vorgesehene Zubau von Windleistung an Standorten 1. Wahl in Szenario **I/3SFkt** gegenüber dem Grundszenario in Region 17 mit gut 43 GW stattfindet. Hier wird die Windenergie komplementär zur Solarthermie eingesetzt. Die durchschnittliche Anlagenauslastung bleibt an Standorten 1. Wahl knapp auf gleicher Höhe, sodaß sie im Mittel über beide Standortkategorien ansteigt und die Windstromkosten gegenüber dem Grundszenario um 4,5% leicht auf knapp 3,6 €/ct/kWh fallen.

Außer Windstrom wird durch den Solarstrom in Szenario **I/3SFkt** auch Stromerzeugung aus Biomasse verdrängt, die mit knapp 522 TWh um knapp 33% weniger und damit gut 13% des Jahresverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet beiträgt. Damit gehen gegenüber dem Grundszenario etwa 20% des zusätzlichen Solarstroms zu "Lasten" der Erzeugung aus Biomasse. Die Biomasse wird nur in den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 10 genutzt, wobei in den Regionen 2, 4 und 8 das Potential nur teilweise zu 76, 14 und 34% erschlossen wird. Im Gegensatz zu Szenario **I/2SFkt** ist die Kraftwerksauslastung in Szenario **I/3SFkt** gegenüber dem Grundszenario kaum verändert (also mit durchschnittlich etwa 4850 VLh nicht wesentlich höher), allerdings kann der zugeordnete Wärmebedarf zu 99% gedeckt werden, was dazu beiträgt die Stromgestehungskosten geringfügig auf 6,4 €/ct/kWh_{el} zu senken.

Die Stromerzeugung im Szenariogebiet ist in Szenario **I/3SFkt** noch weniger diversifiziert als in Szenario **I/2SFkt**. Über die drei Trassen von Region 18 über Region 15, von Region 16 über Region 13 und von Region 17 über Region 14 verlassen 856, 586 und 262 TWh den afrikanischen Kontinent der insgesamt mit etwa 1700 TWh Exportstrom zur Stromversorgung in den verbrauchsstarken nördlichen Regionen beiträgt. Das entspricht fast 72% des gesamten Exportvolumens, das mit knapp 55% des Stromverbrauchsäquivalents deutlich größer ausfällt als im Grundszenario. Die Erzeugung ist also noch stärker auf einige teils sehr verbrauchsschwache Afrikanischen Regionen konzentriert als in Szenario **I/2SFkt**⁵³. Aus den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 10 kommen in Szenario **I/3SFkt** mit 328 TWh weniger als 14% des gesamten Exportstroms, wobei fast alles auf die drei Regionen 2 (168 TWh), 9 (95 TWh) und 1 (63 TWh) entfällt, die sich entweder durch besonders gute Windbedingungen, oder wie Region 2 durch große Speicherwasserkraftwerkskapazitäten und damit gute Backupmöglichkeiten gepaart mit guten Windbedingungen auszeichnen. Die 10 Regionen beziehen fast 90% des Importstroms im Szenariogebiet.

⁵³ Zur Bewertung dieser Konzentration siehe auch Fußnote 51 auf Seite 285.

Das Leitungssystem, das die Transportaufgabe bewerkstelligt, ist mit einer gut 16% größeren Übertragungsleistung als im Grundszenario ausgestattet. Es unterscheidet sich auch sonst – gemäß der verlagerten Stromerzeugung für den Export – deutlich. Insgesamt werden im Szenariogebiet 28,2% der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle zusätzliche 44,4% benötigt. Die im Szenariogebiet vorgesehene Umrichter–Nennleistung steigt dabei nur leicht um 3%, aber auch hier finden teils große regionale Verlagerungen statt.

Das Szenario 2/5SF–2/3SpKt beruht auf den gleichen Voraussetzungen wie Szenario **1/2SFKt** und Szenario **1/3SFKt** mit den zwei Unterschieden, daß vor der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung die Kosten (**Kt**) für das Solar–Feld auf 40% (2/ 5) und die Kosten für die thermischen Speicher (**Sp**) auf (2/ 3) der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) gesetzt wurden. Die Kostenreduktion für das Solar–Feld geht also etwas über die schon sehr bald erwartete Kostenhalbierung hinaus (vgl. Fußnote 47), scheint aber relativ realistisch, die Kostensenkung für die thermischen Speicher scheint andererseits durch neuere Forschungsergebnisse, die schon heute eine Drittelung der Speicherkosten nahelegen⁵⁴, schon deutlich überholt.

Das Szenario **2/5SF–2/3SpKt** ist als Ergebnis der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung dem Szenario **1/3SFKt** sehr ähnlich. Die Stromgestehungskosten liegen ebenfalls um 7,4% niedriger als im Grundszenario bei etwa 4,3 €/ct/ kWh. Der Strom aus solarthermischen Kraftwerken trägt gut 28% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet bei und kostet im Durchschnitt nur 3,6 €/ct/ kWh. Auch die Auswirkungen auf die Windenergie– und Biomassenutzung sowie auf den Leitungspark sind recht ähnlich, sodaß hier nicht auf die Einzelheiten eingegangen werden soll. Eine Besonderheit ist allerdings direkt mit den geringeren Kosten der thermischen Speicher verbunden. Sie führt dazu, daß die Speicher für durchschnittlich 12,6 VLh Kraftwerksbetrieb und damit etwas größer dimensioniert werden. Gleichzeitig liegt das mittlere Solarvielfache mit 3,15 als Konsequenz der Kostenverhältnisse zwischen den Optimierungsergebnissen der Szenarien **1/3SFKt** und **1/2SFKt** mit 3,39 und 2,52. Damit läßt sich ein größerer Teil der gewinnbaren solaren Wärme nutzen als in Szenario **1/3SFKt**, was einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Stromgestehungskosten leistet.

Zusammenfassend läßt sich zu den drei vorgestellten Szenarien **2/5SF–2/3SpKt**, **1/3SFKt** und **1/2SFKt** mit reduzierten Kosten für Komponenten von Parabolrinnenkraftwerken feststellen, daß schon vergleichsweise geringe Absenkungen der Kosten für die Hauptkomponente – des Solar–Feldes – ihre Attraktivität für ein zukünftiges Stromversorgungssystem deutlich steigert. Schon die Kostenreduktionen um 50%, die ab einer weltweiten Installation von etwa 7 GW Parabolrinnenkraftwerksleistung erwartet wird, führt nach Szenario **1/2SFKt** allein im Szenariogebiet im wirtschaftlich optimalen Fall zur Nutzung von 97 GW. Das ist mehr als eine Größenordnung darüber, was wiederum deutliche Kostenreduktionen mehr als wahrscheinlich macht und somit als Begründung für die Realitätsnähe der anderen beiden Szenarien gelten kann, die nochmals deutlich größere Volumina solarer Stromproduktion in Aussicht stellen. Die in Fußnote 54 zitierten For-

⁵⁴ Durch eine Aufteilung des Speichers in drei Einzelspeicher, die jeweils die Wärme für die Vorwärmung, die Verdampfung und die Überhitzung des Arbeitsmediums im Dampfprozeß speichern, und einen angepaßten Be- und Entladevorgang kann die effektive Speicherkapazität bei gleicher Masse an Speichermaterial etwa verdreifacht werden (siehe dazu [LS02]). Das bedeutet gleichzeitig, daß sich die Kosten für den Speicher etwa dritteln und könnte sich zudem günstig auf die Speicherverluste auswirken.

schungsergebnisse zu thermischen Speichern für Solarkraftwerke zeigen, wie sich Kostenreduktionen teilweise auch sehr plötzlich ergeben können. Rechnet man die Drittelung der Speicherkosten, die durch die Forschungsergebnisse nahegelegt wird, in die Ergebnisse der drei Szenarien mit ein, so ergeben sich nochmals deutliche Kostenreduktionen. Ohne die Speichervolumina zu verändern ergeben sich bei den Szenarien **1/2SFKt** und **1/3SFKt** 16% Reduktion der Kosten solarthermischer Stromproduktion, was sich bei Szenario **1/3SFKt** immerhin mit einer Senkung der Gesamtkosten im Szenariogebiet um über 5% auswirkt und die Stromkosten rechnerisch auf 4,07 €/kWh bringt. Berücksichtigt man noch die Effekte der auslegungsbedingten Kostenreduktion, die sich in Szenario **2/5SF–2/3SpKt** schon andeuten, sind auch Stromkosten unter 4 €/kWh gut vorstellbar. Auf jeden Fall eröffnen sich durch relativ geringe Kostensenkungen bei den solarthermischen Kraftwerken wirtschaftlich attraktive Nutzungsmöglichkeiten der großen Solarenergiepotentiale in den sonnenreichen Regionen der Nachbarschaft Europas, was hier als Ergebnis unterstrichen werden soll.

15.2.5.3 Szenarien mit reduzierten Kosten bei der Geothermie:

Wie schon in Kapitel 15.2.4.1 erwähnt, wird die Option der Stromerzeugung aus Hot–Dry–Rock–Geothermie bei Szenarien ohne Transportrestriktionen aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit von der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung bei den gewählten Kostenannahmen nicht genutzt. Deshalb soll hier der Frage nachgegangen werden, welche Auswirkungen eine deutliche Kostenreduktion im Bereich der Geothermie haben würde⁵⁵.

Das Szenario 1/2KtGTh entspricht, mit der Ausnahme, daß geothermische Energie (**GTh**) für die Stromproduktion zur Hälfte der "heutigen" Kosten (**Kt**) zugelassen ist, dem Grundszenario. Für eine Kostenreduktion müßte an verschiedenen Stellen eines Hot–Dry–Rock–Kraftwerks eingespart werden. Einen wesentlicher Kostenfaktor stellen die Bohrungen dar, der aber alleine nicht ausreichen kann um die Kosten zu halbieren (vgl. Fußnoten 71 auf Seite 385 und 74 auf Seite 386). Allerdings wirkt sich eine Erhöhung des erreichbaren Soledurchsatzes durch eine erfolgreichere Stimulation des Rißsystems in ähnlicher Weise aus wie verringerte Bohrkosten. Ein zweiter wesentlicher Kostenanteil wird vom Kraftwerksteil beigesteuert. Hier könnte einerseits eine Verbilligung des Kraftwerks selbst einen Beitrag zur Kostensenkung leisten, eine Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades andererseits würde sich auch kostenmindernd auf die gesamte Anlage auswirken. Gerade hier sollen sich durch die Nutzung des Kalina–Kreislaufs (einem Kraftwerksprozeß mit einem Ammoniak–Wasser–Gemisch als Arbeitsmittel) als Arbeitsprozeß bei geothermischen Kraftwerken Effizienzsteigerungen von bis zu 50% erreichen lassen [PIE01] [ANU98]. Die Wirkungsgradsteigerung ist allerdings vom Temperaturniveau abhängig, bei niedrigen Temperaturen ist sie am

⁵⁵ Die Geothermie wird – bis auf die reduzierten Kosten – behandelt wie in Kapitel 8.3 auf Seite 121 ff. und in Kapitel 18.5 auf Seite 379 beschrieben. Dabei sind die Potentiale gemäß Tabelle 8.2 auf Seite 123 in drei Standortkategorien unterteilt zur Nutzung frei gegeben. Allerdings werden Potentiale mit natürlichen Wärmeflüssen \dot{Q} unter einem GW_{th} nicht in die Optimierung einbezogen.

höchsten⁵⁶. Die verschiedenen Möglichkeiten von Kostenreduktionen bei der Stromerzeugung aus Hot–Dry–Rock–Geothermie lassen eine Halbierung der Kosten möglich erscheinen, auch wenn einschränkend angemerkt werden soll, daß bisher weltweit noch kein solches Kraftwerk realisiert worden ist und diese Form der Stromerzeugung also zumindest einen leicht spekulativen Charakter hat.

Als Ergebnis der Optimierung werden mit 69 TWh_{el} ausschließlich, aber vollständig die geothermischen Potentiale an Standorten 1. Wahl genutzt und damit etwa ein Drittel des zur Auswahl gestellten Gesamtpotentials (s. Tab. 15.32). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Stromversorgung im Szenariogebiet liegen mit 4,61 €/kWh geringfügig um etwa 8‰ unter denen des Grundszenarios. Da die Geothermie einerseits nur gut 1,6% zur Stromerzeugung beiträgt und ihr Strom andererseits mit durchschnittlichen Erzeugungskosten von knapp 5,1 €/kWh etwa 20% über den durchschnittlichen Kosten der reinen Erzeugung aller Kraftwerke liegt, die wiederum geringfügig über denen des Grundszenarios liegen, müssen systemische Vorteile vorliegen. Daß die Stromversorgung etwas günstiger ist, liegt zum größten Teil daran, daß die Stromversorgung etwas effizienter wird. Den größten Anteil hat dabei die Absenkung der Produktion um 29 TWh , die sich auch in einer mit etwa 25 TWh fast ebenso großen Reduktion der Überschußproduktion widerspiegelt und in Transportverlusten, die um ca. 4 TWh geringer ausfallen als im Grundszenario. Auch ein etwas geringerer Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und die damit verringerten Verluste tragen noch einen geringfügigen Anteil zur Effizienzsteigerung bei. Die Nutzung der Geothermie erschließt also über ihr Stromerzeugungsvolumen hinaus Einsparungsmöglichkeiten bei der Erzeugung. Zudem kann sie tendenziell näher am Verbrauch stattfinden, weshalb auch des HGÜ–System etwas kleiner und damit kostengünstiger ausfallen kann. Vom Lastmanagement, also der verspäteten Deckung des momentanen Stromverbrauchs zu einem anderen Zeitpunkt, wird geringfügig mehr Gebrauch gemacht. Darüber hinaus werden durch die geothermische Erzeugung und die Effizienzsteigerung gut 16 TWh oder etwa 25% der solarthermischen Erzeugung verdrängt, die in Szenario **1/2KtGTh** etwa doppelt so teuer ist wie der Geothermiestrom und einen Anteil von gut 1,1% zur Stromerzeugung beiträgt. An einigen weniger guten also relativ teuren Standorten und an einigen teils sehr guten Standorten, die wesentliche Anteile für den Export produzieren, geht die Stromproduktion aus Windenergie mit insgesamt gut 81 TWh um etwa 3% leicht zurück und trägt noch gut 64% zur Stromerzeugung im Szenariogebiet bei. Die mittlere Auslastung der Windkraftanlagen bleibt durch die beiden gegenläufigen Tendenzen praktisch unverändert.

Wie Tabelle 15.32 zu entnehmen ist, wird das geothermische Potential an allen Standorten 1. Wahl, an denen es zur Stromerzeugung vorgesehen wird, vollständig genutzt (JE = ME). Das legt den Schluß nahe, daß auch größere Potentiale genutzt werden würden. Allerdings scheinen die Kosten nicht wesentlich höher liegen zu dürfen, als an den ausgewählten Standorten, da auf die Nutzung

⁵⁶ Der Vergleich mit einem handelsüblichen wassergekühlten Dampfprozess, der mit einem organischen Arbeitsmittel arbeitet, zeigt für einen luftgekühlten Kalinaprozeß bei ca. 115°C Kraftwerkseinlaßtemperatur einen mehr als 80% höheren Wirkungsgrad, bei 145°C beträgt der relative Unterschied nur noch etwa 35% (Die Datengrundlage für den Vergleich stammen aus [Rüs02]). Die beiden Prozesse sind nur bedingt vergleichbar, da ein luftgekühlter Prozeß bei gleichen Temperaturen immer schlechtere Wirkungsgrade hat als ein wassergekühlter. Allerdings ist die Auswirkung der Kühlart beim Kalinaprozeß prinzipbedingt geringer als bei einem Dampfprozess. Trotz der Wahl einer ungünstigeren Kühlung ist der Kalinaprozeß dem Dampfprozeß also deutlich überlegen. Selbst gegenüber herkömmlichen fossil gefeuerten Kraftwerken (also bei relativ hohen Prozeßtemperaturen) werden noch Wirkungsgradsteigerungen bis zu 20% erwartet [EXE] (s.a. [Mar]). Entwicklungen wie der Kalinaprozeß erlauben damit die Hoffnung auf wesentliche Kostenreduktionen bei der geothermischen Stromerzeugung (s.a. [EXE]).

an Standorten 2. Wahl und 3. Wahl vollständig verzichtet wurde. Die Kraftwerke wurden so ausgelegt und "betrieben", daß ihre Auslastung (AL) in allen Regionen im Bereich von grob $\pm 300 \text{ VLh}$ um den Mittelwert von ca. 6300 VLh liegen. Hier ist im Szenario ohne Transportrestriktionen bei der in Szenario **1/2KtGTh** vorliegenden Knappheit geothermischer Potentiale ein weitgehend einheitliches Optimum, das zur Minimierung der Gesamtkosten für die Stromversorgung führt. Die Kraftwerke erfüllen dabei auch Backupaufgaben und werden damit nicht zur Minimierung ihrer Stromerzeugungskosten (SK) ausgelegt. Die Kraftwerksauslegung und –auslastung unterscheiden sich darin regional deutlich von der, die in Szenario **0Tr+GTh** gewählt wird, wo das "Transportverbot" zur Anpassung an die regionalen Besonderheiten zwingt (vgl. Tab. 15.21 auf Seite 260).

Tabelle 15.32: Auslegung, Nutzung und Kosten der Hot–Dry–Rock–Geothermie an allen Standorten 1. Wahl in Szenario **1/2KtGTh** (Von der Kraftwerkseinsatz- und Auswahlplanung wurden HDR–Kraftwerke ausschließlich an Standorten 1. Wahl vorgesehen.)

Region		4	5	6	7	8	9	10	11	12	18	19
JE	[TWh]	1,62	4,89	1,17	6,84	2,37	1,26	5,46	4,23	23,73	7,47	9,78
ME	[TWh]	1,62	4,89	1,17	6,84	2,37	1,26	5,46	4,23	23,73	7,47	9,78
NL	[GW]	0,25	0,75	0,18	1,05	0,37	0,21	0,87	0,68	3,73	1	2
ZL	[GW]	0,03	0,08	0,02	0,12	0,04	0,02	0,10	0,08	0,42	0,1	0,2
AL	[VLh]	6532	6521	6560	6530	6353	6078	6300	6245	6365	5967	6082
GK	[Mio. €]	91	281	62	343	137	81	315	198	1041	402	535
SK	[€ct/ kWh]	5,6	5,8	5,3	5,0	5,8	6,4	5,8	4,7	4,4	5,4	5,5

JE Jahres–Erzeugung, ME Maximal–Erzeugung zugelassen, ZL installierte Zusatz–Leistung, NL installierte Nenn–Leistung (inkl. ZL), AL Aus–Lastung, GK jährliche Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten

Aufgrund des geringen Beitrags, den die Geothermie in Szenario **1/2KtGTh** zur Stromversorgung leistet, treten gegenüber dem Grundszenario keine größeren Veränderungen des Stromversorgungssystems auf, weshalb an dieser Stelle nicht weiter auf die Spezifika der Stromversorgung im Bereich der Windenergie, Biomassenutzung, der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken und der Wasserkraft eingegangen werden soll und statt dessen auf die Details im Grundszenario verwiesen wird.

Das Szenario 1/2KtGTh10*ME entspricht bis auf eine Verzehnfachung der Potentiale (der Maximal–Erzeugung ME) geothermischer Stromerzeugung dem gerade besprochenen Szenario **1/2KtGTh**. Dabei werden die gleichen Standorte in die Optimierung einbezogen, allerdings wird – wie in Szenario **0Tr+GTh10*ME** – die streng konservative Beschränkung auf die ausschließliche Nutzung des natürlichen Wärmeflusses der zur Auswahl stehenden Flächen aufgegeben und willkürlich eine 10 mal so hohe Nutzung zugelassen⁵⁷. Damit ist der maximale Beitrag, den die Geothermie leisten könnte, – bei Nutzung aller Standortkategorien – auf 2120 TWh_{el}, oder gut 53,3% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet begrenzt.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Stromversorgung im Szenariogebiet liegen mit 4,36 €ct/ kWh um 6,2% unter denen des Grundszenarios. Als Ergebnis der Optimierung wird

⁵⁷ Siehe auch Fußnote 30 auf Seite 260.

mit jährlich etwa 688 TWh_{el} insgesamt etwa ein Drittel der Geothermie ausschließlich an Standorten 1. Wahl zur Nutzung vorgesehen, deren zur Verfügung gestelltes Potential somit vollständig erschlossen ist (s. Tab. 15.33). Insgesamt trägt der Geothermiestrom etwa 16,4% zur gesamten Stromerzeugung im Szenariogebiet bei. Die Relation zwischen dem Volumen geothermischer Stromerzeugung und der Kostenreduktion gegenüber dem Grundszenario ist angesichts der Tatsache, daß der aus Geothermie gewonnene Strom rechnerisch mit 4,34 €/kWh etwas teurer ist als der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten mit 4,2 €/kWh oder nur sehr geringfügig billiger als diese mit 4,4 €/kWh im Grundszenario, wieder relativ groß. Bei Szenario **I/2KtGTh10*ME** stehen 16,4% der Stromerzeugung einer Kostenreduktion von 6,2% gegenüber. Die Nutzung der Geothermie hat also wieder systemisch positive Auswirkungen. Daß die Stromversorgung günstiger ist, liegt zum größten Teil daran, daß die Stromversorgung effizienter wird. Einen wichtigen Anteil hat dabei wieder die Absenkung der Produktion um 134 TWh oder gut 3%, die sich auch in einer mit etwa 112 TWh fast ebenso großen Reduktion der Überschußproduktion widerspiegelt und in Transportverlusten, die um ca. 22 TWh geringer ausfallen als im Grundszenario. Auch ein etwas geringerer Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und die damit verringerten Verluste tragen noch einen geringfügigen Anteil zur Effizienzsteigerung bei. Die Nutzung der Geothermie erschließt also über ihr Stromerzeugungsvolumen hinaus Einsparungsmöglichkeiten bei der Erzeugung. Zudem kann sie tendenziell näher am Verbrauch stattfinden, weshalb auch das HGÜ-System deutlich kleiner und damit kostengünstiger ausfallen kann. Die Kosten der reinen Produktion liegen im Durchschnitt des gesamten Versorgungsgebiets mit knapp 3,9 €/kWh etwa 2,6% niedriger als im Grundszenario. Die Verringerung der Produktion trägt zur Kostensenkung gegenüber dem Grundszenario gut zwei Fünftel bei, die Reduzierung der Produktionskosten knapp zwei Fünftel und die Verkleinerung des Übertragungssystems weniger als ein Fünftel. Vom Lastmanagement, also der verspäteten Deckung des momentanen Stromverbrauchs zu einem anderen Zeitpunkt wird geringfügig weniger Gebrauch gemacht.

Wie Tabelle 15.33 zu entnehmen ist, wird das Geothermische Potential an allen Standorten 1. Wahl vollständig genutzt (JE = ME). Das legt den Schluß nahe, daß selbst bei dem jetzt in 10-facher Höhe angesetzten Potential die wirtschaftliche Obergrenze der Nutzung noch nicht erreicht ist und belegt die Vermutung, daß wesentlich größere Potentiale als in Szenario **I/2KtGTh10*ME** zur Auswahl gestellt zur Nutzung vorgesehen würden. Ebenfalls wird die Annahme bestätigt, daß die Kosten nicht wesentlich höher liegen zu dürfen, als an den ausgewählten Standorten. Die Erzeugungskosten des Geothermiestroms variieren von Region zu Region zwischen 3,9 und 5,4 €/kWh (vgl. Tab. 15.33). Auslastung und Betrieb der Kraftwerke sind so gewählt, daß sie mit Durchschnittlich gut 7300 VLh weitgehend als Grundlastkraftwerke fungieren und nahe dem Kostenminimum betrieben werden. Die maximale Auslastung liegt in Region 10 mit 7624 VLh vor, die minimale mit 7069 VLh in Region 7, sie differieren also nur wenig. Deshalb spiegeln die Erzeugungskosten auch weitgehend die Standortgüten wieder (vgl. **KF** in Tab. 8.2 auf Seite 123).

Die im Szenariogebiet installierte WKA-Leistung liegt mit 768 GW bei Szenario **I/2KtGTh10*ME** um 269 GW oder 2% niedriger als im Grundszenario. Sie deckt aber im Verhältnis zur Leistungsreduktion mit knapp 54% einen überproportional großen Teil des Stromverbrauchsäquivalents ab, da die mittlere Anlagenauslastung mit 2796 VLh um 2% höher liegt. Der Leistungsabbau gegenüber dem Ergebnis des Grundszenarios findet einerseits an einigen weniger guten also relativ teuren Standorten statt, wie Standorten 1. Wahl in den Regionen 11 und 8 mit 37

Tabelle 15.33: Auslegung, Nutzung und Kosten der Hot–Dry–Rock–Geothermie an allen Standorten 1. Wahl in Szenario *I/2KtGTh10*ME* (Von der Kraftwerkseinsatz- und Auswahlplanung wurden HDR–Kraftwerke ausschließlich an Standorten 1. Wahl vorgesehen).

Region		4	5	6	7	8	9	10	11	12	18	19
JE	[TWh]	16,2	48,9	11,7	68,4	23,7	12,6	54,6	42,3	237,3	74,7	97,8
ME	[TWh]	16,2	48,9	11,7	68,4	23,7	12,6	54,6	42,3	237,3	74,7	97,8
NL	[GW]	2,1	6,7	1,6	9,7	3,3	1,8	7,2	5,8	32,8	10,1	13,0
ZL	[GW]	0,2	0,7	0,2	1,1	0,4	0,2	0,8	0,7	3,7	1,1	1,5
AL	[VLh]	7605	7334	7112	7069	7092	7182	7624	7235	7231	7395	7503
GK	[Mio. €]	785	2500	569	3167	1223	682	2606	1713	9165	3246	4336
SK	[€/kWh]	4,8	5,1	4,9	4,6	5,2	5,4	4,8	4,1	3,9	4,3	4,4

JE Jahres–Erzeugung, ME Maximal–Erzeugung zugelassen, ZL installierte Zusatz–Leistung, NL installierte Nenn–Leistung (inkl. ZL), AL Aus–Lastung, GK jährliche Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten

und 8 GW (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224) oder an Standorten 2. Wahl in den Regionen 10, 5 und 2 mit 65, 27 und 8 GW (vgl. Tab. 15.3 auf Seite 225). Auch an einigen teils sehr guten Standorten, die wesentliche Anteile für den Export produzieren geht die zur Installation vorgesehene Leistung deutlich zurück. Davon sind beispielsweise Standorte 1. Wahl in den Regionen 16, 18 und 9 mit Leistungen von 61, 52 und 31 GW betroffen. Womit der durch die geothermische Erzeugung größeren regionalen Produktion und dem damit gesunkenen interregionalen Stromhandel Rechnung getragen wird. Nur in den zwei Regionen 10 und 14 findet mit 31 und 8 GW ein Zubau von WKA–Leistung an Standorten 1. Wahl statt. In beiden Fällen wird dadurch aber nur ein Teil des Abbaus von 65 und 10 GW an Standorten 2. Wahl kompensiert. Es scheint demnach in Szenario *I/2KtGTh10*ME* wichtiger zu sein auf eine hohe Anlagenauslastung der WKA und damit niedrigere Erzeugungskosten zu optimieren, als auf eine gleichmäßige Stromversorgung⁵⁸. Das bedeutet, daß der gewählte Einsatz von geothermischer Stromerzeugung über die Reduzierung von Überschüssen hinaus dabei auch noch den Ausgleich für tendenziell stärker schwankende Windstromerzeugung bewältigen kann und auch dadurch die Kosten der Stromerzeugung senkt.

In den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 10 wird das zur Nutzung freigegebene Biomassepotential auch in Szenario *I/2KtGTh10*ME* vollständig genutzt. In Region 11 wird auf ein Viertel der Stromproduktion aus Biomasse verzichtet (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226), was durch die geothermische Erzeugung mehr als ausgeglichen wird. In den Regionen 12 bis 15 findet bei der verbilligten Geothermie wie ohnehin in den Regionen 16 bis 18 keine Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung statt. In Region 19 wird die Biomasse weiterhin in vollem Umfang genutzt, obwohl hier sowohl das geothermische Potential als auch die Windstandorte 1. Wahl vollständig ausgeschöpft werden und damit fast das 31–fache des regionale Stromverbrauchs für den Export produziert wird. Insgesamt reduziert sich die Stromproduktion aus Biomasse gegenüber dem Grundszenario um knapp 63 TWh oder etwa 8%. Bei Auslegung der Biomassekraftwerke und ihrer Auslastung mit durchschnittlich gut 4900 VLh ergeben sich keine wesentlichen Veränderungen, sie werden also weiterhin zu Backupaufgaben wie zur Abdeckung des zugeordneten Wärmebedarfs heran gezo-

⁵⁸ Bis auf die Auslastung von 3218 VLh an Standorten 1. Wahl können die Anlagenauslastungen in den Tabellen 15.2 auf Seite 224 und 15.3 auf Seite 225 entnommen werden. Die Gleichmäßigkeit der Erzeugung läßt sich anhand des Parameters $\sigma^*/\bar{\sigma}$ in Tabelle 5.5 auf Seite 76 abschätzen.

gen, die mit 99% fast vollständig bei der Biomasseverstromung übernommen wird (vgl. $\frac{WA}{WB}$ in Tab. 15.4 auf Seite 226). Die Erzeugung aus Biomasse ist durch die geringfügig höhere Auslastung und Wärmebedarfsdeckung etwas billiger als im Grundszenario, was sich in einem etwa zur Jahreserzeugung proportionalen Anteil an den verringerten spezifischen Produktionskosten niederschlägt.

Auf die solarthermische Erzeugung, die im Grundszenario gut 65 TWh zur Stromerzeugung beitragen sollte, wird in Szenario **I/2KtGTh10*ME** vollständig verzichtet, was einen weiteren Anteil der Kostensenkung im Produktionssektor nach sich zieht. Der Verzicht auf die solarthermische Erzeugung ist relativ gut zu verstehen, wenn man berücksichtigt, daß der wichtigste Standort für die solarthermische Stromerzeugung in Region 12 war, wo jetzt eine wesentlich billigere geothermische Erzeugung sehr viel größeren Volumens vorgesehen ist (vgl. JE in Tabellen 15.5 auf Seite 227 und 15.33 auf der vorherigen Seite) und die anderen Regionen mit solarthermischer Erzeugung weitgehend für den Export produziert haben, der bei einer Halbierung der Kosten geothermischer Stromerzeugung wesentlich billiger durch diese ersetzt werden kann (vgl. Tabellen 15.5 auf Seite 227 und 15.1 auf Seite 223).

Das Leitungssystem, das in Szenario **I/2KtGTh10*ME** die Transportaufgaben bewerkstelligt ist mit einer knapp 18% kleineren Übertragungsleistung als im Grundszenario ausgestattet. Die im Szenariogebiet vorgesehene Umrichter–Nennleistung sinkt um 14%, also etwas weniger als die Leitungskapazität. Die regionale Erzeugung aus geothermischen Kraftwerken ermöglicht diese Einsparungen. Insgesamt werden im Szenariogebiet 23,8% der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle zusätzliche 6,2% benötigt. Die größten Einsparungen treten zwischen den drei südlichsten Afrikanischen Regionen 16, 17 sowie 18 und ihren Nachbarn sowie in geringerem Maße auch zwischen diesen Regionen selbst auf. Sie machen über die Hälfte der Gesamtreduktion aus. Die größte Leitungskapazität besteht noch immer zwischen Marokko und Spanien (in den Regionen 13 und 8), ist aber mit 105 GW deutlich kleiner dimensioniert als im Grundszenario (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Der größte Zubau findet erwartungsgemäß zur Verwertung der regional nur teilweise möglichen Nutzung geothermischer Erzeugung von Region 12 Richtung Norden und von Region 19 Richtung Süden statt. Die Auslastung des Leitungssystems ist um 7% höher als im Grundszenario, die der Umrichter ist mit über 5000 Vlh sogar um 10% höher. Die gesteigerte Ausnutzung des Übertragungssystems gemeinsam mit der reduzierten Leistung erschließen den oben genannten Anteil an der Reduktion der Gesamtkosten im Versorgungsgebiet.

Wenn man alle zu Backupaufgaben geeigneten Kraftwerksleistungen inklusive der Leistungen geothermischer Kraftwerke summiert, ergibt sich im gesamten Szenariogebiet eine etwa 12% größere Kapazität als im Grundszenario, die einer um 26% geringeren Leistung kurzfristig schwankender Erzeugung aus Windenergie gegenübersteht⁵⁹. Dieser Tatsache sind in Szenario **I/2KtGTh10*ME** letztlich die meisten Einsparungen gegenüber dem Grundszenario zu verdanken. Der wirtschaftliche Effekt ist allerdings so klein, daß er sich erst bei den hier angenommenen relativ niedrigen Kosten geothermischer Stromproduktion erschließen läßt, da sonst eine Diversifizierung der Erzeugung zu größeren Einsparung führt. Der Effekt kann darüber hinaus nur dann nennenswerte Ausmaße annehmen, wenn man von der streng regenerativen Nutzung der geothermischen Potentiale absieht und eine Ausbeutung über den natürlichen Wärme fluß in den zur Nutzung vorgesehenen Gebieten

⁵⁹ Vergleiche hierzu auch den Text zu Backupkapazitäten auf Seite 229.

hinaus erlaubt.

Wenn nennenswerte Anteile der geförderten geothermischen Wärme, die nicht für die Stromerzeugung genutzt werden kann, oder bei einem relativ kleinen Verzicht auf Teile der Stromproduktion zusätzlich zur Verfügung stünde, für den Wärmeverkauf z.B. zu Heizzwecken eingesetzt würden, könnten damit indirekt auch die Stromgesamtkosten gesenkt werden⁶⁰. Diese Möglichkeit sollte in dicht besiedelten Gebieten oft bestehen, ist aber in den Szenarien nicht berücksichtigt. Durch die Anrechnung von Einnahmen aus dem Wärmeverkauf könnte die Schwelle zum wirtschaftlichen Einsatz der Geothermie schon bei geringeren Kostenabsenkungen erreicht werden.

15.2.5.4 Szenario mit reduzierten Kosten für offshore Windenergie

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung von Kostenreduktionen bei der offshore Windenergie untersucht. Die Nutzung der offshore Windenergie steht heute noch in den Anfängen, daher sind die heutigen Kosten zum einen noch mit einiger Unsicherheit behaftet, andererseits kann ihr aber eine schnellere Kostenreduktion zugetraut werden als der Windenergienutzung an Land. Dazu zeichnen sich Möglichkeiten bei verschiedenen Komponenten und im Gesamtkonzept ab⁶¹. Die Offshore Windenergie wurde im Grundszenario von der Optimierung nicht vorgesehen aber in Szenario **182dSz** für zwei Regionen und auch in Szenario **365dSz** ausgewählt, was darauf schließen läßt, daß ihre Kosten im Grenzbereich der Wirtschaftlichkeit liegen (s.a. Text auf Seite 234).

⁶⁰ Im Geothermieprojekt "Deep Heat Mining in Basel" wird deshalb neben der Erzeugung von 3 MW_{el} die Wärmeeinspeisung von 20 MW_{th} in ein vorhandenes Nahwärmenetz als wirtschaftlichere Variante vorgesehen, anstatt lediglich 4 MW_{el} und sonst nicht weiter verwendbare Abwärme zu produzieren [Här02] [Här].

⁶¹ Beispielsweise werden von einer Vergrößerung der Windkraftanlagen weitere Kostenreduktionen für die WKA erwartet (s.a. [Mil00]). So läßt sich z.B. aus den bisherigen Entwicklungen ein langfristiger Trend ableiten, der einem Übergang von WKA mit 80 m Rotordurchmesser auf Anlagen mit über 100 m eine Kostenreduktion von 10 bis 15% erwarten läßt [Mol02]. Mit größer werdender Leistung der Einzelanlagen sinken zudem die Kosten für die Verkabelung innerhalb des Windparks. Gleichzeitig fallen mit der Vergrößerung der WKA auch die Betriebskosten deutlich (s.a. [DEH⁺02]). Ein weiterer Ansatzpunkt, der wegen der Geräuscentwicklung, die mit der sechsten Potenz der Blattspitzengeschwindigkeit zunimmt, nur für Standorte gewählt werden kann, an denen die Lautstärke von weniger großer Bedeutung ist (z.B. offshore), wäre eine Erhöhung der Rotationsfrequenz, die sich umgekehrt proportional auf das zu übertragende Rotordrehmoment auswirkt [Mol02]. Das würde einen leichteren und damit billigeren Bau von Windkraftanlagen erlauben und sich auch auf Turm und Fundament auswirken. Ein dritter Ansatzpunkt liegt bei der Größe des Übertragungssystems. Der Unterschied zwischen zwei sonst vergleichbaren HGÜ-Systemen zur Anbindung von Offshorwindparks mit 500 bzw. 2000 MW wird für ein Beispiel in [PB 98] mit etwa 25% geringeren leistungsspezifischen Kosten für das größere System angegeben. Ein vierter Ansatzpunkt liegt bei der Fundamentierung der WKA. Dabei werden für größere Wassertiefen alternativ zu den Monopile- und Tripot-Fundamenten (s.a. [Kro98] od. [LRW02]) verschiedene Konzepte verfolgt, die Kostenreduzierungen erlauben sollen. Beispielsweise wird von "Thales Geosolutions" ein Konzept mit einem dreiseitig abgespannten Einzelmast vorgeschlagen, das auch in Wassertiefen von mehr als 100 m anwendbar sein soll [Tha01]. Ein neues kombiniertes Turm- und Fundamentkonzept gekoppelt mit einem innovativen Installationssystem soll nach Aussagen der Firma "Smart Tower" einer Tochter von "KEMA", die Kosten von Offshorewindparks für eine Wassertiefe von etwa 20 m um mehr als 15% reduzieren [Vri01]. Für größere Wassertiefen steigen bei diesem Konzept die relativen Einsparungen. Wie diese kurze Liste von Kostensenkungsmaßnahmen, die vornehmlich oder ausschließlich in der Offshorewindenergie genutzt werden können, zeigt, gibt es gute Gründe anzunehmen, daß noch große Einsparungspotentiale ausgeschöpft werden können und sich so relative Einsparungen gegenüber anderen erneuerbaren Energien erschließen lassen. Ob die Kostensenkung gegenüber heutigen Annahmen, wie im folgenden Szenario **2/3OWKt** angenommen, ein Drittel der Investitionskosten ausmachen kann ist aber nur mit einiger Unsicherheit zu prognostizieren.

Das Szenario 2/3OWKt entspricht in den Grundvoraussetzung vollständig dem Grundszenario, mit dem Unterschied, daß die Kosten (**Kt**) für das Offshore–Windenergie (**OW**) mit zwei Dritteln der heutigen Kosten (der Kosten im Grundszenario) angesetzt werden. Mit ihm als einzigem Szenario mit reduzierten Kosten für Windenergie im Offshorebereich werden die möglichen Konsequenzen für eine potentielle zukünftige Stromversorgung zu untersuchen.

Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um knapp 2,2% auf etwa 4,54 €/kWh ab. Der Strom aus der Offshore–Windenergie, der knapp 19% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet beiträgt, ist mit durchschnittlich 3,43 €/kWh billiger als die mittleren reinen Erzeugungskosten von etwa 3,91 €/kWh. Gegenüber dem Grundszenario sinken die reinen Erzeugungskosten um gut 1,5%, was bedeutet, daß weitere Vorteile durch die Nutzung der Windpotentiale offshore zum Tragen kommen müssen. Diese liegen fast ausschließlich im Bereich der Energieübertragung, die mit gut 9% geringerer Umrichterleistung und 10% geringerer Leitungskapazität auskommt, wobei die Kosteneinsparung für die Leitungen sogar bei 15% liegt. Entsprechend sinkt auch der Stromtransport um ca. 12% und die daraus resultierenden Verluste sogar um 17% ab. Das Erzeugungsvolumen bleibt bis auf leichte Erhöhungen im Promillebereich weitgehend unverändert, was bei den gleichzeitig verringerten Transportverlusten zu einer Verlagerung der Ineffizienz führen muß und sich in einer um etwa ein Viertel größeren Überschußproduktion äußert. Weitgehend unverändert bleibt auch die Biomassenutzung, wo sich weder die Jahreserzeugung ändert noch – bis auf relativ kleinere regionale Änderungen – die Kraftwerksleistung und –auslastung sowie der Anteil des gedeckten Wärmebedarfs und somit auch die Kosten. Außer im Bereich der Windenergienutzung und des Stromtransports ergeben sich die einzigen deutlichen Veränderungen bei der Nutzung der Solarthermie, die in Szenario **2/3OWKt** etwas mehr und in leicht veränderter Kraftwerkszusammenstellung sowie veränderter regionaler Verteilung genutzt wird.

Die Offshorewindenergie wird ausschließlich in den drei verbrauchsstarken Regionen 1, 5 und 6 mit insgesamt 231 GW Nennleistung genutzt (vgl. Tab. 15.34). Die Erzeugung aus Windenergie bleibt insgesamt gleich wie im Grundszenario, was eine geringere Leistung an Landstandorten mit sich bringt. Dabei sind zwei Tendenzen zu beobachten. Einerseits werden an Standorten mit geringerer Windhöflichkeit weniger WKA errichtet, andererseits wird die Nutzung an einigen weiter von den verbrauchsstarken Regionen entfernten Standorten gegenüber dem Grundszenario eingeschränkt. Region 6, die von den drei Regionen die geringsten installierten Leistungen an Offshorestandorten aufweist, kann ihre Importabhängigkeit von annähernd 84% im Grundszenario auf etwa 62% in Szenario **2/3OWKt** verringern und produziert weiterhin keine Überschüsse und auch nicht für den Stromexport (vgl. Tab. 15.1 auf Seite 223).

Durch die Offshorewindenergie wird Region 1 zum Nettoexporteur und importiert nur noch ca. 10% ihres Strombedarfs, produziert aber trotz eingeschränkter Nutzung der Windstandorte an Land (vgl. Tab. 15.35 und Tab. 15.2 auf Seite 224) Überschüsse in gleicher Größenordnung (vgl. Tab. 15.1 auf Seite 223). In Region 5 wird an Standorten 1. Wahl auf die Stromerzeugung aus Windenergie verzichtet (vgl. Tab. 15.36 und Tab. 15.3 auf Seite 225), dennoch reduziert sich in Szenario **2/3OWKt** durch die Nutzung der Offshorewindenergie der Importanteil von knapp 42% im Grundszenario auf ungefähr ein Viertel des regionalen Stromverbrauchs und wird durch Exporte netto auf gut 15% verringert (vgl. Tab. 15.1 auf Seite 223).

Die größten Leistungsreduktionen an Standorten 1. Wahl finden gegenüber dem Grundszenario in den beiden Randregionen 16 und 9 mit etwa 65 und 54 GW statt (vgl. Tab. 15.35 und Tab. 15.2 S.

Tabelle 15.34: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an offshore Standorten in Szenario 2/3OWKt

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	113	0	0	–	89	29	–	–	0	0	–	–	0	–	–	0	–	–	0
ML	[GW]	235	148	107	–	191	174	–	–	305	220	–	–	54	–	–	39	–	–	41
AB	[%]	48	0	0	–	47	17	–	–	0	0	–	–	0	–	–	0	–	–	0
JE	[TWh]	394	–	–	–	309	110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
AL	[VLh]	3504	–	–	–	3455	3786	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
GK	[Mio. €/a]	13555	–	–	–	10787	3524	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SK	[€ct/kWh]	3,4	–	–	–	3,5	3,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau $AB = NL / ML$,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

224), womit sich die Jahreserzeugung an diesen Standorten um 71 und 30% reduziert. In beiden Fällen handelt es sich um sehr windhöfliche aber entlegene Potentiale, wie auch die Standorte 1. Wahl in Region 19, die ebenfalls in wesentlich geringerem Umfang genutzt werden. Sie fallen der verbrauchsnahen Offshorewindenergie zum "Opfer". In den Regionen 3, 8 und 11 herrschen eher schlechtere Windbedingungen, weshalb hier die Kostensenkung der ausschlaggebende Aspekt für die Leistungsreduzierung zu sein scheint. Bis auf kleine Leistungszuwächse in Region 18, wo das entsprechende Potential vollständig erschlossen wird findet ein Zubau an Standorten 1. Wahl mit immerhin 31 GW ausschließlich in Region 14 statt, deren Erträge sich im Mittelfeld der Regionen bewegen. Insgesamt reduziert sich die Windenergienutzung an Standorten 1. Wahl um 24% der Nennleistung sowie der Jahreserzeugung. Das bedeutet, daß sich die Auswirkungen der gegenläufigen Tendenzen gerade ausgleichen.

Tabelle 15.35: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 1. Wahl in Szenario 2/3OWKt

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	58	24	21	11	12	0	0	0	126	0	23	0	121	33	0	27	1	105	2,4
ML	[GW]	83	24	43	11	12	28	4	16	339	213	216	505	121	172	69	105	142	105	12
AB	[%]	70	100	49	100	100	–	–	–	37	–	11	–	100	19	–	25	1	100	20
JE	[TWh]	179	67	48	21	36	–	–	–	401	–	45	–	385	83	–	81	2	308	7
AL	[VLh]	3070	2796	2257	1873	3017	–	–	–	3178	–	1970	–	3179	2551	–	3033	2749	2934	3034
GK	[Mio. €/a]	5892	2433	2148	1122	1214	–	–	–	13572	–	2322	–	12262	3359	–	2762	86	10635	242
SK	[€ct/kWh]	3,3	3,6	4,5	5,4	3,4	–	–	–	3,4	–	5,2	–	3,2	4,0	–	3,4	3,7	3,5	3,3

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau $AB = NL / ML$,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

An Standorten 2. Wahl sinkt die Nennleistung gegenüber dem Grundszenario um 43% und die Jahreserzeugung leicht überproportional um 45%. In den Regionen 2, 4 und 5 wird vollkommen auf die Nutzung ertragsschwächerer Standorte verzichtet (vgl. Tab. 15.35 und Tab. 15.2 auf Seite 224). Aber die Reduktion um 30 GW an den relativ guten Standorten in Region 13 und der Zubau von 9 GW in Region 10 überkompensieren die so erreichte relative Erhöhung der Auslastung. Deshalb können auch die 16 GW zusätzlicher WKA-Leistung an den guten Standorten 2. Wahl in Region

18 die durchschnittliche Auslastung nicht auf das Niveau des Grundszenarios bringen.

Tabelle 15.36: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 2. Wahl in Szenario **2/3OWKt**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	–	0	0	0	0	–	–	0	0	127	–	–	8	20	0	0	0	16	0
ML	[GW]	–	84	166	13	50	–	–	21	350	647	–	–	376	201	268	486	214	245	16
AB	[%]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	–	–	2	10	–	–	–	6	–
JE	[TWh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	256	–	–	23	50	–	–	–	44	–
AL	[VLh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2020	–	–	2905	2435	–	–	–	2761	–
GK	[Mio. €/a]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	13113	–	–	815	2065	–	–	–	1597	–
SK	[€/kWh]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,1	–	–	3,6	4,1	–	–	–	3,7	–

NL installierte Nenn–Leistung, ML Maximalnenn–Leistung zugelassen, AB Ausbau $AB = NL / ML$,

JE Jahres–Erzeugung, GK jährliche Gesamt–Kosten, SK Strom–Kosten

Wie oben erwähnt finden in Szenario **2/3OWKt** als Ergebnis der Optimierung auch im Bereich der solarthermischen Stromerzeugung erwähnenswerte Veränderungen gegenüber dem Grundszenario statt. Der Ausbau der WKA–Leistung an allen Landstandorten in Region 18 fällt dort bei den solarthermischen Kraftwerken mit einer Leistungssteigerung um 5,4 GW und einer leicht unterproportionalen Steigerung der dortigen Jahresproduktion zusammen (vgl. Tab. 15.5 auf Seite 227). Auch in Region 15 wird jetzt mit insgesamt 3,2 TWh etwas Solarstrom produziert und in Region 12 erfährt die Solarthermie im Gegensatz zu den Regionen 13 und 16 einen Ausbau. Insgesamt erhöht sich die Kraftwerksleistung stärker als die Jahreserzeugung, auch wenn die regionalen Auslastungsunterschiede sich verringern. Das bedeutet, daß die Kraftwerke verstärkt für Backup– oder Ausgleichszwecke z.B. in Kombination mit Windkraft eingesetzt werden.

In Szenario **2/3OWKt** verringert sich im Verhältnis zum Grundszenario die Leitungskapazität sowie die Kapazität der Umrichter als auch die relative Auslastung des Übertragungssystems. Im Szenariogebiet werden 28,3% der Leitungskapazität unnötig und an anderer Stelle zusätzliche 18,6% benötigt. Durch die Erzeugungssteigerungen und die Erhöhung der Kraftwerksleistung in den Regionen 15 und 18 sowie in Region 14 werden die Transportverbindungen von dort zu den verbrauchsstarken Regionen entsprechend größer dimensioniert (s.a. Abb. 15.1 S. 231). Dazu gegenläufig findet aufgrund der deutlich niedrigeren Leistungen und Jahreserzeugungen in den Regionen 16 und 13 ein mit 83 GW wesentlich geringerer Ausbau der Trassen zwischen Region 13 und 8 statt, die damit noch immer die leistungsstärkste Verbindung ist. Eine direkt der Nutzung der Offshorewindenergie zuortbare Veränderung des Leitungssystems findet zwischen der Region 1 – mit den größten installierten Offshoreleistungen – und ihrem Nachbarn der reinen Importregione 6 statt, in der trotz der ertragsmäßig besseren Standorte nur ein relativ kleiner Teil des Offshorepotentials genutzt wird. Hier wird eine Übertragungskapazität von 62 GW gewählt.

Insgesamt verändert sich durch den günstigeren Strom aus Offshorewindenergie der Kraftwerks und Leitungspark trotz seines relativ großen Erzeugungsanteils nicht grundsätzlich. Da besonders gute Offshorebedingungen in einigen verbrauchsstarken Regionen vorliegen sinkt der Bedarf für den Stromhandel leicht ab, die Stromversorgung hat also einen tendenziell regionaleren Charakter als im Grundszenario. Es zeigt sich wieder, daß nicht die Standortqualität alleine über die kostenoptimale Erschließung von Standorten entscheidet. Vielmehr spielen auch Kriterien wie die Ein-

bindung der jeweiligen Region in das Übertragungssystem und die Stochastik der Erzeugung eine wesentliche Rolle. Der massive Ausbau der Offshorewindenergie in Szenario **2/3OWKt** kann auch als eine Art wirtschaftliche Legitimation heutiger Bemühungen zu deren Nutzung verstanden werden, die sich in verschiedenen Ländern wie Dänemark, Deutschland oder Großbritannien abzeichnen und die teilweise schon umgesetzt werden (s. z.B. [BSH04] [BMU02] [Lan02] [WD01a] [WD01b] [Rei] [REF02]). Nach den Ergebnissen der Optimierung ist zu erwarten, daß die Offshorewindenergie einen wertvollen Beitrag in einem regenerativen Stromversorgungssystem leisten könnte.

15.2.5.5 Szenarien mit reduzierten Kosten für Fusionskraftwerke:

In den Szenarien mit Fusionskraftwerken wird unterstellt, daß diese Technik der Stromerzeugung zur Einsatzreife entwickelt wurde. Dabei muß einschränkend angemerkt werden, daß bisher weltweit noch kein solches Kraftwerk realisiert wurde⁶². Die Option der Stromerzeugung aus Fusionskraftwerken wird von der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung bei den angesetzten Kosten (vgl. Kap. 11 Abschnitt 11.0.2 ab S. 160) in Szenarien ohne Transportrestriktionen aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht genutzt. Deshalb soll hier der Frage nachgegangen werden, welche Auswirkungen eine deutliche Kostenreduktion bei der Fusion haben würde. Dazu wurden die Investitionskosten in zwei Schritten verringert, weshalb die Szenarien einen noch spekulativen Charakter haben als Szenario **0TrFU**, in dem zwar auch – die bisher nicht zur Einsatzreife entwickelten – Fusionskraftwerke als Option zur Stromerzeugung zugelassen sind aber ohne dabei wesentliche Kostenreduktionen gegenüber "heutigen" Kostenerwartungen zu unterstellen. Eine Halbierung der "heutigen Investitionskosten" (der Kosten, die als wahrscheinliche Kosten angesetzt wurden) hatte bei einem Szenario, das sonst mit dem Grundszenario übereinstimmt, keinerlei Einfluß. Das bedeutet, daß die Fusionsenergie auch dann noch keinen wirtschaftlich gerechtfertigten Beitrag erbringen kann.

Das Szenario 1/3KtFU entspricht – mit der Ausnahme, daß Fusionskraftwerke (**FU**) für die Stromproduktion zu einem Drittel der "heutigen" Kosten (**Kt**) zugelassen sind – dem Grundszenario (s.a. Kap. 11). Ob eine solche Kostenreduktion im Rahmen des Erreichbaren liegt, kann an dieser Stelle

⁶² Siehe auch Fußnote 31 auf Seite 263 und Fußnote 32.

nicht abgeschätzt werden⁶³. Es stellt das zweite Szenario mit reduzierten Kosten für Fusionskraftwerke dar und bei den hier getroffenen Kostenannahmen wird die Fusionsenergie – im Gegensatz zum zuvor genannten Ansatz mit einer Kostenhalbierung – wirtschaftlich attraktiv.

Als Ergebnis der Optimierung für Szenario **I/3KtFU** ergibt sich ein Versorgungssystem, das die Stromversorgung im Szenariogebiet mit durchschnittlich 4,2 €/kWh um fast 10% günstiger ermöglicht als im Grundszenario. Dabei hat das System nur noch wenig Ähnlichkeit mit der Stromversorgungsstruktur des Grundszenarios. Die Erzeugung aus Fusionskraftwerken dominiert jetzt mit gut 61% der Jahreserzeugung. Zwischen der Halbierung der Investitionskosten, bei der noch keinerlei Fusionskraftwerke vorgesehen waren, und der Drittelung, muß demnach eine Art Umschlagspunkt liegen, ab dem die Fusionsenergie sehr schnell an Attraktivität gewinnt. Dabei scheinen sich ihre Erzeugungscharakteristika nur sehr schlecht mit denen kurzfristig fluktuierender Erzeugung vereinbaren zu lassen⁶⁴, weshalb sie diese auch noch an Standorten verdrängt, an denen die Erzeugungskosten weit unterhalb der Kosten für Fusionsstrom liegen. Der Löwenanteil der Kostenreduktion kommt folglich nicht von der Verringerung der reinen Stromproduktionskosten, die sogar um gut 2% höher liegen als im Grundszenario, sondern von einer Verkleinerung des Übertragungssystems, die für mehr als die Hälfte der Einsparungen verantwortlich sind. Darüber hinaus reduzieren sich in dem wesentlich kleineren Transportsystem die Transportverluste und auch die Überschußproduktion nimmt deutlich ab, sodaß in Szenario **I/3KtFU** nur mehr gut 93% der Jahresproduktion des Grundszenarios benötigt wird. Die verringerte Produktion macht also den zweiten großen Anteil an der Reduktion der Gesamtkosten aus.

Die Nennleistung (NL) der Fusionskraftwerke liegt im Szenariogebiet bei 392 GW und fällt in den verschiedenen Regionen recht unterschiedlich aus (vgl. Tab. 15.37). Die Kraftwerke werden aber, wie es die Wirtschaftlichkeit bei hohen Investitions- und relativ niedrigen Betriebskosten verlangt (vgl. Fußnote 64), überall als Grundlastkraftwerke betrieben. Dabei darf die Auslastung (AL)

⁶³ Da die Investitionskosten für die Fusionskraftwerke auf ein Drittel gesenkt wurden, ähneln sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten denen heutiger Kernkraftwerke. (Die Investitionskosten für Kernkraftwerke werden in [Aue99] mit 4300 DM/kW und die Brennstoffkosten mit 2,4 DPf/kWh_{el} angegeben. Im Schweizerischen Kernkraftwerk Leibstadt, das vor gut 18 Jahren gebaut wurde, lag die Investition inflationsbereinigt auf das Jahr 1999 bei ca. 6500 CHF/kW [KKL00]. Die Betriebskosten werden für Leibstadt im Jahr 2000 mit 1,69 CHRp/kWh_{el} und die Brennstoffkosten mit 1,72 CHRp/kWh_{el} angegeben und zusätzlich fallen noch Kosten für die Stilllegung des Kraftwerks an [KKL00]. Ein Vergleich mit Szenario **I/3KtFU**, in dem die Investitionskosten für die Fusionskraftwerke mit 2500 €/kW und die variablen Kosten mit 1,25 €/kWh_{el} angesetzt werden (vgl. Kap. 11 auf Seite 157 ff.), zeigt, daß die Gesamtkosten im unteren Bereich der Erwartungen für Kernkraftwerke liegen. Allerdings kann die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken (z.B. 91% als Spitzenwert in Leibstadt [KKL00]) höher liegen als ihr Wert bei Fusionskraftwerken, für die er mit 73% angesetzt ist. Das macht die Erzeugung aus Kernkraftwerken abgesehen von Stilllegungs- und Entsorgungskosten und anderen möglichen Reinvestitionskosten, die sich beim Kernkraftwerk Leibstadt durchschnittlich auf mehr als 100 CHF/kW/a belaufen [KKL02] [Ern03], bei sonst gleichen Kosten günstiger.) Deshalb kann das Szenario auch aufzeigen, welche Versorgungsstrukturen sich etwa im Falle einer uneingeschränkten Nutzung von Kernkraftwerken ergeben könnten, bei der weder auf ethisch moralische (Proliferation ...), ökologische sowie medizinische Bedenken Rücksicht genommen wird noch auf die Kostenabhängigkeit der Urangewinnung vom Ausbeutungsgrad der Uranressourcen.

⁶⁴ Die Unverträglichkeit der Fusionskraftwerke mit fluktuierender Erzeugung läßt sich leicht betriebswirtschaftlich erklären. Die Kosten setzen sich aus den relativ hohen Investitionskosten sowie anderen fixen Kostenanteilen und relativ niedrigen variablen Kosten zusammen. Der Anteil, den die fixen Kosten an den Stromgestehungskosten haben, verhält sich umgekehrt proportional zur Kraftwerksauslastung. Daher muß bei der wirtschaftlichen Optimierung immer versucht werden das Kraftwerk, wie bei heutigen Kernkraftwerken, so weit als möglich in Grundlast zu betreiben. Ein großer Anteil fluktuierender Erzeugung reduziert aber zwangsläufig die Auslastung der Fusionskraftwerke und ist damit nicht mit "reinen" Grundlastkraftwerken vereinbar.

mit durchschnittlich 6288 *VLh* nicht täuschen, denn hier sind auch die geplanten zwangsläufigen Strillstandszeiten enthalten, die die Verfügbarkeit der Kraftwerke im Mittel auf 73% begrenzt (vgl. Kap. 11 auf Seite 157). Deshalb liegt die maximal erreichbare durchschnittliche Auslastung bei 6395 *VLh*. Verglichen mit diesem Wert liegen die Kraftwerksauslastungen immer über 89,5% (Region 1) des theoretischen Maximalwertes und erreichen in der Spitze 100% in Region 2. Berücksichtigt man die durchschnittliche Verfügbarkeit auch bei der Kraftwerksnennleistung, so liegt die maximal verfügbare Leistung der Fusionskraftwerke bei 286 *GW* im Szenariogebiet. In den einzelnen Regionen können damit durch die Fusionskraftwerke bis zu 75% der maximalen Last gedeckt werden, die im Bezugszeitraum für die Optimierung auftritt (s.a. L_{max} in Tab. 15.38). Die Stromgestehungskosten (SK) der Fusionskraftwerke werden von den fixen Kostenanteilen (IK) dominiert und liegen – wegen der überall gleichmäßig hohen Auslastung – in einem engen Band zwischen 4,8 €/kWh und 5,2 €/kWh und damit in keiner Region unter den regionalen Stromkosten (vgl. SK in Tab. 15.37 mit $SK_{SV+LM+US}$ in Tab. 15.38). Sie liegen im Mittel mit 4,9 €/kWh deutlich über den durchschnittlichen Stromkosten in Szenario **I/3KtFU** und sogar über denen im Grundszenario. Das bedeutet, daß die niedrigen Stromkosten nur im Zusammenspiel mit günstigeren Erzeugungsoptionen erreichbar sind.

Tabelle 15.37: Auslegung, Nutzung und Kosten von Fusionskraftwerken in Szenario **I/3KtFU**

Region	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL [GW]	6,8	4,3	59,9	25,6	72,6	75,7	37,0	6,7	10,5	43,7	26,7	17,0	0,0	3,3	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
JE [TWh]	39	28	380	163	454	480	236	41	62	275	167	105	–	20	10	–	–	–	–
AL [VLh]	5723	6395	6346	6392	6255	6341	6372	6123	5940	6288	6271	6183	–	6201	6145	–	–	–	–
BK [Mio. €]	485	348	4753	2042	5674	5999	2946	516	781	3438	2093	1318	–	254	122	–	–	–	–
IK [Mio. €]	1543	988	13624	5811	16503	17211	8410	1533	2392	9945	6070	3877	–	746	361	–	–	–	–
GK [Mio. €]	2028	1336	18377	7853	22177	23211	11356	2049	3172	13382	8163	5194	–	1000	482	–	–	–	–
SK [€/kWh]	5,2	4,8	4,8	4,8	4,9	4,8	4,8	5,0	5,1	4,9	4,9	4,9	–	4,9	5,0	–	–	–	–

JE Jahres–Strom–Erzeugung, NL Nenn–Leistung, AL Aus–Lastung, BK Gesamt–Kosten jährlich (alle variablen Kosten), IK Investitions–Kosten annuitätisch (und andere fixe Kosten), GK Gesamt–Kosten jährlich, SK Strom–Kosten

Die Nutzung der Fusionskraftwerke bedingt eine Versorgungsstruktur, die sich deutlich von der des Grundszenarios unterscheidet. Der Stromhandel nimmt im Volumen gegenüber dem Grundszenario um drei Viertel ab, allerdings gibt es in Szenario **I/3KtFU** außer Region 15 keine Region, die nicht wenigstens einen kleine Exportanteil aufweist (vgl. EX in Tab. 15.1 auf Seite 223 u. Tab. 15.38). Gleiches gilt auch für den Import. Eine Gliederung in Export– und Importregionen, die im Grundszenario gut möglich ist, kann die Situation in Szenario **I/3KtFU** nicht gut beschreiben. Außer Region 15, die nur 43% des eigenen Stromverbrauchs produziert, liegt dieser Wert im Szenario mit den verbilligten Fusionskraftwerken immer über 50%. Es gibt keine Region, in der nicht wenigstens ein kleiner Anteil ihres Stromverbrauchs durch Importe gedeckt würde (vgl. $\frac{IM}{SV}$ in Tab. 15.38 u. Tab. 15.9 auf Seite 232). Bis auf die drei Regionen 13, 18 und 19 produziert auch keine weitere Region hauptsächlich für den Export (vgl. $\frac{EX}{SEV}$ in Tab. 15.38 u. Tab. 15.9 auf Seite 232). Der Exportanteil liegt im Durchschnitt bei etwas mehr als 10% der Erzeugung.

Aus Windenergie werden in Szenario **I/3KtFU** nur 805 *TWh* oder gut 20% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents erzeugt. Ihre Bedeutung sinkt also mit einer Verringerung des Erzeugungsvolumens um 72% deutlich gegenüber der im Grundszenario. Ihre Nutzung hat insgesamt einen

Tabelle 15.38: Regionale Charakteristika der Stromversorgung in Szenario **I/3KtFU**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	423	291	557	493	360	183	321	378	165	101	27	21	44	1,3	0,4	1,2	4,40
L_{max}	[GW]	51,1	52,1	63,9	47,6	92,0	74,3	57,2	29,6	52,3	59,6	26,3	16,6	4,6	3,6	7,4	0,2	0,1	0,2	0,8
JE	[TWh]	300	306	431	264	559	500	336	106	349	384	168	105	106	20	19	1,4	0,3	29	41,5
EX	[TWh]	64	52	20	7	22	27	8	0	52	17	9	7	77	1	0	0,3	0,0	27	35,5
$\frac{EX}{JE}$	[%]	21	17	5	2	4	5	2	0	15	4	5	7	72	4	0	25	7	94	86
IM	[TWh]	82	43	12	34	20	21	32	78	24	11	6	2	1	2	25	0,3	0,1	0,0	0
$\frac{IM}{SV}$	[%]	26	15	3	12	4	4	9	43	7	3	4	2	3	9	57	23	24	0,2	1
UP	[TWh]	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,1	0,0	0,5	2
LM	[TWh]	8	2	8	4	12	12	7	4	4	7	5	3	1	1	1	0,0	0,0	0,0	0,1
LM/ SV	[%]	2,6	0,7	1,8	1,4	2,1	2,5	2,0	2,2	1,3	1,9	3,0	3,1	2,7	3,4	3,3	3,5	3,6	3,0	2,5
SK _{JE}	[€/ kWh]	3,5	1,8	4,7	3,8	4,4	4,7	3,8	3,6	4,2	4,7	4,9	4,9	3,2	4,9	3,0	3,4	4,4	3,3	3,0
SK _{SV}	[€/ kWh]	3,8	2,2	4,7	3,9	4,4	4,7	3,9	4,0	4,2	4,7	4,9	4,9	3,3	4,9	3,9	3,8	4,4	3,3	3,1
SK _{LM} [*]	[€/ MWh]	6,5	1,7	4,5	3,4	5,2	6,3	5,1	5,6	3,3	4,7	7,4	7,9	6,7	8,4	8,2	8,7	9,1	7,5	6,3
SK _{SV+LM+US}	[€/ kWh]	3,8	2,2	4,7	3,9	4,4	4,7	3,9	4,1	4,2	4,7	4,9	4,9	3,3	4,9	3,9	3,8	4,5	3,4	3,1

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß–Produktion,
 LM Last–Management, L_{max} Lastmaximum, SK Strom–Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das
 Lastmanagement SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

deutlich regionaleren Charakter als im Grundszenario. An den Standorten 2. Wahl findet außer in Region 5, wo WKA mit 10% des zur Verfügung gestellten Potentials vorgesehen sind, im Ergebnis der Optimierung keine Nutzung statt (vgl. AB in Tab. 15.3 auf Seite 225). Die Windenergienutzung an Standorten 1. Wahl wird gegenüber dem Grundszenario auch stark reduziert. Im Gegensatz zu den verbrauchsstarken Regionen 1, 2, 4 und 12, an denen keine Veränderung stattfindet, wird in Szenario **I/3KtFU** auch in den mehr oder weniger verbrauchsschwachen Regionen 11, 14, 16 und 17 vollständig auf die Windenergienutzung verzichtet (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224). In den Regionen 3, 8, 9, 13, 17 und 18 ist die installierte Leistung um 71, 30, 70, 73, 99 und 92% geringer als im Grundszenario. Ausschließlich in Region 10 findet ein Zubau von 12 GW statt, der dort einen kleinen Teil der verringerten Leistung an Standorten 2. Wahl kompensiert.

Die Nutzung der Biomasse wird von den verbilligten Fusionskraftwerken weitgehend zurückgedrängt. Sie wird nur in den beiden Regionen 9 und 10 genutzt, dabei wird das zur Auswahl gestellte Potential aber zu 100 und 84% weitgehend genutzt und kommt so im Szenariogebiet auf eine Jahreserzeugung von 123 TWh oder 16% des Wertes im Grundszenario.

Noch stärker wirkt sich die Nutzung der Fusionskraftwerke auf die solarthermische Stromerzeugung aus, die in Szenario **I/3KtFU** keinerlei Nutzung erfährt.

Wie weiter oben erwähnt, zeichnet sich das Szenario mit den verbilligten Fusionskraftwerken durch ein relativ kleines Transportvolumen aus. Dem entsprechend fällt auch das HGÜ–System aus. Die Leistung der Umrichter beträgt mit 189 GW nur ein Viertel der Leistung im Grundszenario und die Leitungskapazität sinkt sogar noch etwas mehr. Die Leitungsauslastung des HGÜ–Systems liegt mit 3812 V_{Lh} etwas geringer als im Grundszenario. Die Regionen 1, 2, 8, 9, und 13 mit großen Import– oder Exportvolumina sind weiterhin leistungsstark mit den Nachbarregionen verbunden.

Insgesamt läßt sich aus Szenario **I/3KtFU** ableiten, daß sich auch bei einer Nutzung von Fusionskraftwerken eine kostengünstige Stromversorgung gestalten ließe, wenn die unterstellten niedrigen

Investitionskosten erreichbar sein würden. Andererseits zeigt sich auch, daß die Stromerzeugung mit Fusionskraftwerken sich nicht sehr gut mit der Nutzung kurz oder mittelfristig fluktuierender Erzeugung aus regenerativen Energien "verträgt" (vgl. a. Szenario **0TrFU** S. 263 ff.). Zu diesen passen Kraftwerke mit niedrigen Fixkostenanteilen auch bei höheren variablen Kosten wesentlich besser, als Fusionskraftwerke oder auch Kernkraftwerke, die sich durch hohe Fixkostenanteile und relativ niedrige variable Kosten auszeichnen⁶⁵. Das bedeutet, daß die beiden technologischen Ansätze, nukleare Stromerzeugung auf der einen regenerativen Energien auf der anderen Seite, im Endeffekt zu unterschiedlichen Versorgungssystemen führen, die sich nur bedingt kombinieren lassen. Die nukleare Option führt in letzter Konsequenz eher zu einer dezentralen Stromversorgung für relativ autonome Großräume, wie einzelne Staaten, oder Ballungsräume innerhalb von Staaten. Der überregionale Austausch kann zwar zur Senkung der Gesamtkosten beitragen, läßt sich aber prinzipiell auch relativ ökonomisch durch kostengünstige Backupsysteme substituieren. Auch der Einsatz von dezentraler Erzeugung im Sinne von kleinen lokalen Aggregaten, die beispielsweise zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, könnte einen dementsprechenden Beitrag liefern, wenn entweder deren Fixkosten niedrig wären, oder die Kosten durch andere ökonomische Effekte kompensiert würden. Die regenerative Option profitiert dagegen in besonderem Maße vom großräumigen Einsatz in einem leistungsstarken Übertragungssystem, das sowohl interregionale Ausgleichseffekte bei der Erzeugung, als auch interregionale Backupbereitstellung (z.B. Speicherkraft) ermöglicht. Bei Verkleinerung der Ausdehnung kommunizierender Räume (also des Einzugsgebiets) wächst dabei der Backupbedarf sehr viel stärker an als bei der nuklearen Option, weshalb der Backupbedarf schneller an Bedeutung gewinnen (vgl. auch Kap. 15.2.4 ab Seite 248).

15.2.6 Szenario mit Fallwindkraftwerken

In den bisher beschriebenen Szenarien war die Option der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken (**FWKW**) nicht zugelassen. Da bisher noch kein solches Kraftwerk gebaut wurde, scheint dies im Sinne einer konservativen Abschätzung der Möglichkeiten einer regenerativen Stromversorgung geboten. In weiteren etwas spekulativeren Szenarien soll aber untersucht werden, welche Implikationen sich aus der Nutzung der **FWKW** für ein zukünftiges Stromversorgungssystem ergeben. Die Eigenschaften der Stromerzeugung aus **FWKW** erscheinen schon wegen der gleichmäßigen Erzeugungscharakteristik für die Stromversorgung sehr interessant (vgl. z.B. Abb. 9.8 auf Seite 135 u. Abb. 5.16 auf Seite 73). Darüber hinaus werden relativ niedrige Stromgestehungskosten⁶⁶ erwartet, die unter denen der meisten anderen regenerativen Erzeugungsoptionen liegen. Letzteres muß aber wohl aufgrund der bisher relativ wenigen unabhängigen Arbeiten über das Kraftwerkskonzept als etwas spekulativ angesehen werden.

Das Szenario GrSz+FWKW entspricht bis auf die Freigabe des Einsatzes von Fallwindkraftwerken dem Grundszenario. Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich ein Stromversorgungssystem, das weitgehend von der intensiv genutzten Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken geprägt ist.

⁶⁵ Siehe auch Fußnoten 63 und 64.

⁶⁶ Zu den Kosten der Stromerzeugung aus **FWKW** siehe auch Kapitel 9.3 ab Seite 131 und weitere Anmerkungen auf Seite 378 f. sowie die Grundannahmen für die Szenarien Seite 137.

Sie dominiert mit einer Jahreserzeugung von 1966 *TWh* oder gut 49% des Äquivalents des jährlichen Stromverbrauchs im Szenariogebiet alle anderen Erzeugungsoptionen. Die Stromgestehungskosten liegen mit knapp 4,1 €/kWh um gut 12% niedriger als im Grundszenario. Der "Löwenanteil" der Kostenreduzierung gegenüber dem Grundszenario liegt an den mit 3,43 €/kWh um fast 14% niedrigeren Kosten für die reine Stromerzeugung. Zwar fällt in Szenario **GrSz+FWKW** auch die Überschußproduktion mit 69 *TWh* deutlich niedriger aus als im Grundszenario, das wird aber fast vollständig von höheren Transportverlusten ausgeglichen, die 264 *TWh* betragen. So ist die Summe der Jahreserzeugung mit 4317 *TWh* auch beinahe identisch. Der höhere Transportverlust ergibt sich zum einen, weil insgesamt mit gut 2150 *TWh* etwa 50% des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert werden, womit dann nach Verlusten etwa ein Deckungsanteil von 49% des Stromverbrauchs im Szenariogebiet beigetragen wird. Zum anderen sind die größeren Transportentfernungen dafür verantwortlich. Vom Lastmanagement wird in Szenario **GrSz+FWKW** mit jährlich 50 *TWh* oder 1,3% des Stromverbrauchsäquivalents, der innerhalb der Tagesfrist verschoben wird, noch weniger Gebrauch gemacht als im Grundszenario.

Die Nutzung der Fallwindkraftwerke ist auf drei Standorte begrenzt. Unter ihnen befindet sich mit Standort 12A zwar der mit der höchsten Stromerzeugung, aber die Jahreserzeugung allein ist nicht ausschlaggebend für die Auswahl, da mit Region 16 und Standort 15B nicht die mit der jeweils nächsthöchsten Erzeugung gewählt wurden. (vgl. Tab. 15.39 mit Tab. 9.1 u. Tab. 9.2). Vielmehr findet bei der Auswahl eine Diversifizierung durch die Verteilung auf die Küstenregionen des Persischen Golfs (in Region 12), des roten Meeres (in Region 15) und des Atlantiks (in Region 12) statt. In allen drei Regionen herrschen jahreszeitlich relativ unterschiedliche klimatische Bedingungen (s.a. Abb. 9.5 auf Seite 130.). Die Gebiete in Region 12 zeichnen sich dabei durch ein breites Maximum im Sommerhalbjahr aus, in Region 16 überwiegt die Produktion im Winterhalbjahr (s. Abb. 9.7 auf Seite 135). Region 15 weist dagegen eine eher gleichmäßige Produktion auf, die ein schwach ausgeprägtes Maximum im September und ein etwas deutlicheres im Mai hat, das vielleicht auch zum Teil genutzt wird, um die Flaute bei der Europäischen Windstromproduktion zu überbrücken (vgl. Abb. 5.14 auf Seite 73). Das vorgegebene Potential zur Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken wird an den gewählten Standorten bis auf einen kleinen Rest in Region 12 vollständig zur Nutzung vorgesehen (vgl. AB in Tab. 15.39). Die mittleren Kosten der Stromproduktion liegen bei 2,84 €/kWh und damit deutlich unter den mittleren Produktionskosten aller Kraftwerke. Die Jahreserzeugung in Region 12 – ausschließlich mit Fallwindkraftwerken produziert – trägt mit ihren 1360 *TWh* über ein Drittel zur Stromerzeugung im Szenariogebiet bei. Dieser hohe Wert ist hinsichtlich der Versorgungssicherheit sicher kritisch zu bewerten, auch wenn

in anderen Energiesektoren heute teilweise ähnlich große Abhängigkeiten zu finden sind⁶⁷. Deshalb sollte für ein evtl. zu realisierendes Stromversorgungssystem eine Lösung gewählt werden, die eine stärker diversifizierte Nutzung der Potentiale beinhaltet, auch wenn sie nicht das absolute Kostenminimum aller Möglichkeiten darstellt. Andererseits zeigt sich an der dominanten Nutzung eines einzigen Gebietes für die Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken, wie vorteilhaft die Erzeugungsstochastik dieser Produktionsoption sein muß, sodaß so wenig versucht werden muß durch Standortdiversifikation Ausgleichseffekte zu nutzen.

Tabelle 15.39: Auslegung, Nutzung und Kosten von Fallwindkraftwerken in Szenario GrSz+FWKW

Region		10	11	12A	13	14	15A	16	18	12B	15B
NL	[GW]	0	0	214	0	0	0	89	0	0	23
ML	[GW]	120	124	215	210	249	80	89	18	67	23
AB	[%]	0	0	99	0	0	0	100	0	0	100
JE	[TWh]	–	–	1360	–	–	–	492	–	–	113
AL	[VLh]	–	–	6360	–	–	–	5531	–	–	4933
GK	[Mio. €/a]	–	–	36 679	–	–	–	15 238	–	–	3 916
SK	[€/kWh]	–	–	2,7	–	–	–	3,1	–	–	3,5

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Die Windenergienutzung wird gegenüber dem Grundszenario durch die Fallwindkraftwerke deutlich – um fast zwei Drittel ihrer Jahreserzeugung – zurück gedrängt. Insgesamt trägt sie nur 1012 TWh oder gut 25% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents zur Stromversorgung bei. In den Regionen 8, 11, 14 und 17 wird im Gegensatz zum Grundszenario vollständig auf die Windenergienutzung verzichtet (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224 und Tab. 15.3). Auch in den meisten anderen Regionen wird die Jahreserzeugung aus Windenergie auf wesentlich kleinere Werte reduziert. Davon sind wieder die südlichen Gebiete am stärksten betroffen, wo in den Regionen 13, 16 und 18 nur noch 47, 50 und 2 TWh Windstromerzeugung vorgesehen sind (vgl. Tab. 15.2 und 15.3). Aber auch in den Regionen 9 und 10 bleiben als Ergebnis der Optimierung jeweils nur noch 30% der Leistung des Grundszenarios. Nur in den ausgeprägtesten Winterwindregionen 1, 2, 3, 4, 5 und 19 bleiben die Standorte 1. Wahl weiterhin vollständig genutzt (s.a. Abb. 5.14 auf Seite 73). In den

⁶⁷ Ähnliche oder noch deutlicher ausgeprägte Importanteile – sogar aus einzelnen Ländern – sind heute im Ölsektor für einzelne Länder keineswegs unüblich. So bezog die Schweiz 1988 z.B. 47% ihres Erdöls aus Nigeria [EV99]. Deutschland bezog 2001 ca. 29% aus Rußland [BAF02]. Von der Arabischen Halbinsel stammt heute etwa ein Viertel der weltweiten Ölproduktion [DOE02e]. Besser mit dem Stromsektor in den Szenarien vergleichbar ist die Situation im Gasbereich, da die Gasversorgung auch Leitungsgebunden ist und die Speicherkapazitäten ähnlich groß sind wie bei der Stromversorgung. (Die Speicherkapazität den UCTE und Nordel reichen etwa um 10% des Jahresstromverbrauchs der EU-15 in Form von potentieller Energie zu speichern und im Szenariogebiet wird – wie in Tabelle 7.2 auf Seite 108 angegeben – von einem Speichervermögen von 241 TWh ausgegangen, was gut 6% des Jahresstromverbrauchs entspricht. Einen ähnlichen Anteil wie bei Speicherwasserkraftwerken im Stromsektor können heute mit 13% des Jahresverbrauchs die Erdgasspeicher der Europäischen IEA-Mitgliedsstaaten im Gassektor abdecken [IEA02].) In Deutschland stammt z.B. ein Drittel des Erdgasaufkommens oder etwa 42% der Erdgaseinfuhren aus Rußland [BMW02]. In der EU kommen fast 43% des Erdgases aus den drei Nicht-EU-Ländern Rußland (19%), Algerien (13%) und Norwegen (11%) [ECD03a]. Im Erdgassektor sind also teilweise auch sehr hohe Importanteile sogar aus einzelnen Ländern mit Transporteinrichtungen (Pipelines) durch mehrere Staaten bis zum Empfängerland üblich.

beiden letztgenannten wird sogar ein Ausbau der Leistung an Standorten 2. Wahl zum Zubau vorgesehen. Die Fallwindkraftwerke, die zusammen ein ausgeprägtes Erzeugungsmaximum im Sommer aufweisen, werden also zum Ausgleich von Windstromerzeugung an Standorten mit Wintermaxima ergänzt. Bei dieser Zusammenstellung spielen die Kosten der Windstromerzeugung, die in Szenario **GrSz+FWKW** mit 3,83 €/ct/ kWh um gut 2% höher ausfallen als im Grundszenario, eine weniger bedeutende Rolle als der zeitliche Ausgleich.

Die Jahreserzeugung aus Biomasse fällt im Gegensatz zur Windstromerzeugung in Szenario **GrSz+FWKW** nur geringfügig (knapp 10%) niedriger aus als im Grundszenario. In den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 10 wird weiterhin das gesamte zur Auswahl gestellte Potential genutzt. Außer in den Regionen 11 und 14, wo etwa 40% des Potentials zur Stromerzeugung heran gezogen wird, kann sonst im wirtschaftlich optimalen Fall überall auf die Biomassenutzung verzichtet werden (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226). Die Auslastung der Kraftwerke sinkt geringfügig, was bedeutet, daß sie etwas höhere Leistungen für Backupzwecke aufweisen. Gleichzeitig kann aber der zugeordnete Wärmebedarf beinahe vollständig als Nebenprodukt der Stromerzeugung gedeckt werden, sodaß wegen der höheren Verkaufserlöse die Gestehungskosten des Stroms aus Biomasse im Endeffekt in beiden Szenarien exakt gleich hoch ausfallen.

Wie oben bereits erwähnt wird in Szenario **GrSz+FWKW** mit etwa 50% des erzeugten Stroms ein sehr hoher Anteil über das dafür konzipierte HGÜ-System transportiert. Trotz der deutlich anderen Erzeugungsstruktur sind immerhin knapp 58% des Leitungssystems identisch mit dem im Grundszenario. Allerdings wird insgesamt eine mit 927 GW gut 22% größere Leitungskapazität benötigt, die mit über 5300 VLh ausgelastet ist. Der größte Leitungsbedarf besteht naturgemäß zwischen der Haupterzeugungsregion 12 und ihrem nördlichen Nachbarn Region 11, von wo aus der Strom dann in die verbrauchsstarken Regionen weitergeleitet wird. Entsprechend der regional extrem konzentrierten Stromerzeugung fallen auch die Leitungskapazitäten zwischen den beiden Regionen mit fast 190 GW sehr hoch aus (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Die nächstgrößte Leistung wird mit 121 GW zwischen den Regionen 11 und 4 vorgesehen und erst auf dem dritten und vierten Platz folgen die Verbindungen zwischen den Regionen 16 und 13 (92 GW) sowie 13 und 8 (90 GW), die im Wesentlichen den Fallwindkraftwerksstrom aus Region 16 nach Europa transportieren. Die relativ gleichmäßige Erzeugung schlägt sich auch in einem reduzierten Bedarf an Übertragungsleistung zwischen Region 2 mit den größten Speicherwasserkraftwerksleistungen und ihren Nachbarregionen nieder. Die Region erzeugt zwar weiterhin auch einen Gutteil (108 TWh) für den Export, aber die Leitungskapazitäten zu den Nachbarregionen sind mit knapp 35 GW noch nicht einmal so groß ausgelegt wie die Leistung dieser Kraftwerke (s.a. Tab. 15.7 auf Seite 228 u. 15.1 auf Seite 223). Das zeigt, daß neben den niedrigen Stromgestehungskosten der Fallwindkraftwerke auch das Zeitverhalten ihrer Erzeugung sehr vorteilhaft für die Stromversorgung genutzt werden kann. Es ermöglicht neben der Reduzierung von Überschüssen auch einen verringerten Einsatz von Lastmanagement und senkt gleichzeitig den Bedarf an verfügbarer Backupleistung, was sich wiederum zugunsten der Leitungsauslastung auswirkt.

Insgesamt zeigt Szenario **GrSz+FWKW**, daß Fallwindkraftwerke eine sehr interessante Option zur zukünftigen Stromversorgung sein könnten, wenn sich die Erwartungen hinsichtlich der Stromgestehungskosten und Erzeugungseigenschaften bestätigen lassen. Da bisher noch kein derartiges Kraftwerk gebaut wurde, kann daraus ein Bedarf nach weiterführender Forschung abgeleitet werden, die den Bau eines aussagekräftigen Prototypen zum Ziel haben könnte. Da dieser Kraftwerks-

typ weltweit gerade in vielen ökonomisch relativ wenig entwickelten Regionen gute Erzeugungsbedingungen findet und der Löwenanteil der Kosten beim Bau vor Ort anfällt, sollten sich besonders positive Wirtschafts- und Beschäftigungseffekte erzielen lassen, die eine interessante Kombination von Klimaschutz und Entwicklungshilfe in Aussicht stellen. In den Szenarien nicht berücksichtigte Nebeneffekte – wie eine besonders kostengünstige Meerwasserentsalzung – könnten in den geeigneten Wüstenregionen darüber hinaus noch weitere ökonomisch als auch ökologisch und sozial interessante Perspektiven eröffnen (s.a. [ESWZ01].)

15.2.7 Szenarien mit Ausbau und Neubau von Wasserkraftwerken

Szenario mit Leistungserhöhung bei bestehenden Speicherwasserkraftwerken

Die leistungsstarke Einbindung der bestehenden Speicherwasserkraftwerke in das Stromversorgungssystem wird von der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung in allen Szenarien ohne Transportrestriktionen durch ein entsprechend groß ausgelegtes interregionales Leitungssystem vorgesehen. So werden die vorhandenen Speicherkapazitäten zu einem großräumigen Backupsystem für die kurzfristig fluktuierende Erzeugung aus anderen regenerativen Quellen. Das erlaubt eine Konzentration der Stromerzeugung auf Standorte mit höheren Produktionserwartungen und mindert den Bedarf an neuen backupfähigen Erzeugungseinheiten. Diese Strategie führt letztlich mit zum wirtschaftlichen Optimum der CO₂-neutralen Stromversorgung. Die Backupleistung, die auf diese Weise genutzt werden kann, ist jedoch durch die installierte Nennleistung der Speicherwasserkraftwerke begrenzt. Allerdings ist es möglich deren Leistung beispielsweise durch den Bau zusätzlicher Stollen und Turbogeneratoreinheiten zu erhöhen. Wie in Kapitel 7.2.1 auf Seite 97 erwähnt, werden auch heute teilweise derartige leistungserhöhende Maßnahmen zur Bereitstellung von Spitzenlast ergriffen. Das Ziel der Leistungserhöhung ist dabei nicht die Erhöhung der Jahresproduktion, wenngleich dies in einzelnen Fällen durchaus möglich wäre, sondern primär der Ausbau der Backupleistung. Im Fall des Kraftwerks Grande Dixence in der Schweiz wurde die installierte Nennleistung von 800 MW auf 2000 MW also um 150% gesteigert [VSE00]⁶⁸. So große Leistungssteigerungen lassen sich sicher nicht an allen Speicherwasserkraftwerken erreichen, da beispielsweise die Abflußbedingungen im Unterwasser des Kraftwerks die Aufnahmekapazität begrenzen. Dennoch ist es wahrscheinlich, daß wesentlich höhere Leistungen an vielen Standorten realisiert werden können. Deshalb soll im folgenden etwas spekulativeren Szenario untersucht werden, in wieweit ein Leistungszubau an bestehenden Speicherkraftwerken wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden könnte.

Das Szenario SWKW+LE entspricht bis auf die Option zur Leistungserhöhung an den bestehenden Speicherwasserkraftwerken dem Grundszenario. Es soll die Perspektiven und zu erwartenden Auswirkungen untersuchen, die sich dadurch in einem möglichen – von regenerativen Energien dominierten – Stromversorgungssystem ergeben. Die mögliche Zusatz-Leistung (ZL), die der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zur Leistungserhöhung zur Verfügung steht, ist pauschal mit 50% der heute installierten Leistung angesetzt (s.a. Tab. 15.7 auf Seite 228). Die einzige

⁶⁸ Ein weiteres Beispiel ist das Schweizer Speicherwasserkraftwerk Mauvoisin, für das eine Leistungserhöhung von 350 auf 900 MW untersucht wurde, was ebenfalls etwa 150% entspricht [EWE].

Ausnahme bildet – mit nur 10% – Region 15, da hier keine ”klassischen⁶⁹” Speicherwasserkraftwerke vorliegen, sondern eher Laufwasserkraftwerke mit mehr oder weniger großer Fallhöhe, die wegen eines außerordentlich großen Speichervolumens im Oberlauf zu Speicherwasserkraftwerken werden⁷⁰. Da hier also nicht die für Speicherkraftwerke typischen Verhältnisse vorliegen, wurde zur Optimierung nur eine relativ kleine Leistungserhöhung erlaubt. An allen Standorten wurden die Investitionskosten für die Leistungserhöhung einheitlich auf 500 €/ kW gesetzt⁷¹. Der Wert ist mit einiger Unsicherheit behaftet, da die tatsächlichen Kosten – wie bei der Wasserkraft üblich – sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängen, also von der Lage des Kraftwerks, der Geologie, den örtlichen Baukosten und vielem mehr. Dennoch stellt er einen – für die Szenarien – brauchbaren Ansatz dar, der die erwünschten Rückschlüsse auf die Auswirkungen von Leistungserhöhungen an Speicherwasserkraftwerken auf das Gesamtsystem erlaubt.

Als Ergebnis der Optimierung werden ausnahmslos alle Möglichkeiten zur Leistungserhöhung voll ausgeschöpft. Insgesamt ist damit an den Speicherwasserkraftwerken eine Leistung von 199 GW vorgesehen, was einer Steigerung um 66 GW gegenüber dem Grundszenario entspricht. Obwohl damit keinerlei Erhöhung der Stromerzeugung aus Wasserkraft verbunden ist und somit die Kosten des Stroms aus Speicherwasserkraft ansteigen, wird durch diese Maßnahme die Stromerzeugung gegenüber dem Grundszenario merklich wirtschaftlicher. Die Stromkosten liegen in Szenario **SWKW+LE** mit knapp 4,4 €/ kWh um 5,3% niedriger als im Grundszenario. Die Kostenreduktion ergibt sich nur zu einem sehr kleinen Teil durch eine gestiegene Effizienz der Stromversorgung. Zwar ist die Überschußproduktion etwa ein Fünftel niedriger als im Grundszenario, aber dafür steigen die Transportverluste um fast 9% an und kompensieren so einen Großteil, der sonst möglichen Produktionsabsenkung. Die höheren Transportverluste ergeben sich zum Teil durch das um 6% größere Exportvolumen, das mehr als 48% der Stromerzeugung umfaßt. Auf Lastmanagement wird trotz größerer Leistung der Speicherwasserkraftwerke verstärkt zurückgegriffen. Im Mittel wird mit 2,4% des Strombedarfs, dessen Deckung innerhalb des Tages, an dem er anfällt, verschoben wird, das Volumen des Lastmanagements um beinahe die Hälfte erhöht. Die damit verbundenen Kosten steigen also auch etwas an. Die wesentliche Kostensenkung gegenüber dem Grundszenario findet dagegen bei den eigentlichen Produktionskosten statt. Diese fallen in Szenario **SWKW+LE** um 6% niedriger aus als im Grundszenario. Die Kosten der Windstromerzeugung, die 5,8% mehr zur Stromerzeugung beiträgt als im Grundszenario, sinken dabei durch eine Verlagerung auf bessere Standorte um gut 2%. Durch die größere Leistung der Speicherwasserkraftwerke kann der Anteil

⁶⁹ Unter einem klassischen Speicherwasserkraftwerk wird hier ein Kraftwerk verstanden, bei dem ein meist künstlicher und hochgelegener See und eine wesentlich tiefer gelegenen Kraftwerkszentrale z.B. über einen Druckstollen verbunden sind.

⁷⁰ Die Fallhöhe am großen Damm bei Assuan in Ägypten beträgt je nach Wasserstand nur etwa 65 m und bei den – in der Kraftwerkskette – nachfolgenden Kraftwerken sind die Höhendifferenzen wesentlich kleiner [EEH02]. Das Speichervolumen des Nassersees (des vom großen Damm aufgestauten künstlichen Speichersees) beträgt das 1,5 bis 2-fache des jährlichen Zuflusses [WCD00] [Bri00].

⁷¹ Der Wert ist wesentlich durch Investitionskosten des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal motiviert, die sich auf ca. 580 €/ kW belaufen. Dabei wurde ein Achtel oder ca. 72 €/ kW für den Bau von Ober- und Unterbecken veranschlagt und weitere 110 €/ kW für Ingenieursarbeiten, Erstellung der Infrastruktur, Grunderwerb sowie Baugenehmigungen [Bog97]. Beide Posten würden bei einem bloßen Leistungsausbau zumindest größtenteils unnötig und auch die Vorkehrungen und Mehrkosten für den Pumpbetrieb des Pumpspeicherkraftwerks wären unnötig. Abzüglich aller bei reiner Leistungserhöhung unnötigen Mehrkosten sollten sich für die verbleibende Investition nur wenig mehr als 400 €/ kW ergeben. Die Leistungserhöhung bei Grande Dixence war mit ca. 660 €/ kW deutlich teurer [BFLW01], hier sind aber auch Maßnahmen enthalten, die über die reine Leistungserhöhung hinaus gehen [Gia01].

der kurzfristig schwankenden Windstromproduktion deutlich erhöht werden. Dafür kann auf die wesentlich teurere Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken vollständig verzichtet werden und auch auf Teile der Stromerzeugung aus Biomasse. Die Biomassekraftwerke produzieren zudem billigeren Strom, da sie weniger für Backupaufgaben ausgelegt werden müssen. Sie sind deshalb mit kleineren Leistungen und dadurch höheren Auslastungen vorgesehen.

Die Leistungserhöhung bei den Speicherwasserkraftwerken führt dort im Mittel zu einer Kostensteigerung von 0,7 €/kWh. Das ist gegenüber den Kosten für Strom aus den als abgeschrieben angenommenen unveränderten Kraftwerken eine Steigerung um 58% auf 1,8 €/kWh. Dabei treten aber in einigen Regionen mit relativ niedriger Kraftwerksauslastung deutlich größere Kostensteigerungen von bis zu 3,8 €/kWh in Region 11 auf (vgl. Tab 15.7 auf Seite 228). Da auch hier der gesamte zugelassene Leistungszubau ausgeschöpft wird, kann daraus geschlossen werden, daß der Wert zusätzlicher Leistung – selbst beim Stand des Leistungsausbaus in Szenario **SWKW+LE** – oberhalb dieser Marke liegen muß. Das heißt, daß zusätzliche Leistung auch bei höheren resultierenden Kosten noch wirtschaftliche Optimierungspotentiale erschließbar macht.

Die Windstromerzeugung beträgt in Szenario **SWKW+LE** 75,5% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet. Gegenüber dem Grundszenario findet eine deutliche Verlagerung zugunsten von Standorten 1. Wahl statt an denen 84% des gesamten Windstroms produziert werden. Diese Veränderung wird durch die größere Backupleistung in den Speicherwasserkraftwerken ermöglicht, die es erlaubt, größere Fluktuationen der Stromerzeugung zu beherrschen. Dieser Effekt führt wohl auch zur Installation von 13 GW WKA-Leistung an Standorten 1. Wahl in Region 6, die sehr leistungsstark mit der großen Speicherwasserkraftwerksleistung in Region 2 verbunden ist (s.a. Tab. 15.15 auf Seite 252 u. Tab. 15.2 S. 224). Insgesamt beträgt der netto Leistungszubau an Standorten 1. Wahl 140 GW, wobei die größten Zuwächse im Vergleich zum Grundszenario mit 85 und 63 GW in den Regionen 10 und 9 vorgesehen sind. Auch in den Regionen 11, 16 und 17 tritt eine Leistungserhöhung auf. Dagegen sinkt die Leistung an Standorten in den Regionen 18, 8 und 14 um 20, 11 und 2 GW. An Standorten 2. Wahl sinkt die installierte Leistung gegenüber dem Grundszenario netto um 36% oder 106 GW. Dabei findet eine Leistungsreduktion mit 116, 8 und 5 GW nur in den drei Regionen 10, 14 und 5 statt und ein Zubau ist mit 24 und 2 GW in den Regionen 13 und 4 vorgesehen. In Region 13 ist das Potential an Standorten 1. Wahl auch im Grundszenario schon vollständig ausgenutzt, weshalb für zusätzliche Leistung auf die ebenfalls sehr windhöffigen Standorte 2. Wahl ausgewichen werden muß. In Region 10 findet dagegen im Wesentlichen eine Verlagerung auf die wesentlich stärkeren Schwankungen unterworfenen Standorte 1. Wahl statt (vgl. σ^* / Ø in Tab. 5.5 auf Seite 76). Entsprechend den größeren Backupkapazitäten der Speicherwasserkraftwerke spielt in Szenario **SWKW+LE** der Erzeugungsausgleich durch Standortwahl und –diversifizierung eine weniger wichtige Rolle und damit eröffnet sich Optimierungspotential zugunsten der Anlagenauslastung.

Aus Biomasse wird in Szenario **SWKW+LE** mit 665 TWh 14% weniger Strom erzeugt als im Grundszenario. Ihr Beitrag liegt damit bei 16,7% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet. Ihr Versorgungsanteil bleibt dabei in den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 8 sowie in Region 10 und 11 gegenüber dem Grundszenario unverändert (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226). Die Nutzung in Region 9 wird dagegen um drei Viertel reduziert, was auf die deutlich gestiegene Stromproduktion aus Windenergie zurück zu führen ist. Auch in Region 12 wird auf fast vier Fünftel der Produktion verzichtet und in den Afrikanischen Regionen findet ebenso wie in Island (Re-

gio 19) überhaupt keine Biomasseverstromung statt. Die Leistung der Biomassekraftwerke wird überproportional zur Stromproduktion um 42% auf 94 GW reduziert. Dadurch steigt die Kraftwerksauslastung auf durchschnittlich ca. 7100 VLh und liegt in keiner Region tiefer als 6500 oder höher als 7500 VLh. Die Biomassekraftwerke werden also weitgehend im Grundlastbetrieb gefahren und damit durch die größere Leistung der Speicherwasserkraftwerke weitgehend von der Aufgabe der Backupbereitstellung "entbunden". Der zugeordnete Wärmebedarf wird im Durchschnitt aller Regionen zu 99% gedeckt und dabei nirgendwo zu weniger als 98%. Die um durchschnittlich 4% gestiegenen Erlöse aus dem Wärmeverkauf und die höhere Auslastung der Kraftwerke senken die Gestehungskosten des Biostroms gegenüber dem Grundszenario um 0,9 €/kWh_{el} auf 5,7 €/kWh_{el}.

Die Struktur des Übertragungssystems wird von der Optimierung mit dem Ziel der Einbindung der leistungsfähigeren Speicherwasserkraftwerke und der überregionalen Nutzung der regional teils deutlich erhöhten Windstromerzeugung angepasst. Dabei wird die Leitungskapazität im Gesamtgebiet um knapp 4% erhöht. Gut 10% der Kapazität zwischen einzelnen Regionen, die im Grundszenario zum Transport genutzt werden sollte, ist in Szenario **SWKW+LE** nicht vorgesehen; dafür sind zusätzliche Leitungskapazitäten mit knapp 14% der Leistung im Grundszenario an anderer Stelle vorgesehen. Große zusätzliche Kapazitäten von über 17 GW dienen beispielsweise der Anbindung der großen Speicherkraftwerksleistung in Region 2 an die Regionen 6 und 9 (vgl. Abb. 15.1 S. 231). Die Regionen 13 und 9, die mit 517 und 473 TWh über die Hälfte des Stromexports im Szenariogebiet "bestreiten" (vgl. Tab. 15.1 auf Seite 223), sind um jeweils gut 10 und knapp 28 GW wesentlich leistungstärker an ihre Nachbarregionen angebunden als im Grundszenario (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Überproportional zur Leistungssteigerung bei den HGÜ-Leitungen steigt die Umrichterleistung um 10% auf 831 GW und auch die mittlere Leitungslänge ist etwas größer.

Insgesamt weist das Stromversorgungssystem als Ergebnis der Optimierung für Szenario **SWKW+LE** Veränderungen gegenüber dem Grundszenario auf, die gut mit den Erwartungen übereinstimmen, daß die Leistungserhöhung genutzt wird um den verstärkten Einsatz kurzfristig fluktuierender Erzeugung aus anderen regenerativen Quellen zu ermöglichen und so andere relativ teure Erzeugung zu verdrängen. Dem Konzept fällt im Gegenzug bei heutigen Kosten die Nutzung der Solarthermie zum "Opfer", die wegen der Option der thermischen Speicherung teilweise ähnliche Backupaufgaben erfüllen kann wie die Speicherwasserkraft. Auch die Biomassenutzung verliert dadurch an Attraktivität. Als Schluß aus dem Szenario kann gefolgert werden, daß sich die leistungserhöhenden Maßnahmen, die heute aus anderen Gründen an Speicherwasserkraftwerken vorgenommen werden, gut in eine zukünftige regenerative Stromversorgung einfügen lassen. Damit könnte der Ausblick auf eine neue Form der Stromversorgung als zusätzlicher Anreiz bei Entscheidungen für Leistungserhöhungen bei Speicherwasserkraftwerken dienen.

Szenario mit Leistungserhöhung und Zubau bei Wasserkraftwerken

Einen Zubau bei Wasserkraftwerken zu untersuchen ist aufgrund der extremen Standortabhängigkeit ohne detaillierte Studien nur mit einiger Unsicherheit möglich. Das zeigt sich schon an der extremen Variabilität der Investitionskosten (vgl. Kap. 7.4 auf Seite 99). Als einheitlicher Ansatz für die Szenarien wurde für alle Länder 1500 €/kW als mittlere Investitionskosten gewählt (s.a.

Kap. 7.5 S. 107 f.). Die angenommenen Investitionskosten müssen als etwas spekulativ angesehen werden und in einigen Regionen vielleicht als zu optimistisch, sodaß das Ergebnis der Optimierung nicht als durchwegs konservative Abschätzung verstanden werden kann. Die Unsicherheiten bei der Bestimmung der noch erschließbaren Potentiale sind ein weiteres Problem, weshalb im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Erstellung der Szenarien versucht wurde, konservative Annahmen zu treffen, indem der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung relativ kleine Leistung zur Auswahl gestellt werden (s.a. Kap. 7.3 auf Seite 98f.).

Das Szenario WKWneuSWKW+LE entspricht Szenario **SWKW+LE** mit der zusätzlichen Option neue Wasserkraftwerke zuzubauen. Die Option zur Leistungserhöhung an den bestehenden Speicherwasserkraftwerken ist also in dieses Szenario mit integriert und entsprechend wird auch bei neuen Speicherwasserkraftwerken zwischen Nennleistung ohne Zusatz-Leistung und der Zusatz-Leistung (ZL) unterschieden. Dabei entspricht die Auslegung ohne Zusatz-Leistung der durchschnittlichen Auslegung (Verhältnis zwischen Leistung und Speichervermögen oder Jahreserzeugung). So entspricht das Szenario dem Grundszenario bis auf die beiden Optionen des Zubaus neuer Wasserkraftwerke und der Erhöhung der Leistung an bestehenden sowie neuen Speicherwasserkraftwerken. In den meisten Regionen wird die Nennleistung ohne Zusatz-Leistung für neue Kraftwerke, die zur Kraftwerksauswahlplanung frei gegebenen sind, auf ein Drittel der heute installierten Leistung gesetzt, in Regionen, in denen schon heute wesentlich größere Leistungen geplant sind oder besonders große Potentiale bekannt sind, wird davon abgewichen und die Obergrenze der neuen Nennleistung ohne Zusatz-Leistung auf 50% des heutigen Bestandes festgesetzt⁷² (s. $MNLoZL_{alt}^{neu}$ in Tab. 15.41 u. MNL_{alt}^{neu} in Tab. 15.42). Davon abweichend ist in Region 15 dagegen keinerlei Zubau zugelassen⁷³ und in Region 19 (Island) ist eine wesentliche Leistungserhöhung zur Auswahl gestellt, die sich an Angaben der "National Power Company of Iceland" orientiert [Sig99]. Diese Leistung kann also – abgesehen von der Zusatz-Leistung bei Speicherwasserkraftwerken – maximal zugebaut werden. Mit der Nennleistung ohne Zusatz-Leistung ist auch die potentielle Erzeugung verknüpft. Das bedeutet, daß der Verlauf des Zuflusses potentieller Energie bei neuen Kraftwerken regional die selbe Charakteristik aufweist wie bei den bestehenden Anlagen, wobei das Energieangebot proportional zur Nennleistung ohne Zusatz-Leistung ist.

Als Ergebnis der Optimierung für Szenario **WKWneuSWKW+LE** wird die zulässige zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft zu über 95% fast vollständig ausgeschöpft. Zudem werden an den neuen, wie an den alten Speicherwasserkraftwerken Leistungserhöhungen vorgesehen, die den zulässigen Rahmen zu gut 83% ebenfalls weitgehend ausnutzen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft steigt dabei um gut 6% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet von etwa 637 auf knapp 880 TWh. Die mittleren Stromkosten im Szenariogebiet fallen mit knapp 4,2 €/kWh um 10% niedriger aus als im Grundszenario. Dabei geht die Kostenminderung nicht primär auf die niedrigen Kosten der Stromerzeugung aus neuen Wasserkraftwerken zurück. Diese liegen zwar mit durchschnittlich 4,0 €/kWh unter den Stromkosten, aber deutlich über den Kosten für die reine Stromerzeugung, die im Durchschnitt bei 3,33 €/kWh liegen. Die wesentlichen Kosten-

⁷² Im einzelnen sind das die Regionen 3, 9, 10, 13 und 18.

⁷³ Das ist dadurch motiviert, daß in Ägypten die gesamte Stromerzeugung aus Wasserkraft von Kraftwerken am Nil stammt und dieser hier als weitgehend erschlossen angesehen wurde, ist aber wahrscheinlich etwas zu konservativ, da beispielsweise nach [UDI00] auch in Ägypten bis 2010 ein Ausbau der Wasserkraft um gut 25% vorgesehen ist.

einsparungen resultieren aus einer Verdrängung teurerer Stromproduktion durch kostengünstigere. Das Erzeugungsvolumen von Biomasse und Solarthermie sinkt gegenüber dem Grundszenario um insgesamt 383 TWh und übertrifft damit die Stromproduktion aus neuer Wasserkraft um 57%. Das bedeutet, daß durch die zusätzliche Produktion der Wasserkraft und deren deutlich höheren Leistung auch an alten Speicherwasserkraftwerken vermehrt Windenergie an besonders windgünstigen Standorten eingesetzt werden kann. Gleichzeitig erhöht sich auch die Effizienz des Systems, was sich vornehmlich an den deutlich verringerten Überschüssen zeigt, deren Volumen gegenüber dem Grundszenario um 28% sinkt und 2,8% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet ausmacht. Der Stromtransport zwischen den Regionen wird verstärkt genutzt. Insgesamt sind 45% der Erzeugung für den Export bestimmt und damit steigen auch die Transportverluste geringfügig an. Das kompensiert aber nur einen sehr kleinen Anteil der verringerten Verluste und so fällt die gesamte Stromproduktion mit 4280 TWh um etwa 1% niedriger aus als im Grundszenario, was auch einen Teil der geringeren Kosten erklärt.

Bei den schon heute bestehenden Speicherwasserkraftwerken wird die Option zur Leistungserhöhung zu 81% ausgeschöpft. Dabei wird sie in fast allen Regionen vollständig genutzt, in den beiden Regionen 2 und 19 teilweise und nur in Region 13 wird auf einen Leistungszubau vollständig verzichtet (s. ABZL Tab. 15.40). Hierdurch verteuert sich zwar deren Stromproduktion gegenüber dem Grundszenario durchschnittlich um 0,54 €/kWh und im Extremfall in Region 11 sogar um mehr als 3,8 €/kWh, dennoch rentieren sich diese Mehrkosten durch bessere Backupfähigkeit der Kraftwerke.

Tabelle 15.40: Auslastung und rechnerische Stromkosten und Leistungserhöhungen bestehender Speicherwasserkraftwerke in Szenario **WKWneuSWKW+LE**

Region		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	15	18	19
NL	[GW]	57,49	10,16	32,96	17,45	1,92	31,88	14,78	4,56	8,10	1,77	0,62	2,82	0,54	1,21
NLoZL	[GW]	46,4	6,8	22,0	11,6	1,3	21,3	9,9	3,0	5,4	1,2	0,6	2,56	0,36	0,92
MZL	[GW]	23,20	3,39	10,99	5,82	0,64	10,63	4,93	1,52	2,70	0,59	0,31	0,26	0,18	0,46
ABZL	[%]	48	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	100	100	64
JE	[TWh]	211,3	13,4	65,6	16,3	1,6	37,0	21,3	9,1	12,0	0,6	0,8	9,2	1,0	5,07
AL	[VLh]	3675	1317	1990	935	811	1160	1442	2005	1483	354	1255	3273	1917	4179
GK*	[Mio. €]	2036	380	1221	654	73	1196	540	169	304	67	22	97	20	43
SK*	[€/kWh]	1,0	2,8	1,9	4,0	4,7	3,2	2,5	1,8	2,5	10,7	2,9	1,1	1,9	0,8

NL installierte Nenn-Leistung, NLoZL Nenn-Leistung ohne Zusatz-Leistung (ZL) (Die NLoZL dient der Bemessung der Jahreserzeugung.), MZL maximale zulässige Zusatz-Leistung, ABZL Ausbaugrad der ZL

AB = ZL / MZL, JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

* Zur Bestimmung der Gesamt- und Stromkosten werden bei den bestehenden (als abgeschrieben angenommenen) Speicherwasserkraftwerken die laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie Reinvestitionsrücklagen und die Kosten für die neu installierte Zusatz-Leistung zur Leistungserhöhung berücksichtigt.

Die Möglichkeit zum Neubau von Speicherwasserkraftwerken wird auch weitgehend ausgeschöpft. Das zur Auswahl gestellte energetische Potential wird von der Kraftwerksauswahlplanung zu 98% zur Nutzung vorgesehen. Dabei wird es entweder vollständig ausgebaut oder es wird – in den zwei Regionen 11 und 13 – ganz darauf verzichtet (s. MNLoZL in Tab. 15.41). Die zulässige Leistung (MNL = MNLoZL + MZL) wird nur in geringfügig kleinerem Umfang zu 95% genutzt. Dabei wird die maximale Leistung allerdings nur in den zwei Regionen 2 und 19 unterschritten, sonst

wird die Leistung in vollem Umfang zur Stromversorgung vorgesehen. Der etwas geringere Ausbaugrad der zur Auswahl gestellten Kraftwerksleistung in Region 2 ist zum Teil wohl auch durch die dort sehr große Gesamtleistung der Speicherwasserkraftwerke von insgesamt fast 80 GW zu erklären. Hier eine noch höher Leistung zu installieren, führt nicht zu weiteren wirtschaftlichen Verbesserungen im Gesamtsystem. Insgesamt sind die neuen und schon heute bestehenden Speicherwasserkraftwerke im Szenariogebiet mit einer Leistung von 258 GW ausgestattet, was beinahe 42% der Höchstlast (ca. 615 GW) im Szenariogebiet beträgt. Auch bei den neuen Speicherwasserkraftwerken variieren die Kosten in einem relativ weiten Bereich um deren Mittelwert von 4,3 €/kWh und reichen bis 11,7 €/kWh in Region 6. Damit bestätigt sich wieder der hohe Wert der Backupfähigkeit der Speicherwasserkraftwerke für das Gesamtsystem.

Tabelle 15.41: Auslegung, Auslastung und rechnerische Stromkosten neuer Speicherwasserkraftwerke in Szenario **WKWneuSWKW+LE**

Region		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	15	18	19
NL	[GW]	22,19	5,07	10,98	5,82	0,65	10,62	4,92	2,28	4,05	0,00	0,00	–	0,27	5,32
MNL	[GW]	23,19	5,07	10,98	5,82	0,65	10,62	4,92	2,28	4,05	0,89	0,47	n. zgl. *	0,27	6,72
AB	[%]	96	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	–	100	79
NLoZL	[GW]	15,46	3,38	7,32	3,88	0,43	7,08	3,28	1,52	2,70	0,00	0,00	–	0,18	4,48
MNLoZL	[GW]	15,46	3,38	7,32	3,88	0,43	7,08	3,28	1,52	2,70	0,59	0,31	n. zgl. *	0,18	4,48
$\frac{\text{neu}}{\text{alt}}$	[%]	33	50	33	33	34	33	33	50	50	50	50	0,00	50	487
ABNLoZL	[%]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	n. zgl. *	100	100
JE	[TWh]	70,41	6,68	21,84	5,44	0,52	12,32	7,09	4,57	6,01	0,00	0,00	–	0,52	24,66
AL	[VLh]	3172	1317	1990	935	805	1160	1442	2005	1483	–	–	–	1917	4633
GK	[Mio. €]	2114	476	1028	547	61	999	458	213	381	–	–	–	25	564
SK	[€/kWh]	3,0	7,1	4,7	10,1	11,7	8,1	6,5	4,7	6,3	–	–	–	4,9	2,3

NL installierte Nenn-Leistung, MNL maximale zulässige Nenn-Leistung, * nicht zugelassen, AB Ausbaugrad

AB = NL / MNL, ZL Zusatz-Leistung, NLoZL Nenn-Leistung ohne ZL (Die NLoZL dient der Bemessung der Jahreserzeugung.), MNLoZL maximale zulässige Nenn-Leistung ohne Zusatz-Leistung, ABNLoZL Ausbaugrad der NLoZL AB = NLoZL / MNLoZL, JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

Die Möglichkeit zum Neubau von Laufwasserkraftwerken wird mit 90% der zulässigen Produktion von der Optimierung vorgesehen. Dabei wird das Potential entweder vollständig ausgebaut oder es wird – in den zwei Regionen 3 und 13 mit den niedrigsten Jahresproduktionen (vgl. Tab. 15.6 auf Seite 227) – ganz darauf verzichtet (s. MNL in Tab. 15.42). Die Stromkosten der neuen Laufwasserkraftwerke bewegen sich damit in einem relativ engen Band um den Mittelwert von 3,4 €/kWh. Schon die rechnerisch zu erwartenden Stromkosten von 5,4 €/kWh in Region 3 sind also zumindest hier und bei den hier herrschenden Zuflußbedingungen zu hoch um einen wirtschaftlichen Nutzen für das Gesamtsystem zu erschließen. Die Wertigkeiten des Einsatzes von Speicher- und Laufwasserkraftwerken unterscheiden sich also deutlich voneinander, auch wenn die Laufwasserkraftwerke im Schwellbetrieb zumindest bedingt Backupfähig sind. Insgesamt sind in Szenario **WKWneuSWKW+LE** im gesamten Versorgungsgebiet 91 GW an neuen und schon heute bestehenden Laufwasserkraftwerken installiert. Zusammen mit den Speicherwasserkraftwerken ergibt sich eine Leistung von 349 GW.

Durch die großen Backuppotentiale der Wasserkraft ändert sich auch die Strategie der Windenergienutzung in Szenario **WKWneuSWKW+LE** gegenüber der im Grundszenario. Ausgleichseffekte verlieren etwas an Bedeutung und daher kann bei der Standortentscheidung mehr Rücksicht

Tabelle 15.42: Zubau, Auslastung und rechnerische Stromkosten neuer Laufwasserkraftwerke in Szenario **WKWneuSWKW+LE**

Region		1	3	4	5	6	7	8	9	10	13	18
NL	[GW]	0,69	0,00	1,92	3,58	0,99	5,90	2,76	3,05	4,27	0,00	0,14
MNL	[GW]	0,69	2,23	1,92	3,58	0,99	5,90	2,76	3,05	4,27	0,33	0,14
MNL $\frac{neu}{alt}$	[%]	33	50	34	33	33	33	33	50	50	50	50
AB	[%]	100	0	100	100	100	100	100	100	100	0	100
JE	[TWh]	2,1	–	4,9	13,9	6,0	21,2	6,9	12,3	15,2	–	0,5
AL	[VLh]	3000	–	2578	3877	6058	3601	2517	4016	3556	–	3575
GK	[Mio. €]	84	–	233	435	120	716	335	370	518	–	17
SK	[€ct/kWh]	4,0	–	4,7	3,1	2,0	3,4	4,8	3,0	3,4	–	3,4

NL installierte Nenn-Leistung, MNL maximale zulässige Nenn-Leistung, AB Ausbaugrad $AB = NL / MNL$, JE

Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

auf die günstigere Stromproduktion an windhöffigeren Standorten gelegt werden. Gegenüber dem Grundszenario findet eine Verlagerung zu Standorten 1. Wahl statt, an denen über 81% der insgesamt 2941 TWh Windstrom erzeugt werden. Durch Windenergie wird so zudem 3% mehr Strom erzeugt als im Grundszenario. Der größte Leistungszubau gegenüber dem Grundszenario erfolgt an Standorten 1. Wahl in der sehr windhöffigen Region 9 mit 78 GW, gefolgt von 59 GW in Region 10, wo gleichzeitig die Windstromproduktion an Standorten 2. Wahl vollständig aufgegeben wird (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224 sowie Tab. 15.3 auf Seite 225). In Region 16 wird dagegen die Leistung an Standorten 1. Wahl um 63 GW reduziert, was durch zusätzliche 60 GW an fast ebenso windhöffigen Standorten in der nördlich gelegenen Region 13 energetisch fast vollständig kompensiert wird. Die Maßnahmen können durch die verringerten Ansprüche an den Erzeugungsausgleich interpretiert werden, was beispielsweise den Verzicht auf Teile des Stromtransports sowie des dazu vorgesehenen Transportsystems von Region 16 in den Norden und die Nutzung der Standorte mit stärker fluktuierende Erzeugung in Region 10 ermöglicht. Auch ein vollständiger Ausbau des terrestrischen Windpotentials in Region 6 mit 28 GW WKA-Leistung und 69 TWh Jahreserzeugung kann wegen der deutlichen Erzeugungsspitze im Winter so interpretiert werden und bietet sich auch durch die Nachbarschaft zu Region 2 mit den größten Backup-Potentialen aus Speicherwasserkraft an.

Biomasse wird in Szenario **WKWneuSWKW+LE** nur zur Erzeugung von 459 TWh_{el} oder 11,5% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet eingesetzt. Das ist gegenüber dem Grundszenario eine Reduktion der Stromproduktion um mehr als 40%. Dabei bleibt die Erzeugung in den Regionen 1, 3 – 7 sowie 10 und 11 unverändert (vgl. Tab 15.4 auf Seite 226). Dagegen wird in den Regionen 2, 8 und 9 sowie 12 – 15 und 19 vollständig auf den Einsatz der Biomasse zur Stromerzeugung verzichtet. Ausschließlich in Region 4 wird ihre Nutzung auf einen Teil der Erzeugung eingeschränkt, der hier 42% unter dem des Grundszenarios und damit auch des zur Auswahl freigegebenen Potentials liegt. Ebenso wie die Reduzierung der Biomassenutzung durch die Backup-Alternative Speicherwasserkraft ermöglicht wird, kann auch eine deutliche Reduzierung der Kraftwerksleistung in diesem Sinne interpretiert werden. Die Leistung der Biomassekraftwerke sinkt deutlich überproportional zur Erzeugung um 62%. So ausgelegt werden die Kraftwerke mit durchschnittlich beinahe 7400 VLh weitgehend im Grundlastbetrieb gefahren. Regional schwankt die Auslastung in einem sehr engen Band zwischen 7128 VLh und 7528 VLh. Dabei wird der

zugeordnete Wärmebedarf zu 99% gedeckt, wobei der Deckungsanteil in keiner Regionen unter 97% liegt (vgl. Text auf Seite 225). So ist der Einsatz der Biomassekraftwerke sowohl im Hinblick auf die Erlöse für den Wärmeverkauf, als auch auf die Kraftwerksauslastung optimiert, ohne daß dies durch Backupaufgaben stark eingeschränkt wäre. Damit sinken die Gestehungskosten bei der Biomasseverstromung gegenüber dem Grundszenario um etwa 1 €/ct/ kWh_{el} auf 5,6 €/ct/ kWh_{el}.

Auf die Nutzung der solarthermischen Stromerzeugung wird in Szenario **WKWneuSWKW+LE** vollständig verzichtet. Sie kann unter den hier herrschenden Bedingungen bei heutigen Kosten keinen wirtschaftlich vorteilhaften Beitrag zu Stromversorgung leisten.

Das Übertragungssystem fällt als Ergebnis der Optimierung in Szenario **WKWneuSWKW+LE** auch etwas anders aus als im Grundszenario. Die Einbindung der neuen und ausgebauten Wasserkraftwerke in das Stromversorgungssystem wird beispielsweise durch einen Ausbau der HGÜ-Leitungskapazität von Region 2 zu den Nachbarregionen 6 und 9 um 2 und 13 GW ermöglicht. Der massive Zubau an Windleistung in Region 9 wird von einem – mit 31 GW – sehr leistungsstarken Ausbau der Leitungen von dort in die Nachbarregion 3 begleitet, von wo aus wiederum verstärkte Systeme in die Regionen 6 und 7 führen und auch die Anbindung von Region 9 an die benachbarte Region 10 wird um 14 GW verstärkt. Die massivste Reduktion von Übertragungskapazitäten findet aufgrund der verringerten WKA-Leistung in Region 16 zwischen dieser Region und ihrem nördlichen Nachbarn Region 13 mit 34 GW statt. Im Gesamtgebiet wird die Leitungskapazität insgesamt um 2,5% erhöht. 11,6% der Kapazität zwischen einzelnen Regionen, die im Grundszenario zum Transport genutzt werden sollte, ist in Szenario **WKWneuSWKW+LE** nicht vorgesehen, dafür sind zusätzliche Leitungskapazitäten mit 14,1% der Leistung im Grundszenario an anderer Stelle vorgesehen. Trotz einzelner großer Veränderungen zwischen einzelnen Regionen ist ein wesentlicher Teil des Leitungsnetzes also weitgehend unverändert. Überproportional zur Leistungssteigerung bei den HGÜ-Leitungen steigt die Umrichterleistung um 12% auf 840 GW und auch die mittlere Leitungslänge ist um mehr als 4% größer. Trotz 6% größeren Exportvolumens und längerer Leitungen ist die mittlere Leitungsauslastung um 7% geringer als im Grundszenario und die Transportverluste fallen insgesamt nur um gut 1% höher aus. Das erklärt sich durch eine geringere durchschnittliche Transportentfernung.

Insgesamt zeigen die Veränderungen des Stromversorgungssystems zwischen Szenario **WKWneuSWKW+LE** und dem Grundszenario, wie die vermehrte Stromerzeugung aus Wasserkraft, aber vor allem auch die erhöhte Backupkapazität der Wasserkraftwerke genutzt wird um den verstärkten Einsatz kurzfristig fluktuierender Erzeugung aus anderen regenerativen Quellen zu ermöglichen und so andere relativ teure Erzeugung zu verdrängen. Dem Konzept fällt im Gegenzug wie in Szenario **SWKW+LE** bei heutigen Kosten die Nutzung der Solarthermie zum "Opfer", die wegen der Option der thermischen Speicherung teilweise ähnliche Backupaufgaben erfüllen kann wie die Speicherwasserkraft. Auch die Biomassenutzung verliert dadurch an Attraktivität. Da die Annahmen der Wasserkraftpotentiale und der Kosten der Wasserkraftwerke mit einiger Unsicherheit behaftet sind, ist die quantitative Aussagekraft des Szenarios zwar beschränkt, aber es kann zumindest aus ihm gefolgert werden, daß sich ein Ausbau der Wasserkraft bei ähnlichen wirtschaftlichen Voraussetzungen lohnen sollte. Insbesondere bei leistungsstarken Speicherkraftwerken zeigt sich, daß deren Wert nicht primär in den niedrigen Stromgestehungskosten liegt, sondern vielmehr bei ihren günstigen Backupeigenschaften. Sie ermöglichen bei leistungsstarker Einbindung in ein großräumiges Stromversorgungssystem hohe Anteile fluktuierender

Erzeugung. Dieses naheliegende Ergebnis könnte schon heute bei der Diskussion um den Bau von Speicherwasserkraftwerken oder bei Maßnahmen zu deren Leistungserhöhung berücksichtigt werden um den Weg zu einem großräumigen regenerativen Stromverbund zu ebnen.

Szenario mit Neubauoption für ein Wasserkraftwerk bei Inga am Kongo

Bei Inga am Kongo in der Demokratischen Republik Kongo ist wahrscheinlich der weltweit beste Standort für ein Wasserkraftwerk [CP01]. Hier fällt der Kongo auf etwa 25 km um ca. 150 m ab [Kre03a]. Die maximal installierbare Kraftwerksleistung wird auf bis zu 150 GW geschätzt [CP01]. Nach anderen Quellen liegt sie im Bereich von ca. 100 GW [IME] [Lou01]. Bei einem durchschnittlichen Abfluß des Kongo, der etwas weiter flüßaufwärts gelegen aber schon beinahe mit dem Zufluß aus seinem gesamten Einzugsgebiet gespeist gut $40000 \text{ m}^3/\text{s}$ beträgt, ergeben sich am oben beschriebenen Standort ca. 54 GW als durchschnittliches Erzeugungsvermögen⁷⁴. Die negativen ökologischen Auswirkungen dieses potentiell weltweit größten Wasserkraftwerkes werden als sehr gering eingeschätzt [CP01]. Unter der Bezeichnung "Grand Inga Project" kursieren verschiedene Vorschläge zum Bau von Wasserkraftwerken an diesem Standort, deren Leistung etwa bei 40 bis 50 GW liegen soll (s.a. [Gov02] u. [Afr01]). Aber nicht nur die Ausmaße des Wasserkraftwerks sondern auch die niedrigen erwarteten Investitionskosten machen den Standort attraktiv. Für ein Kraftwerk mit ca. 40 GW soll die Investition nur 6 Mrd. US\$ betragen [ICO01] [Pea02]. Damit ergäben sich rechnerisch 150 US\$/kW als leistungsspezifische Investitionskosten. Der Wert scheint unrealistisch tief und wird daher nicht als Ansatz für die Investitionskosten innerhalb der Szenarien verwendet. Eine "Prefeasibility Study" von EDF und Lahmeyer, die die Option der Stromerzeugung bei Inga für den Transport bis nach Ägypten untersucht, schätzt die Investitionskosten für eine erste Ausbaustufe mit 6 GW auf gut 670\$/kW und erwartet noch niedrigere spezifische Kosten bei größerer Kraftwerksdimensionierung [Dor03]. Nach der selben Studie läge für ein Kraftwerk mit 39 GW die gesicherte Leistung⁷⁵ bei 35 GW [AMESM98]. Es ließe sich also weitgehend als Grundlastkraftwerk betreiben. Wenn man überschlägig die Investitionskosten für das 6 GW-Kraftwerk der "Prefeasibility Study" für das 39 GW-Kraftwerk übernimmt und den Angaben zur Auslastung des Kraftwerks folgt, würden die Stromgestehungskosten rechnerisch – selbst unter der Annahme einer Annuität von 12% – nur bei 1,0 US\$/kWh liegen. Da der Verbrauch in der Nähe des Standorts sowie in der ganzen Demokratischen Republik Kongo nur einen winzigen Bruchteil des Erzeugungspotentials⁷⁶ beträgt, sind die meisten Überlegungen zur Nutzung des Standorts mit dem gleichzeitigen Bau von leistungsstarken Übertragungssystemen gekoppelt, wie beispielsweise die Einbettung in den ins Auge gefaßten "Southern African Power Pool" [Afr01] oder die schon erwähnte Weiterleitung ins relativ verbrauchsstarke Ägypten [AMESM98]. Auch die Nutzbarma-

⁷⁴ Der Abfluß des Kongo, des weltweit zweitgrößten Flusses, liegt im 80-jährigen Mittel bei Kinshasa um $40250 \text{ m}^3/\text{s}$ [Hag98] und [DGH00]. Das Maximum des Abflusses tritt im Dezember mit etwa $50300 \pm 8800 \text{ m}^3/\text{s}$ auf [DGH00]. Bei Zugrundelegung dieser Daten erscheinen die Angaben einer maximal installierbaren Kraftwerksleistung von mehr als 80 GW zumindest für den beschriebenen Flußabschnitt unrealistisch hoch. Diese müssen entweder weitere Flußabschnitte mit einbeziehen, beinhalten ein sehr großes Backuppotential, oder sind einfach als Übertreibung zu interpretieren.

⁷⁵ Als gesicherte Leistung wird die Leistung bezeichnet, bei der mit einer Verfügbarkeit von mehr als 98% gerechnet werden kann.

⁷⁶ Das Erzeugungspotential liegt nach den zuvor genannten Leistungsangaben wahrscheinlich sogar über dem gesamten heutigen Stromverbrauch Afrikas, der jährlich etwa 400 TWh beträgt [DOE02a].

chung des Erzeugungspotentials für die Stromversorgung in Europa ist schon seit Jahrzehnten in der Diskussion [Kan99]. Konzepte den Strom über drei HGÜ-Trassen nach Europa zu transportieren wurden z.B. von Karl-Werner Kanngießer ausgearbeitet [Kan90] [Kan99]. Dabei werden die Investitionskosten konservativ mit 1000\$/ kW angesetzt um mit ausreichender Sicherheit über den tatsächlichen Kosten zu liegen.

Das Szenario IngaWKW entspricht bis auf die Option am oben beschriebenen Standort bei Inga ein großes Wasserkraftwerk **WKW** zu bauen dem Grundszenario. Es ist also der Frage gewidmet, welche Vorteile die Einbindung dieses Wasserkraftwerks für die Stromversorgung im Szenariogebiet mit sich bringen könnte. Dabei ist eine maximale Nennleistung von 38 GW zugelassen, die sich aus zwei Bestandteilen zusammensetzen kann. Dies sind maximal 30 GW Nennleistung ohne Zusatz-Leistung, die optional noch durch eine zusätzliche Leistung von maximal 8 GW (Zusatz-Leistung) im Speicherbetrieb unterstützt werden können⁷⁷. Die Aufteilung in die beiden Leistungsbestandteile eröffnet Spielräume für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung. Dabei wird von einer Kraftwerksauslegung ausgegangen, bei der der Zufluß ausreicht um jederzeit die Nennleistung ohne Zusatz-Leistung bereitzustellen. Zeitweilig darüber hinaus gehende Leistungsbereitstellung kann nur durch Leistungsminderung⁷⁸ zur Speicherfüllung⁷⁹ zu anderen Zeiten realisiert werden und maximal die Summe beider Leistungsanteile erreichen (bei vollem Ausbau also 38 GW)⁸⁰. Durch die zusätzliche Leistung kann auch der Ausfall von Kraftwerksteilen kompensiert und so kann die Leistungsverfügbarkeit erhöht werden. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde für die Investitionskosten ein Wert von 1000 €/ kW für die Nennleistung ohne Zusatz-Leistung und 500 €/ kW für die Zusatz-Leistung angesetzt. Bei vollem Ausbau lägen damit die Investitionskosten bei 895 €/ kW und damit etwas niedriger als der von Kanngießer angenommene Wert, aber gleichzeitig deutlich über dem Wert, der von Lahmeyer erwartet wird. Als Leitungstrassen für den Stromtransport zum Szenariogebiet stehen Verbindungen zu den drei nächstgelegenen Regionen 16, 17 und 18 mit Freileitungsdistanzen von 4800, 3240 und 4200 km zur Auswahl.

Das Kraftwerk wird in Szenario **IngaWKW** von der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung mit der maximalen Nennleistung ohne Zusatz-Leistung, also 30 GW und mit knapp 7,9 GW Zusatz-Leistung vorgesehen und erreicht so – mit 37,9 GW – fast die Obergrenze der Nennleistung von 38 GW. Das Kraftwerk produziert jährlich mit knapp 263 TWh etwa 6,6% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet und ist mit knapp 6940 VLh ausgelastet. Die Anbindung an das Szenariogebiet erfolgt über alle drei Leitungstrassen zu den Regionen 16, 17 und 18 mit 4,5, 27 und 4,8 GW HGÜ-Leitungskapazität, also insgesamt 37,3 GW. Damit werden die Leitungen so ausgelegt, daß sie – nach Abzug von Umrichterverlusten und Anrechnung der mittleren Kraftwerksverfügbarkeit – maximal die installierte Nennleistung des Wasserkraftwerks transpor-

⁷⁷ Die Idee das Kraftwerk so auszulegen, daß es seine Stromerzeugung durch Speicherbetrieb variieren kann, lehnt sich an die Konzeption von Kanngießer an, die im Verlauf des Tages für 8 Stunden eine Kraftwerksleistung von 31,8 GW und in den verbleibenden 16 Stunden 17,3 GW vorsieht [Kan99]

⁷⁸ Die minimale Leistungsabgabe ist auf 75% der beim momentanen Zulauf erzeugbaren Leistung begrenzt.

⁷⁹ Der hierfür nutzbare Speicher ist mit einer Speicherkapazität vorgesehen, die für 5,5 Stunden den Zulauf für die Erzeugung der Nennleistung ohne Zusatz-Leistung aufnehmen kann.

⁸⁰ Die gesamte Nennleistung kann nie ganz erreicht werden, da sie mit der durchschnittlichen Kraftwerksverfügbarkeit gewichtet wird.

tieren können⁸¹. Die Auslastungen der drei Trassen liegen bei etwa 4100, 7200 und 5300 *VLh*. Die kürzeste der drei Verbindungen wird also am größten ausgelegt und am stärksten ausgelastet. Die Stromkosten fallen in Szenario **IngaWKW** mit knapp 4,4 €/ct/ kWh um 5,3% niedriger aus als im Grundszenario. Die Kostenreduktion ergibt sich zum Teil durch den extrem günstigen Strom des Wasserkraftwerks bei Inga, dessen Kosten mit gut 1 €/ct/ kWh deutlich niedriger liegen als die mittleren Kosten der reinen Erzeugung, die bei 3,7 €/ct/ kWh liegen. Allerdings können den Erzeugungskosten bei Inga noch die Kosten für das Leitungssystem zu den drei Nachbarregionen zugeordnet werden, da diese Leitungen keinem anderen Zweck dienen als der Übertragung des Inga-Stroms. Die Kosten für die HGÜ-Umrichter bei Inga und die drei Leitungstrassen belaufen sich bezogen auf die Stromproduktion des Wasserkraftwerks auf gut 0,7 €/ct/ kWh. Damit summieren sich die Kosten, die alleine dem Wasserkraftwerk zurechenbar sind, mit 1,76 €/ct/ kWh auf knapp die Hälfte der mittleren Erzeugungskosten im Szenariogebiet. Das bedeutet, daß die Nutzung des Wasserkraftwerks noch weitere Vorteile mit sich bringt, da die niedrigen Stromkosten nur einen Teil zur Kostenreduktion beiträgt. Dieser Nutzen wird maximiert, indem die Zusatzleistung fast bis zu ihrem maximal erlaubten Wert ausgebaut wird. Die energetische Effizienz des Systems wird gegenüber dem Grundszenario allerdings nicht gesteigert. Zwar fallen in Szenario **IngaWKW** die Überschüsse um 12% geringer aus und auch die Verluste durch den etwas verringerten Pumpspeichereinsatz sinken, aber gleichzeitig erhöhen sich die Transportverluste aufgrund der großen Übertragungsdistanzen um 15% und zwingen damit sogar zu einer leichten Produktionssteigerung um knapp 2%. Geringfügige Einsparungen ergeben sich durch die Reduzierung des Lastmanagements um 8%.

Die Windstromerzeugung trägt in Szenario **IngaWKW** mit 65,7% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet insgesamt um 226 *TWh* weniger zur Stromerzeugung bei als im Grundszenario. Das bedeutet, daß die Stromproduktion des Wasserkraftwerks weitgehend (zu ca. 86%) zu "Lasten" der Windstromerzeugung geht. Gegenüber dem Grundszenario findet eine relative Verlagerung zugunsten von Standorten 1. Wahl statt. In den Regionen 4, 5, 10, 13, 14 und 19 wird die Leistung an Standorten 2. Wahl um knapp 43 *GW* reduziert. Die deutlichsten Leistungsreduktionen finden mit 15,3 und 11 *GW* in den Regionen 5 und 14 statt (vgl. Tab. 15.3 auf Seite 225). Aber auch an Standorten 1. Wahl werden in den Regionen 9, 10, 11, 13, 16, 17 und 18 knapp 49 *GW* WKA-Leistung eingespart. Mit Abstand die größte Leistungsreduktion findet dabei mit 27,1 *GW* in der windhöffigen Region 16 statt (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224). Nur in den beiden Regionen 10 und 14 werden an Standorten 1. Wahl jeweils gut 3 *GW* zusätzliche Leistung vorgesehen. Insgesamt findet als Ergebnis nur eine sehr geringfügige Absenkung der Erzeugungskosten des Windstroms statt, da sich die standortspezifischen Effekte gegenseitig weitgehend kompensieren.

Die jährliche Stromerzeugung aus Biomasse liegt im Grundszenario sowie im Szenario **IngaWKW** bei 19,5% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet und schöpft mit Ausnahme der Regionen 16, 17 und 18, in denen keine Nutzung stattfindet, das gesamte zur Verfügung gestellte Potential aus. Das bedeutet, daß trotz der Möglichkeit zur Regelung des Wasserkraftwerks bei Inga die Biomasse in gleichem Umfang als Backup für die kurzfristig fluktuierende Erzeugung genutzt wird. Die Auslastung der Biomassekraftwerke ist in Szenario **IngaWKW** allerdings um knapp 3% höher, was bedeutet, daß etwas weniger Leistung für die Backupaufgabe benötigt wird. Eine wei-

⁸¹ "Maximal" bedeutet hier ohne Überschreitung der Auslegungsnennleistung. Die wesentlich höhere thermische Grenzleistung, die prinzipiell genutzt werden könnte, ist also nicht gemeint.

tere Auswirkung des verringerten Backupeinsatzes der Biomasse zeigt sich in der Tatsache, daß die Wärmeabgabe aus Biomassekraftwerken einen geringfügig höheren Anteil des Wärmebedarfs decken kann, als im Grundszenario. Das bedeutet, daß die Biomasse weniger zu Zeiten eingesetzt werden muß, an denen die Abwärme nicht vollständig genutzt werden kann. Höhere Auslastung und größere Erlöse aus Wärmeverkauf senken die Stromkosten geringfügig.

Einen relativ großen Einfluß auf die Kosten der Stromversorgung in Szenario **IngaWKW** hat der Verzicht (gegenüber dem Grundszenario) auf 44% der relativ teuren solarthermischen Stromerzeugung. Gleichzeitig wird diese Erzeugungsoption nur noch in der günstigsten Region 12 genutzt, weshalb der verbleibende Anteil günstiger produziert wird. Die Veränderungen bei der Solarthermie tragen allein fast ein Drittel zur Kostenreduktion bei der Stromversorgung bei.

Das Leitungssystem fällt abgesehen von den Übertragungsleitungen zur Anbindung des Wasserkraftwerks bei Inga etwas kleiner aus als im Grundszenario. Die HGÜ-Umrichter haben inklusive der Umrichter bei Inga exakt die gleiche Leistung. Allerdings belaufen sich die Kosten für das Übertragungssystem ähnlich wie im Grundszenario insgesamt nur auf etwas mehr als 7,7% der Gesamtkosten, sodaß die relativ kleinen Einsparungen keine größeren Auswirkungen auf die Kosten der Stromversorgung haben. Selbst wenn man rechnerisch die Kosten für die Leitungen von Inga zu den drei südlichen Afrikanischen Regionen und die Kosten der Umrichter beim Wasserkraftwerk den Stromgestehungskosten des Kraftwerks zurechnet, tragen die Einsparungen im Übertragungssystem nur zu etwa einem Zwanzigstel zur Senkung der Stromkosten bei.

Insgesamt zeigt das Ergebnis der Optimierung für Szenario **IngaWKW**, daß selbst bei den großen Übertragungsentfernungen eine Nutzung des Wasserkraftpotentials bei Inga wirtschaftliche Vorteile für die Stromversorgung im Szenariogebiet mit sich bringen kann. Dies ist aus mehrerlei Hinsicht interessant. Zum einen ist das Potential bei Inga so groß, daß es für den Afrikanischen Bedarf nur sehr langfristig vollständig erschließbar ist. Im Gegensatz dazu ist der Bedarf in den verbrauchsstarken Regionen Europas sehr viel höher als das Potential, was einen weitgehenden Ausbau zur Integration der Erzeugung in die Europäische Stromversorgung schon sehr viel früher erlauben würde, ohne daß es zu einer untolerierbar hohen Abhängigkeit von dem einen Kraftwerksstandort kommen würde. Wie von Kanngießer in *”Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie”* vorgeschlagen [Kan99], könnte bei steigendem Bedarf in der Demokratischen Republik Kongo und in ihren Nachbarstaaten das Wasserkraftwerk nach und nach diese Versorgungsaufgabe übernehmen, und die Leitungen zwischen Afrika und Europa könnten dann im gleichen Maße Solarstrom transportieren [Kan99]. Die Solarkraftwerke, oder auch Windkraftwerke, würden dann für diesen Zweck sukzessive zugebaut werden. Durch den allmählichen vollständigen Ausbau des Wasserkraftpotentials bei Inga könnte vorher auch schon der Anstieg des regionalen Verbrauchs kompensiert werden. Durch ein derartiges Vorgehen könnten über lange Zeit positive Beschäftigungseffekte in der Demokratischen Republik Kongo etabliert werden und der Strom aus Inga könnte, wenn das Kraftwerk weitgehend abgeschrieben ist und entsprechende Nutzungsverträge dies vorsehen, billige Energie für die Region liefern. Interessant ist das Ergebnis aber auch deshalb, weil es zeigt, wie das Stromversorgungssystem für das Szenariogebiet allmählich zum Bestandteil eines noch größeren Verbundes werden könnte. So wird – auch um die Entwicklung des Wasserkraftpotentials bei Inga zu realisieren und für das südliche Afrika zu erschließen – im Rahmen des *”Southern African Power Pool”* ein leistungsstarkes Versorgungsnetz bis nach Südafrika diskutiert und vor-

bereitet (s.a. [Gov02] u. [Afr01]). Wenn aber das Netz zur Stromversorgung des Szenariogebiets, oder eines ähnlichen Zusammenschlusses, bis nach Inga reichen würde, ergäbe sich ein Stromversorgungssystem, das sich über Afrika sowie ganz Europa und Teile Asiens erstrecken würde. Aber auch in weiter entlegene Teile Asiens reicht schon heute ein Stromverbund. So ist das Russische Netz – wenn auch nicht überall sehr leistungsstark – schon heute bis an die Pazifikküste des Landes ausgebaut (s. [UES02]). Die Erweiterungen des Netzes können regional sowie interregional Vorteile für die Stromversorgung bringen, sodaß evtl. im Endeffekt vielleicht sogar ein globales Stromnetz entstehen könnte⁸² (s.a. [Kli01]). Wie die verschiedenen Szenarien zeigen, ist zwar ein globaler Verbund nicht nötig um eine relativ günstige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, außer besonders großen Hürden, wie z.B. langen Seepassagen, gibt es aber aus rein technisch– wirtschaftlicher Sicht keinen Grund, warum sich die Vernetzung ab irgend einem Punkt nicht weiter ausdehnen sollte um weitere Potentiale zu erschließen und mehr oder weniger großräumige Ausgleichseffekte und Systemvorteile zu erschließen⁸³. Die "natürliche" Entwicklung würde also bei Abwesenheit solcher Hürden und anderer z.B. politischer Restriktionen zu einer Art globalem Netz führen, ohne daß das bedeuten würde, daß tatsächlich auch ein nennenswerter globaler Energieaustausch stattfinden würde⁸⁴.

15.2.8 Szenario mit Nutzung aller Stromerzeugungsoptionen

Im Sinne einer optimistischen Abschätzung soll die Reihe der Szenarien noch durch ein Szenario ergänzt werden, das innerhalb des Szenariogebiets keinerlei Restriktionen hinsichtlich der Erzeugungs– und Transportoptionen beinhaltet, außer dem Verzicht auf Stromproduktion aus fossilen Energieträgern. Dabei wird aber dennoch bei den wirtschaftlichen Annahmen – konservativ – ausschließlich von heutigen Kosten ausgegangen, oder, wo hierzu keine oder ungenügende Erfahrungswerte vorliegen, von Kosten, die mit heutiger Technologie für realistisch gehalten werden. Zugelassen sind also alle Erzeugungstechniken des Grundszenarios (Biomasseverstromung, Photovoltaik, Solarthermie, bestehende Wasserkraft und Windenergie) einschließlich der Geothermie (vgl. Text ab S. 258), der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen (s.a. Szenario **0Tr**), der Nutzung von Fallwindkraftwerken wie in **GrSz+FWKW** (s. Kap. 15.2.6 ab S. 303) sowie dem Zubau von Leistung an bestehenden Wasserkraftwerken und der Neubau von Wasserkraftwerken wie in Szenario **WKWneuSWKW+LE** (s. Text ab S. 310).

Das Szenario aTES erlaubt also die uneingeschränkte Nutzung aller Transport– und Erzeugungssysteme (**aTES**) innerhalb des Szenariogebiets – ohne die Nutzung fossiler Energieträger. Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich eine recht übersichtliche Palette von

⁸² Ein Globales Stromnetz wird vielfach als wertvoller Beitrag zu einer zukünftigen Energieversorgung gesehen. Beispielsweise sagte Al Gore als Senator von Tennessee dazu "A global energy network makes enormous sense if we are to meet global energy needs with a minimal impact on the world's environment" [GEN].

⁸³ In den Szenarien ist die Begrenzung des Gebiets willkürlich gewählt, um die computergestützte Optimierbarkeit zu gewährleisten und auch sonst den Aufwand bei der Erstellung der Szenarien in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

⁸⁴ Ein Austausch großer Energien beispielsweise von Südhile nach Zentralrußland (über 20.000 km) wird in Betracht der großen Übertragungsentfernungen und damit verbundenen Verluste keine wirtschaftlich interessante Option sein, auch wenn sich das Netz über das gesamte Gebiet erstrecken sollte.

Kraftwerkstypen, die zur Stromerzeugung vorgesehen sind. Außer den schon bestehenden Pumpspeicherkraftwerken und Wasserkraftwerken tragen fast nur Fallwindkraftwerke, Windkraftwerke und neue Wasserkraftwerke zur Stromversorgung bei. Weder Fusionskraftwerke noch Geothermie, Photovoltaik oder Solarthermie können einen Beitrag zur Kostenminimierung leisten. Nur die Biomasse leistet in Region 6 mit 4 GW und 2,5 TWh noch einen bescheidenen Beitrag von 0,63‰ der Stromerzeugung im Szenariogebiet. Den größten Teil der Erzeugung übernehmen mit knapp 54% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet die Fallwindkraftwerke gefolgt von der Windkraft mit gut 33% und der Wasserkraft mit etwas mehr als 22%. Die Stromkosten liegen in Szenario **aTES** mit 3,66 €/ct/ kWh um gut 21% niedriger als im Grundszenario und 10% niedriger als im Szenario **GrSz+FWKW**, in dem das Backup zu wesentlichen Teilen durch Biomasseverstromung bereitgestellt werden muß. Diese Aufgabe kann in Szenario **aTES** durch die ausgebauten bestehenden Speicherwasserkraftwerke und die neuen, leistungsstark ausgelegten Wasserkraftwerke billiger bewältigt werden.

Die Stromversorgung ist etwas ineffizienter als im Grundszenario. Insgesamt wird gut 1% mehr Strom produziert. Dabei fallen die Überschüsse um mehr als ein Drittel niedriger aus und belaufen sich auf nur 2,3% der gesamten Stromerzeugung von 4370 TWh. Das bedeutet, daß Erzeugung und Verbrauch – bei gleichzeitig um ein Drittel geringerem Einsatz des Lastmanagements – besser aufeinander abgestimmt werden können. Auch der weiterhin geringe Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke und die damit verbundenen Verluste (0,6‰ der Erzeugung) steigen gegenüber dem Grundszenario nur sehr leicht an. Der Effizienzverlust gegenüber dem Grundszenario ergibt sich daher fast ausschließlich durch den Stromtransport, dessen Verluste 6,5% der Stromerzeugung aufzehren. Wesentlich dafür verantwortlich ist die Stromproduktion aus Fallwindkraftwerken, die vielfach in weit von den Verbrauchszentren gelegenen Regionen gewählt wird und von dort über große Distanzen zum Verbrauch transportiert werden muß. Insgesamt gehen 55% der Stromerzeugung in den Export. Das für die Transportaufgabe nötige Transportsystem trägt mit 10,6% der Gesamtkosten auch einen guten Teil zu den Stromkosten im Szenariogebiet bei. Mit den Kosten für die Transportverluste, die sich grob mit 5,8% der Gesamtkosten abschätzen lassen, belaufen sich die Kosten des Stromtransports auf etwa 16,4% der Stromversorgungskosten. Dieser relativ hohe Transportaufwand ermöglicht die Erschließung besonders günstiger Erzeugungsgebiete und rechtfertigt sich wirtschaftlich damit als ein wesentliches Element zur Minimierung der Gesamtkosten.

Die Fallwindkraftwerke werden in Szenario **aTES** etwas anders genutzt als in Szenario **FWKW**. Ähnlich wie dort sind die Standorte in Region 12 am Persischen Golf (Standort 12A) und in Region 16 vollständig genutzt (vgl. Tab. 15.39 auf Seite 305, Standorte s. 21.7 auf Seite 413). Geringer fällt aber die Nutzung der Fallwindkraftwerkspotentiale in Region 15 am Roten Meer (Standort 15B) aus, wo nur 12 GW zur Produktion von 59 TWh vorgesehen sind. Zusätzlich werden auch die Potentiale in den Regionen 11 und 18 mit 39 und 4 GW für die Produktion von 225 und 23 TWh zu 32 und 23% ausgenutzt. Damit ist die Produktion etwas besser diversifiziert, findet aber bei gleicher mittlerer Auslastung von 6032 VLh weiterhin nur an den besseren Standorten statt (vgl. Tab. 9.1). Die mittleren Produktionskosten liegen dementsprechend niedrig bei 2,84 €/ct/ kWh. Die starke Konzentration der Erzeugung auf die Regionen am Persischen Golf und Roten Meer, von wo mit 1944 TWh aus Fallwindkraftwerken über 44% der Stromproduktion im gesamten Versorgungsgebiet stammen, ist aber aus Gründen der Versorgungssicherheit kritisch zu betrachten (vgl. a. Kap. 15.2.6 S. 303 ff.). Das bedeutet, daß die gefundene, kostenoptimale Lösung wegen evtl. nötiger

politischer Restriktionen nicht in dieser Form angestrebt werden kann und mehr auf eine Standortdiversifizierung zugunsten der Wirtschaftlichkeit geachtet werden müsste. Szenario **aTES** stellt also einen Grenzfall dar, der die rein technisch – wirtschaftlichen Möglichkeiten der Nutzung von Fallwindkraftwerken aufzeigt.

Zubau und Auslegung neuer Wasserkraftwerke und die Leistungserhöhung bei bestehenden Speicherwasserkraftwerken sind in Szenario **aTES** weitgehend identisch mit denen in Szenario **WKWneuSWKW+LE**. In Region 2 fällt die Leistung bei neuen und der Leistungszubau bei bestehenden Kraftwerken deutlich größer aus, da beide bis zur Obergrenze ausgeschöpft werden. So erreicht hier die Leistung der Speicherwasserkraftwerke insgesamt beinahe 93 GW (vgl. Tab. 15.40 auf Seite 312 u. 15.40 auf Seite 312). In Region 19 wird auch in beiden Fällen etwas mehr Leistung zugebaut, wobei das zulässige Maximum aber nicht ganz erreicht wird und eine Gesamtleistung von 6,94 GW vorgesehen ist. Ein geringerer Ausbau der Speicherwasserkraft findet in Region 8 statt, wo zwar das gesamte energetische Potential genutzt wird, aber die installierte Leistung um 23% niedriger ausfällt als in Szenario **WKWneuSWKW+LE**. Beim Zubau von Laufwasserkraftwerken unterscheiden sich die beiden Szenarien nur in Region 18, bei der in Szenario **aTES** vollständig auf den Neubau verzichtet wird (vgl. Tab. 15.42 auf Seite 314). So sind in Szenario **aTES** Wasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 358 GW installiert und erzeugen jährlich 879 TWh. Auch im Bereich der Wasserkraft kann das Szenario nicht als konservative Abschätzung verstanden werden, da – wie zu Szenario **WKWneuSWKW+LE** ausgeführt – relativ große Unsicherheiten bezüglich der regionalen Potentiale und der Kosten für deren Erschließung vorliegen.

Aufgrund des großen Erzeugungsanteils der Fallwindkraftwerke wird in Szenario **aTES** gegenüber dem Grundszenario sehr viel Windstromerzeugung verdrängt. Dabei ist eine deutliche Tendenz zur verbrauchernahen Erzeugung auszumachen. So werden in den verbrauchsstarken Regionen 1, 2, 3, und 5 sowie in Region 19 die Standorte erster Wahl weiterhin vollständig genutzt (vgl. Tab. 15.2 auf Seite 224). Dazu "gesellt" sich – wie in Szenario **WKWneuSWKW+LE** – Region 6, wo die relativ stark fluktuierende Windstromerzeugung durch die leistungsstarken Speicherwasserkraftwerke der Nachbarregionen gebackupt werden kann (vgl. Tab. 5.5 auf Seite 76). Dagegen wird in Region 8 vollständig und in Region 4 auf ein knappes Fünftel der eher ertragsschwachen Windenergienutzung an Standorten 1. Wahl verzichtet. Stark eingeschränkt wird die Windstromerzeugung auch in den Regionen 9 und 10 auf 357 und 31 TWh, in denen im Grundszenario von 572 und 236 TWh Windstrom wesentliche Anteile auch für den Export vorgesehen sind. In Region 10 wird dabei trotz ihrer ungleichmäßigeren Produktion die gesamte Leistung von 14 GW auf die windgünstigsten Standorte 1. Wahl verlegt. Bis auf 34 GW in Region 13 mit den günstigsten Windbedingungen und einem "Rest" von 3 GW in Region 18 ist in Afrika keinerlei WKA-Leistung vorgesehen. An Standorten 2. Wahl ist in Afrika überhaupt keine Leistung vorgesehen und in Europa mit 79 und 23 GW nur in den Regionen 2 und 5 mit ihren großen Speicherwasserkraftwerksleistungen und relativ ertragreichen WKA-Standorten. Bei der Windstromerzeugung findet dadurch auch eine Konzentration auf Winterwindgebiete statt, die die überwiegend durch sommerliche Maxima charakterisierte Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken kompensiert. Neben der Verbrauchernähe ist dies wahrscheinlich ein wesentlicher Grund für den weitgehenden Verzicht auf Afrikanische Standorte.

Das Transportsystem hat in Szenario **aTES** vor allem zwei Aufgaben. Es transportiert den Strom

aus Fallwindkraftwerken in die verbrauchsstarken Regionen und bindet die Speicherwasserkraftwerke leistungsstark in die großräumige Stromversorgung ein. Insgesamt wird mit etwa 55% des erzeugten Stroms ein sehr hoher Anteil über das HGÜ-System transportiert. Trotz der deutlich von der des Grundszenarios unterschiedenen Erzeugungsstruktur sind immerhin knapp 65% des Leitungssystems identisch. Allerdings wird insgesamt eine mit 1041 GW um ein Drittel größere Leitungskapazität benötigt, die mit über 5400 VLh sehr gut ausgelastet ist. Der größte Leitungsbedarf besteht zwischen den Regionen am Persischen Golf und am Roten Meer, von wo der Exportstrom aus Fallwindkraftwerken in die nördlichen Verbrauchszentren transportiert wird. Entsprechend dieser regional extrem konzentrierten Erzeugung erreicht Region 4 von dort eine Leitungskapazität von 158 GW und in Region 10 führen von dort ebenfalls 48 GW (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Die Verbindungen zwischen den Regionen 16 und 13 (84 GW) sowie 13 und 8 (86 GW), die im Wesentlichen den Fallwindkraftwerksstrom aus Region 16 und den Windstrom aus Region 13 nach Europa transportieren, sind die zweite leistungsstarke Nord \leftrightarrow Süd-Verbindung. Die Trasse zwischen den Regionen 8 und 13 ist dabei mit 6400 VLh eines der am besten ausgelasteten Teilstücke des Transportnetzes, was auf die gleichmäßige Produktion aus Fallwindkraftwerken in Region 16 und eine tendenziell antikorrelierte Erzeugung aus Windenergie in Region 13 zurückzuführen ist. Entsprechend leistungsstark fallen jeweils auch die zu den benachbarten verbrauchsstarken Regionen weiterführenden Verbindungen von Region 4 in die Regionen 3 (74 GW) und 7 (49 GW) sowie von Region 8 in die Region 5 (66 GW) und 7 (13 GW) aus. Letztere sind allerdings deutlich kleiner dimensioniert als im Grundszenario, in dem deutlich mehr Windleistung über sie in die Nachbarregionen transportiert werden soll. Weitere leistungsstarke Verbindungen sind für die Einbindung der großen Speicherwasserkraftleistungen in das Versorgungssystem vorgesehen. Das trifft beispielsweise zwischen Region 2 und ihren Nachbarregionen 6 (49 GW) und 9 (20 GW) zu, und auch die Verbindungen zwischen Region 4 und ihren Nachbarn dienen außer dem Transport des Fallwindstroms auch diesem Zweck. Die Leistung der HGÜ-Umrichter fällt mit 819 GW in Szenario **aTES** gegenüber dem Grundszenario nur um 9% erhöht aus. Die Umrichter sind mit 5563 VLh um mehr als ein Fünftel besser ausgelastet. Auch darin spiegelt sich die sehr ausgeglichene Erzeugung der Fallwindkraftwerke wieder.

Insgesamt muß das Szenario wegen der Unsicherheiten der Wasserkraftpotentiale und der Kosten für deren Nutzung sowie wegen der bisher noch nicht – in kommerziellem Maßstab – erprobten Fallwindkraftwerke im Sinne einer Wenn-Dann-Abschätzung interpretiert werden. Es ist deshalb im Gegensatz zu den meisten anderen Szenarien keine konservative Untersuchung der Möglichkeiten einer zukünftigen Stromversorgung. Durch den massiven Einsatz von Fallwindkraftwerken liefert es jedoch starke Argumente für deren Erforschung und Erprobung. Ihr gleichmäßiges Leistungsdargebot mit Maxima am Tag und relativ geringem Rückgang der Produktion in der Nacht macht sie, wie das Szenario zeigt, – über die relativ günstige Stromerzeugung hinaus – attraktiv für die Stromversorgung (vgl. Abb. 9.8 auf Seite 135 u. Tab. 9.2 auf Seite 136). Für die Wasserkraft belegt auch Szenario **aTES**, wie hoch vor allem der Wert der Speicherwasserkraft in einem zukünftigen regenerativen Stromversorgungssystem einzuschätzen wäre und legt so nahe, daß dieser Blickwinkel auch in der heutigen Diskussion um anstehende Entscheidungen zum Neubau oder zur Leistungserhöhung sowie zu Speichervergrößerungen berücksichtigt werden sollte. Letztlich legt das Szenario auch nahe, daß es bei konsequenter Entwicklung und zielgerichtetem Einsatz aller Möglichkeiten für eine regenerative Stromversorgung – schon mit heutiger Technik und bei Annah-

me heute als realistisch einzustufender Kosten – möglich sein sollte eine CO_2 -neutrale Stromversorgung zu gestalten, deren Wirtschaftlichkeit der der heutigen, konventionellen Stromversorgung in nichts nachsteht. Bezieht man übliche Kostensenkungen bei den noch jungen Erzeugungstechniken (z.B. Windkraft s.a. [EXT02]) mit in die Überlegungen ein, so ist sogar eine kostengünstigere Stromversorgung denkbar, und berücksichtigt man darüber hinaus die zu erwartende Verringerung externer Kosten, so kann von einer noch deutlicheren Überlegenheit der regenerativen Stromversorgung ausgegangen werden.

15.2.9 Szenario mit erhöhten Verbräuchen in Regionen unterdurchschnittlichen Konsums elektrischer Energie

Obwohl weltweit der Stromverbrauch deutlich schneller steigt als der Primärenergieverbrauch⁸⁵ könnte es durch die Nutzung von verschiedensten Einsparpotentialen gelingen, den Stromverbrauch in Ländern mit hohem Prokopfverbrauch den Konsum langfristig zu stabilisieren oder evtl. sogar zu reduzieren (vgl. z.B. [Qua00]). In Regionen mit sehr niedrigem Prokopfverbrauch scheint dagegen ein größerer Verbrauch für die Steigerung des Lebensstandards unerlässlich (vgl. z.B. [GEN95]). Dem soll auch in einem Szenario Rechnung getragen werden, in dem für Regionen des Szenariogebiets mit unterdurchschnittlichem Prokopf-Stromverbrauch ein erhöhter Verbrauch angenommen wird.

Das Szenario VE dient dem Zweck, die Auswirkungen eines erhöhten Verbrauchs in gegenwärtig verbrauchsschwachen Regionen zu untersuchen. Dazu sind Verbrauchs-Erhöhrungen (VE) in Regionen mit unterdurchschnittlichem Prokopf-Stromverbrauch vorgesehen. Sonst entspricht das Szenario in allen Annahmen und Restriktionen dem Grundszenario. Der Verbrauch wird in den genannten Regionen maximal auf den durchschnittlichen Prokopfverbrauch im Grundszenario erhöht. Davon wird abgewichen, wenn dazu der regionale Stromverbrauch auf mehr als das 20-fache angehoben werden müßte um nicht implizit allzulange Zeithorizonte oder unrealistische Wachstumsraten anzunehmen⁸⁶. Erhöhungen des Stromverbrauchs finden außer in den verbrauchsstarken Regionen 1, 2 sowie 4 bis 10 als auch 12 und 19 im gesamten Szenariogebiet statt, wobei die Obergrenze nur in den drei Regionen 16, 17 und 18 erreicht wird (vgl. Tab 15.43 u. 15.1 auf Seite 223). Die Erhöhung erfolgt durch eine lineare Skalierung, d.h. der Stromverbrauch wird zu jedem Zeitpunkt um den – für die jeweilige Region – ermittelten Faktor erhöht. Insgesamt ergibt sich dadurch für das Szenariogebiet eine Verbrauchssteigerung um ein knappes Viertel auf 4918 TWh.

Als Ergebnis der Optimierung für Szenario **VE** ergibt sich wieder ein Stromversorgungssystem, in dem die Windenergie mit 68,4% den mit Abstand größten Beitrag zur Stromerzeugung leistet, gefolgt von der Biomasse (15,7%), der Wasserkraft (11,8%) und der Solarthermie (4,0%). Die

⁸⁵ Der Primärenergieverbrauch ist in den vergangenen zwei Jahrzehnten durchschnittlich nur um etwa 1,5%/a angestiegen wogegen der jährliche Anstieg beim Stromverbrauch mehr als doppelt so hoch lag (vgl. [DOE02c] u. [DOE02a]). In Westeuropa war das Verhältnis mit ca. 2,3%/a (Stromverbrauch) zu 0,9%/a (Primärenergie) bei insgesamt niedrigeren relativen Anstiegen noch etwas größer.

⁸⁶ Eine Steigerung des Stromverbrauchs auf das 20-fache entspricht beispielsweise einer jährlichen Steigerung von 10,5%/a über 30 Jahre. Dieser jährliche Verbrauchsanstieg wurde in den zwei Jahrzehnten zwischen 1980 und 2000 im Mittel weltweit nur von den 5% aller Länder mit dem größten Stromverbrauchswachstum erreicht (vgl. [DOE02a]). Davon haben nur sechs Länder dieses Wachstum überschritten.

Photovoltaik kann auch in diesem Szenario keinen wirtschaftlichen Beitrag zur Stromversorgung leisten und wird folglich nicht vorgesehen. Die Kosten für die Stromversorgung liegen – bezogen auf den Stromverbrauch – mit 4,93 €/kWh um 6% über denen im Grundszenario. Für den Anstieg sind mehrere Faktoren verantwortlich, die sich aber zu einem großen Teil auf das ungünstigere Verhältnis von Leistungsanforderung und Backupleistung bestehender (Wasser-)Kraftwerke zurückführen läßt, das anderweitig kompensiert werden muß. Die Jahreserzeugung steigt leicht überproportional zum Verbrauchsanstieg auf 5375 TWh insgesamt um 24,4% oder um 7,3% mehr als der Verbrauch. Das bedeutet, daß die Stromversorgung etwas ineffizienter ist. Der Exportanteil der Stromproduktion steigt in Szenario **VE** gegenüber dem Grundszenario von 45,6% des Stromverbrauchsäquivalents auf 49,9%, relativ zum Verbrauch also fast um ein Zehntel an. Absolut ist das ein Anstieg des Exports um 35%. Die dabei auftretenden Verluste summieren sich auf 5% der Stromverbrauchsäquivalents und fallen mit knapp 245 TWh – relativ zum Verbrauch – um 9% höher aus als im Grundszenario. Auch die Überschußproduktion steigt von 3,9% des Stromverbrauchsäquivalents im Grundszenario auf 4,3% in Szenario **VE** etwa um den gleichen relativen Anteil wie die Transportverluste. Beide haben etwa den gleichen Anteil an der verringerten Effizienz. Die Erzeugung wird auch aufgrund der erhöhten Verbräuche in den südlichen Regionen attraktiver, wo folglich mehr Strom produziert wird (vgl. JE in Tab 15.43 u. 15.1 auf Seite 223). Die größten relativen Produktionssteigerungen finden dementsprechend auch in den Regionen 16, 17, und 18 mit 62, 79 und 122% statt. Region 18 wird damit zur wichtigsten Exportregion und verdrängt Region 13 auf der zweiten Platz vor den Regionen 9 und 16 sowie der "Speicherwasserkraftregion" 2 (vgl. EX in Tab 15.43). Das Mittel des Lastmanagement (LM) muß zum Abgleich von Erzeugung und Verbrauch in verstärktem Maße eingesetzt werden. Insgesamt wird die Deckung von 2,1% des Bedarfs zeitlich verschoben (vgl. LM/ SV in Tab 15.43). Der Einsatz ist damit relativ zum Verbrauch um 26% gestiegen, was auch als eine Kompensationsmaßnahme für die ungünstigeren Backupbedingungen verstanden werden kann und einen kleinen Beitrag zur Verteuerung der Stromversorgung mit sich bringt.

Tabelle 15.43: Regionale Charakteristika der Stromversorgung im Szenario **VE**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
SV	[TWh]	314	297	433	521	557	493	360	183	321	378	436	101	191	42	231	25	8	24	4
JE	[TWh]	287	569	211	254	275	82	140	111	839	386	147	80	708	37	20	463	23	675	68
EX	[TWh]	59	279	0	0	2	0	0	4	468	77	0	20	488	4	0	344	14	636	58
IM	[TWh]	93	8	225	269	286	414	222	77	6	74	290	41	3	10	212	0	0	0	0
UP	[TWh]	5	1	0	0	0	0	0	0	56	5	0	0	30	1	0	94	0	13	5
LM	[TWh]	7	5	8	10	12	10	9	4	5	8	10	2	5	1	5	0,6	0,2	0,4	0,1
LM/ SV	[%]	2,4	1,5	1,9	1,9	2,2	2,1	2,6	2,3	1,6	2,1	2,3	2,2	2,4	2,6	2,1	2,4	2,1	1,8	2,4
SK _{JE}	[€/kWh]	3,6	3,2	5,3	5,1	4,4	5,6	3,0	4,3	3,6	4,9	5,8	8,8	3,5	4,7	4,7	3,8	7,2	4,9	3,3
SK _{SV}	[€/kWh]	4,0	3,2	5,0	4,9	4,5	4,8	4,0	4,5	3,8	4,9	5,0	7,1	3,7	4,7	4,7	4,8	7,2	5,0	3,5
SK _{LM} *	[€/MWh]	5,9	3,8	4,6	4,7	5,6	5,2	6,6	5,7	4,1	5,3	5,8	5,6	6,1	6,4	5,3	6,1	5,2	4,5	5,9
SK _{SV+LM+US}	[€/kWh]	4,1	3,4	5,1	5,0	4,7	5,0	4,2	4,6	4,0	5,0	5,2	7,3	3,9	4,9	4,8	4,9	7,3	5,2	3,7

SV Strom–Verbrauch, JE Jahres–Erzeugung, EX Export, IM Import, UP Überschuß–Produktion,
 LM Last–Management, SK Strom–Kosten (* Die zusätzlichen Stromkosten für das Lastmanagement
 SK_{LM} sind auf das Gesamtvolumen des regionalen Stromverbrauchs SV bezogen.)

Aus Windenergie werden in Szenario **VE** von WKA mit 1351 GW insgesamt 3675 TWh Strom

produziert. Die durchschnittliche Kraftwerksauslastung ist dabei um etwa ein Prozent niedriger als im Grundszenario. Die Mehrproduktion von 834 TWh geht also praktisch nicht zu Lasten der Kraftwerks-Auslastung und damit auch nur in geringem Maße zu Lasten der Stromproduktionskosten, obwohl die Standortauswahl auch mit Rücksicht auf eine gleichmäßige, dem Verbrauch angepasste Erzeugung geschieht. Das zeigt sich beispielsweise am teilweisen Verzicht auf WKA-Leistung an Standorten 1. Wahl in Region 13 zugunsten einer deutlich erhöhten Leistung an den dortigen Standorten 2. Wahl (vgl. Tab. 15.44 u. 15.45 mit Tab. 15.2 S. 224 u. 15.2 S. 224). Auch in Region 10 wird eine Kombination aus Standorten 1. und 2. Wahl vorgesehen, ohne daß die Standorte 1. Wahl schon ausgeschöpft wären. Diese Entscheidungen können durch die schlechteren Backupmöglichkeiten mit bedingt sein. In den verbrauchsstarken Regionen 1 bis 8 werden die Windpotentiale an Standorten 1. Wahl, die auch im Grundszenario für die Nutzung ausgewählt wurden, weiterhin vollständig genutzt. Ein leistungsstarker Zubau findet dagegen in Region 9 mit ihrem relativ ausgeglichenen Erzeugungsverhalten statt und auch die vollständig zum Ausbau vorgesehenen Potentiale in den Regionen 16 und 18 weisen sich durch relativ geringe Schwankungen der Erzeugung aus (vgl. Tab. 5.6 auf Seite 77 u. 5.6 auf Seite 77).

Tabelle 15.44: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 1. Wahl in Szenario VE

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	83	24	43	11	12	0	0	16	227	24	52	0	89	0	0	105	1	105	12
ML	[GW]	83	24	43	11	12	28	4	16	339	213	216	505	121	172	69	105	142	105	12
AB	[%]	100	100	100	100	100	--	--	100	67	11	24	--	73	--	--	100	1	100	100
JE	[TWh]	255	67	97	21	36	--	--	33	723	53	103	--	283	--	--	318	4	308	36
AL	[VLh]	3070	2796	2257	1873	3017	--	--	2055	3178	2209	1970	--	3179	--	--	3033	2749	2934	3034
GK	[Mio. €/a]	8391	2433	4369	1122	1214	--	--	1622	24439	2474	5328	--	9008	--	--	10863	133	10635	1207
SK	[€/kWh]	3,3	3,6	4,5	5,4	3,4	--	--	4,9	3,4	4,6	5,2	--	3,2	--	--	3,4	3,7	3,5	3,3

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,

JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

In den verbrauchsstarken Regionen 4 und 5, deren Potential im Grundszenario nur teilweise erschlossen wurde, ist bei Szenario VE die vollständige Nutzung geplant (vgl. Tab. 15.45 u. 15.3). Der größte Zubau ist aber mit 98, 69 und 51 GW in den Regionen 13, 18 und 16 vorgesehen. Die Auswahl der Kraftwerksstandorte führt zu einer Diversifizierung der Windstromerzeugung mit knapp 64% der Windstromerzeugung an Standorten 1. Wahl im Gegensatz zu über 76% im Grundszenario. Diese diversifizierte Erzeugung reduziert den Bedarf an Backupleistung und trägt damit dem diesbezüglichen Engpaß Rechnung.

Das zur Auswahl gestellte Biomassepotential wird in Szenario VE vollständig ausgeschöpft. Gegenüber dem Grundszenario bedeutet dies nur eine Veränderung in den drei südlichsten Regionen 16, 17 und 18 (vgl. Tab. 15.4 auf Seite 226). Dadurch steigt die Stromerzeugung aus Biomasse um knapp 9% auf 846 TWh. Zur Verbesserung der Backupsituation werden die Kraftwerke aber mit einer etwas größeren Leistung ausgelegt und es kann bei der Kraftwerkseinsatzplanung weniger Rücksicht auf die Verkaufserlöse für die Wärme genommen werden, weshalb die Wärmeabgabe (WA) an die jeweilige Wärmeversorgung den zugeordneten Wärmebedarf (WB) nur zu 91% abdeckt. Dabei variiert dieser Deckungsanteil ($\frac{WA}{WB}$) in den verschiedenen Regionen zwischen

Tabelle 15.45: Auslegung, Nutzung und Kosten von Windkraftwerken an Standorten 2. Wahl in Szenario **VE**

Region		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NL	[GW]	–	84	0	13	50	–	–	0	0	120	–	–	136	12	0	51	0	69	10
ML	[GW]	–	84	166	13	50	–	–	21	350	647	–	–	376	201	268	486	214	245	16
AB	[%]	–	100	–	100	100	–	–	–	–	19	–	–	36	6	–	11	–	28	62
JE	[TWh]	–	199	–	20	109	–	–	–	–	242	–	–	395	30	–	126	–	191	26
AL	[VLh]	–	2369	–	1535	2183	–	–	–	–	2020	–	–	2905	2435	–	2461	–	2761	2636
GK	[Mio. €/a]	–	8517	–	1326	5058	–	–	–	–	12404	–	–	14157	1245	–	5313	–	7011	997
SK	[€/kWh]	–	4,3	–	6,6	4,6	–	–	–	–	5,1	–	–	3,6	4,1	–	4,2	–	3,7	3,8

NL installierte Nenn-Leistung, ML Maximalnenn-Leistung zugelassen, AB Ausbau AB = NL / ML,
JE Jahres-Erzeugung, GK jährliche Gesamt-Kosten, SK Strom-Kosten

85 und 100%. Der verringerte Erlös aus Wärmeverkauf und die auf 4412 *VLh* um 8% verringerte Kraftwerksauslastung erhöhen die Gestehungskosten bei der Biomasseverstromung gegenüber dem Grundszenario um knapp 7% und tragen einen Teil zum Kostenanstieg bei.

Wesentlich entscheidender ist diesbezüglich aber der verstärkte Einsatz solarthermischer Stromerzeugung, der relativ zum jährlichen Verbrauch im Szenariogebiet für die Erzeugung von fast dreimal soviel elektrischer Energie genutzt wird. Mit 8,2% der Gesamtkosten entfällt auf ihn gut die Hälfte aller Mehrkosten. Die Produktion ist mit 142 und 75 *TWh* zu über 99% in den ertragreichsten Regionen 18 und 12 vorgesehen (vgl. 4.4 auf Seite 40). Mit einer Kapazität der Wärmespeicher für etwas mehr als 10 *VLh* Stromproduktion bei einem Solarvielfachen⁸⁷ von 1,2 sind die Kraftwerke so ausgelegt, daß sie mit ihren 82 *GW* auch für Backupaufgaben geeignet sind, womit abermals der sonst relativ ungünstigen Backupsituation Rechnung getragen wird. Obwohl die Kraftwerke bei dieser Auslegung nicht das Kostenminimum der Solarstromerzeugung erreichen, liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bei nur 9,1 €/kWh. Die Mehrkosten⁸⁸ von knapp 2 €/kWh gegenüber der kostenoptimalen Auslegung für die reine solarthermische Stromproduktion rechtfertigen sich wirtschaftlich durch Einsparungen an anderer Stelle. Bei den großen vorgesehenen Leistungen wären höchstwahrscheinlich die Kosten für die Komponenten der solarthermischen Kraftwerke – insbesondere das Spiegelfeld – durch den wirtschaftlich industriellen Lernprozeß schon weit niedriger, als die heutigen Kosten, die für die Szenarien angenommen wurden⁸⁹. Auch eine Berücksichtigung der neuesten wissenschaftlichen Ergebnisse bezüglich der Speicherkosten legt eine deutliche Kostenreduzierung nahe⁹⁰. Unter diesem Blickwinkel betrachtet ist davon auszugehen, daß der größte Teil der Mehrkosten durch die Solarkraftwerke bei der

⁸⁷ Zur Erläuterung des Begriffes siehe Fußnote 23 auf Seite 30.

⁸⁸ Das Kostenoptimum für die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken in Region 12 liegt in etwa bei einem Wert von 7 €/kWh, der sich z.B. bei der Auslegung für Szenario **0Tr** ergibt (vgl. 15.19 auf Seite 254). In Region 18 ist ein ähnlicher Wert zu erwarten.

⁸⁹ Vergleiche auch die Anmerkungen zu Szenario **1/2SFKt** auf Seite 283 sowie Fußnote 47 auf Seite 283 über erwartete Kostenentwicklungen im Bereich der Solarthermie.

⁹⁰ Vergleiche auch die Anmerkungen zu Szenario **2/5SF–2/3SpKt** auf Seite 288 sowie Fußnote 54 auf Seite 288 über Entwicklungen im Speicherbereich.

Realisierung eines ähnlichen Stromversorgungssystems vermieden werden könnte⁹¹.

Gegenüber dem im Vergleich zum Grundszenario – um etwa 35% – größeren Transportvolumen steigt die installierte Übertragungsleistung der HGÜ-Leitungen mit einer Leistungserhöhung um knapp 29% auf 1007 GW nur unterproportional an. Die Veränderung des Leitungssystems beruht hauptsächlich in Leistungserhöhungen von Verbindungen, die auch im Grundszenario vorgesehen sind. Lediglich auf 1,9% dieser Leistung wird verzichtet, wobei nur auf die Trasse zwischen Region 14 und 7 vollständig verzichtet wird (vgl. Abb. 15.1 auf Seite 231). Neue Trassen mit relativ kleiner Übertragungskapazität werden dagegen mit 2,4 sowie 3,8 GW zwischen den Regionen 2 und 3 zur Verbesserung der Backupmöglichkeiten der Speicherwasserkraftwerke aus Region 2 sowie zwischen den Regionen 4 und 10 vorgesehen. Zwischen den Afrikanischen Ländern werden die Leitungskapazitäten um 58% erhöht, was etwa 40% des gesamten Zubaus entspricht. Angesichts einer Verdoppelung des Stromtransports über diese Trassen und eines fast fünf mal höheren Verbrauchs der Afrikanischen Regionen, der knapp 56% des Gesamtanstiegs ausmacht, fällt der zusätzliche Bedarf an Leitungen relativ klein aus. Im Hinblick auf eine langfristige Entwicklungsperspektive für diese Regionen ist das ein interessantes Ergebnis, da sich die Übertragungssysteme, die im Grundszenario vornehmlich für den Stromtransport in die verbrauchsstarken Regionen Eurasiens vorgesehen sind, auch gut für eine großräumige regenerative Stromversorgung der Afrikanischen Länder eignen. So könnte ein System, das Anfangs mehr für die Stromversorgung in Eurasien vorgesehen ist, bei steigendem Wohlstand allmählich auch für die Stromversorgung der Afrikanischen Regionen eingesetzt werden und dort den Entwicklungsprozeß eventuell beschleunigen. Dazu könnten schon die Investitionen in die Stromerzeugung für Eurasien, die in Afrika getätigt werden müßten, einen wirtschaftlichen Impuls geben und die – zu diesem Zweck errichteten – Übertragungssysteme wären dann wohl zumindest teilweise abgeschrieben, was deren Kostenanteil reduziert.

Insgesamt zeigt Szenario **VE**, daß auch ein größerer Stromverbrauch im Szenariogebiet noch nicht zu einem Ausweichen auf wesentlich ungünstigere Standorte der regenerativen Erzeugungssysteme führt. Die Potentiale erlauben ohne wesentliche Verteuerung der Produktion deutlich größere Verbräuche. Wenn aber die Leistung der Backupfähigen Speicherwasserkraftwerke mit dem Verbrauchsanstieg nicht Schritt hält – wie in Szenario **VE**, in dem keine Leistungserhöhung an sowie kein Zubau von Wasserkraftwerken zugelassen ist –, dann müssen andere Maßnahmen ergriffen werden, um die Engpasssituationen zu meistern. Dazu gehören in Szenario **VE** die Diversifizierung der Windstromproduktion, größere Leistungen der Biomassekraftwerke, größere Leistungen von solarthermischen Kraftwerken mit großen Wärmespeichern und leistungsstärkere, besser ausgelastete Übertragungssysteme zur Erschließung der vorhandenen Backuppotentiale sowie von interregionalen Ausgleichseffekten. Alle diese Maßnahmen tragen mehr oder weniger stark zu einer Verteuerung der Versorgung bei, bleiben aber in ihren Auswirkungen relativ unproblematisch. Maßnahmen gegen die Verteuerung der Stromversorgung könnten Leistungserhöhungen an bestehenden Speicherwasserkraftwerken sowie der Zubau von neuen Wasserkraftwerken sein, wie in Szenario **SWKW+LE** oder Szenario **WKWneuSWKW+LE** (s. Kap. 15.2.7 ab S. 307). Eine andere Mög-

⁹¹ Bei weitgehend optimaler Auslegung wird in Szenario **2/5SF–2/3SpKt** in den Regionen 12 und 18 Solarstrom für 3,66 €/kWh und 3,53 €/kWh produziert. Auch bei suboptimaler Auslegung, die für die Backupbereitstellung gewählt wird, sollte sich – bei gleichen Kostenannahmen – der Solarstrom um mehr als 2,5 €/kWh günstiger herstellen lassen, womit wahrscheinlich das Kostenminimum noch nicht erreicht wäre.

lichkeit bestünde darin, größere Biomassepotentiale für den Einsatz zur Verstromung vorzusehen, dazu wäre noch Spielraum, dessen Nutzung aber zu Lasten des verbleibenden Potentials geht, das für andere Zwecke vorgesehen ist (vgl. Tab. 6.2 auf Seite 89). Als eine dritte Möglichkeit bietet sich die Nutzung von speziell für das Backup vorgesehenen Kraftwerken an, die für das Engpassmanagement eventuell auch weitgehend unbedenklich kleine Mengen fossiler Energieträger einsetzen, ähnlich wie in Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** (s. ab S. 237). Es gibt also viele verschiedene Ansätze, auch bei erhöhtem Verbrauch eine noch günstigere Stromversorgung als in Szenario **VE** zu realisieren, die teilweise – wie die Nutzung von speziellen Backupkraftwerken oder ein erhöhter Biomasseanteil – auch aus Gründen der regionalen Unabhängigkeit von Interesse sein könnten.

15.3 Zusammenfassung der Szenarien

Insgesamt zeigen die unterschiedlichen Szenarien, daß es eine Vielzahl von Lösungen für eine zukünftige Stromversorgung gibt, die auch wirtschaftlich als gangbar eingestuft werden können. Das Grundszenario **GrSz** einer regenerativen Stromversorgung mit heutigen Technologien zu heutigen Kosten weist trotz dieser konservativen technologischen und wirtschaftlichen Grundannahmen schon ein niedriges Kostenniveau auf. Die Kosten liegen mit knapp 4,65 €/ct/ kWh unter den Stromkosten neuer fossil gefeuerter Kraftwerke auf Erdgasbasis (s. Zusammenfassung S. 5). Aber selbst gegenüber den Stromkosten der Stromerzeugung aus weitgehend abgeschriebenen Kraftwerken nimmt sich die Stromversorgung des **GrSz** relativ günstig aus. Wie in Abbildung 15.3 nochmals illustriert, wird die Stromerzeugung im **GrSz** durch Windstrom dominiert. Dieser wird großräumig genutzt, womit sich dessen Fluktuationen verringern. Die verbleibenden Backup–Aufgaben übernimmt zum einen die schon heute bestehende Wasserkraft, die ebenso wie die Windkraft in ein leistungsstarkes HGÜ–Übertragungsnetz integriert ist. Den größten Teil der verbleibenden Backup–Aufgaben übernimmt die Biomasseverstromung. Mit ihren Tageswärmespeichern leistet auch die Solarthermie – selbst bei ihren noch relativ hohen Erzeugungskosten – einen Beitrag dazu und damit auch zur Kostenminimierung.

Etwa 42% des erzeugten Stroms werden über ein leistungsstarkes, dem Drehstromnetz überlagertes HGÜ–Netz transportiert. Dabei entstehen zwar Übertragungsverluste in Höhe von 10% des HGÜ–Transports oder 4,2% der Stromerzeugung, aber das Konzept der großräumigen Nutzung der regenerativen Ressourcen ist ausschlaggebend für die niedrigen Stromkosten. Ein Grund für die kostengünstige regenerative Vollversorgung ist dabei die gute Anpassung von Erzeugung und Bedarf. Das zeigt sich auch an den relativ niedrigen Überschüssen, die nur etwa 3,6% der Stromerzeugung ausmachen.

Unter Anderem zur Validierung der Ergebnisse des Grundszenarios dienen mehrere andere Szenarien, deren wichtigste Ergebnisse in Abbildung 15.4 zusammengefaßt sind (Details können in Kapitel 15.2.1.2 auf Seite 233 ff. nachgelesen werden.). Dem Zweck der Validierung dient z.B. Szenario **182dNL-GrSz** (s. S. 236 ff.) bei dem der Kraftwerkspark aus dem Grundszenario beibehalten wird und als Grundlage für den Betrieb in einer Periode dient, die nicht in die Optimierung für das Grundszenario eingeflossen ist. Hier muß die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung ggf. mit dem Zubau weiterer Komponenten auf auftretende Engpässe reagieren. Ähnlich aber mit der zusätzlichen Option der Unterstützung durch fossil gefeuerte Kraftwerke ist Szenario

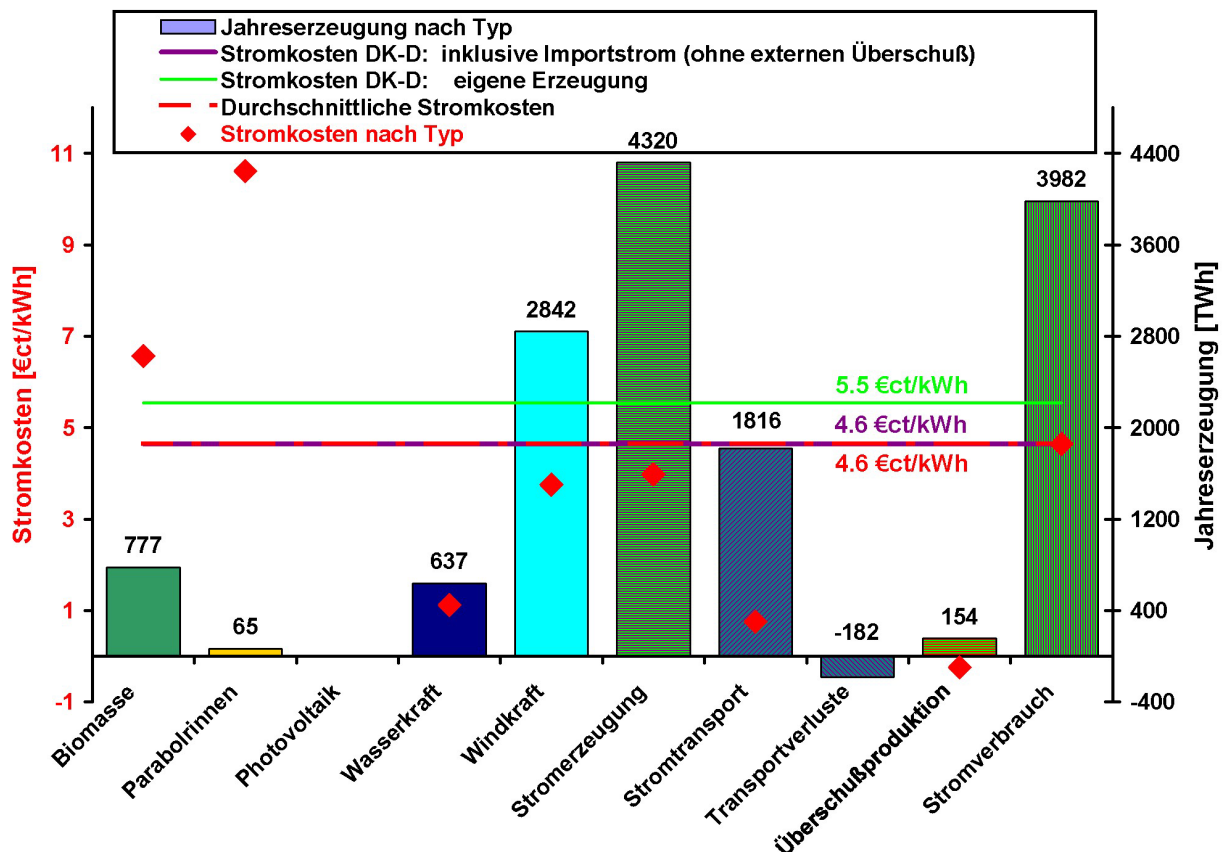


Abbildung 15.3: Angaben für das Grundszenario: Erzeugung einzelner Kraftwerkstypen sowie Transport-Volumen und -Verluste als auch Überschußproduktion und Stromkosten für das gesamte Szenariogebiet und die Beispielsregion 6 (Deutschland und Dänemark, DK-D) bezogen auf die eigene regionale Erzeugung oder mit Einbezug der Kosten des Stromimports ohne Berücksichtigung externer Überschüsse.

rio **182dNLGrSz+GuD-BU** (s. S. 237 ff.) konzipiert. Ein sehr interessantes Ergebnis des letzteren Szenarios ist, daß zwar fossil gefeuerte Kraftwerke mit einer Nennleistung von 72 GW oder knapp 4,9% der insgesamt installierten Kraftwerkskapazität vorgesehen werden, diese aber mit 9,2 TWh (in Abb. 15.4 aufgrund des kleinen Wertes nicht zu sehen) lediglich 2,1% zur Stromerzeugung beitragen. Das zeigt, daß relativ kleine Anpassungsmaßnahmen ausreichen, um den neuen Anforderungen gerecht zu werden. Insgesamt verteuert sich die Stromversorgung vom **GrSz** zu Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** lediglich um 1,5%.

Die Szenarien **365dSz** (s. S. 239 ff.) und **182dSz** (s. S. 234 ff.) zeigen außerdem auf, daß die Offshorewindenergie, die in diesen Szenarien zur Nutzung vorgesehen wurde aber im Grundszenario nicht ausgewählt wurde, gerade an der Schwelle der Wirtschaftlichkeit – im Sinne der Szenarien – steht. Das Szenario **OLM** ohne Lastmanagement (s. 245 ff.) zeigt den Einfluß des Lastmanagements im Grundszenario auf. Die Szenarien mit verschiedenen Anteilen optionaler fossiler Stromerzeugung – Szenario **10%fossil**, **15%fossil** und **30%fossil** – (s. Kap. 241 ff.) zeigen den Einfluß der Nutzung fossiler Stromerzeugung auf Struktur und Kosten einer Stromversorgung vorwiegend aus regenerativen Energien. In Abbildung 15.4 sieht man eine zunehmende Verdrängung der teureren Erzeugungsoptionen, zuerst der solarthermischen Stromerzeugung und dann der Stromerzeugung aus Biomasse, aber auch von Strom aus Windenergie. Da der Gaspreis seit der Festsetzung für die

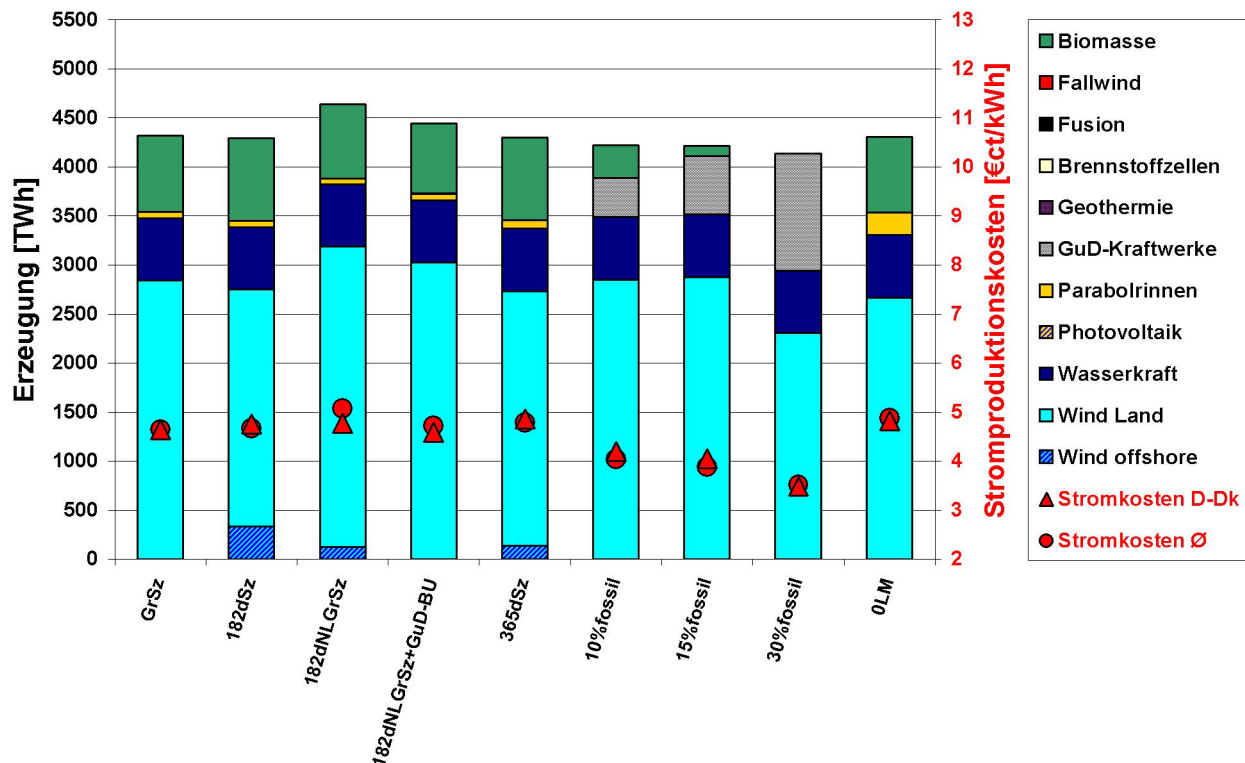


Abbildung 15.4: Angaben für Szenarien, die unter anderem zur Validierung des Grundszenarios dienen: Erzeugung einzelner Kraftwerkstypen sowie Transport-Volumen und –Verluste als auch Stromkosten für das gesamte Szenariogebiet und die Beispielsregion 6 (Deutschland und Dänemark, DK–D) unter Einbezug der Kosten des Stromimports ohne Berücksichtigung externer Überschüsse.

Szenarien deutlich gestiegen ist und demnach heute höher angesetzt werden müßte, würde die fossile Unterstützung evtl. nicht mehr im vollen erlaubten Umfang von 10, 15, 30% stattfinden. Dies sollte spätestens einsetzen, wenn der Gaspreis über dem Preis von Biomasse liegen sollte, wäre aber im Falle der Windenergie schon früher zu erwarten. Das Ergebnis der drei Szenarien mit fossiler Unterstützung würde nahelegen, zuerst die Windenergie und die Biomasse zu nutzen und mit der Nutzung der Solarthermie abzuwarten, bis der Anteil fossiler Erzeugung weiter abgesenkt werden muß. Allerdings negiert dieser Schluß die Kostenreduktionen, die sich einstellen, wenn neue Techniken in zunehmend größerem Umfang genutzt werden. Dieser Umstand erfordert gerade die gegenteilige Entscheidung, nämlich eine frühzeitige Nutzung und Entwicklung aller zukunftssträchtigen regenerativen Erzeugungstechniken.

In den Szenarien mit Transport- und Erzeugungsrestriktionen (s. Kap 15.2.4 auf Seite 248 ff.) wird der Einfluß von Stromtransport und Festlegung von Erzeugungsschwerpunkten, also von weitgehend "politisch" beeinflussten Faktoren untersucht. In Abbildung 15.5 sind die wichtigsten Ergebnisse dieser Szenarien zusammengefaßt. In Szenario **0Tr** ist der interregionale Stromtransport vollkommen unterbunden, der innerregionale Transport wird aber als jederzeit ausreichend unterstellt. Als Backup wird lediglich die Nutzung von relativ günstigem regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellen mit sehr hohen Wirkungsgraden zugelassen. Im Ergebnis zeigt sich eine deutliche Erhöhung der Stromerzeugung, da ohne interregionalen Stromtransport Erzeugung und Verbrauch weniger gut – auch im Sinne der Wirtschaftlichkeit zu verstehen – in Übereinstimmung gebracht

werden können. Noch deutlicher steigen die Stromkosten, was trotz der niedrigen Kostenansatzes wesentlich der Nutzung von Wasserstoff geschuldet ist. Der Zwang zur Nutzung der Wasserstoffoption wird durch die vermehrte Nutzung der Solarthermie sowie der Offshore-Windenergie gemindert. Für einzelne Regionen, wie Region 6 (Deutschland und Dänemark bzw. D-DK; Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409), die als Beispiel in den Grafiken ausgewiesen ist, wird der Strom noch wesentlich teurer, da hier die regionalen Ressourcen nicht so gut für die Stromversorgung geeignet sind und so verstärkt auf die Wasserstoffoption zurückgegriffen wird. Beim Grundszenario profitierte diese Region wesentlich von der Option des Stromimports.

Wird dagegen wie in den Szenarien **0Tr15%GuD** und **0Tr30%GuD** statt des Einsatzes von Wasserstoff die mengenberente Nutzung von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken vorgesehen, fallen die wirtschaftlichen Auswirkungen der Transportrestriktion wesentlich weniger deutlich aus. Aber auch hier verschiebt sich die Erzeugung zugunsten der Solarthermie sowie zum verstärkten Einsatz von Offshore-Windenergie. Bei einer optionalen Erzeugung von 30% des Stromverbrauchs aus relativ günstigem Erdgas sinken die Kosten sogar unter die des Grundszenarios.

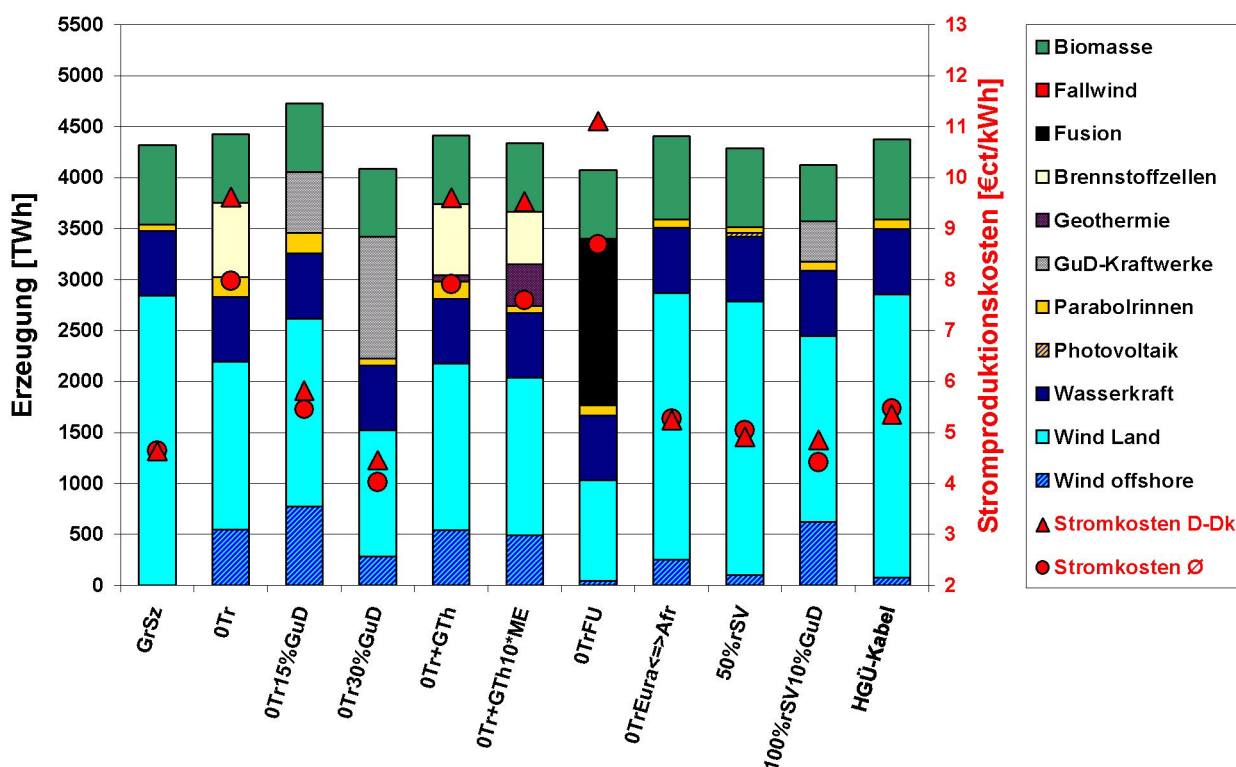


Abbildung 15.5: Angaben für Szenarien mit Transportrestriktionen: Erzeugung einzelner Kraftwerkstypen sowie Transport-Volumen und -Verluste als auch Stromkosten für das gesamte Szenariogebiet und die Beispielsregion 6 (Deutschland und Dänemark, DK-D) unter Einbezug der Kosten des Stromimports ohne Berücksichtigung externer Überschüsse.

Wird – wie in den Szenarien **0Tr+GTh** und **0Tr+GTh10*ME** (s. Kap 15.2.4.1 auf Seite 258 ff.) – neben der Wasserstoffnutzung auch Hot-Dry-Rock-Geothermie (sie gehört bisher nicht zu den erprobten Erzeugungsarten) zugelassen, wird diese Option in einigen Regionen vollständig ausgeschöpft, um so die Nutzung des – selbst bei den optimistischen Annahmen für die Szenarien noch – teuren Wasserstoffstroms zu vermeiden. Da aber auch die Stromerzeugung aus Hot-Dry-Rock-Geothermie relativ teuer ist (hier waren die wirtschaftlichen Annahmen eher konservativ und nicht

so optimistisch angesetzt wie beim Wasserstoff) sind die Kosten der Stromerzeugung noch immer sehr viel höher als beim Grundszenario ohne Transportrestriktionen. Noch spekulativer wäre der Einsatz von Fusionskraftwerken, die in Szenario **0TrFU** (s. S. 263 ff.) statt der Wasserstoffbrennstoffzellen zugelassen sind. Hier fallen die Kosten nochmals wesentlich höher aus als beim Wasserstoffeinsatz. Zudem zeigt sich die Unvereinbarkeit einer von Grundlastkraftwerken dominierten Stromerzeugung mit fluktuierender Stromerzeugung an der weitgehenden Verdrängung der Windenergie.

Selbst eine weniger strenge Transportrestriktion, wie der Ausschluß interkontinentalen Stromtransports zwischen Afrika und Eurasien, der mit Szenario **0TrEura** \Leftrightarrow **Afr** untersucht wird, hat schon relativ große Auswirkungen auf Erzeugungs-Kosten und -Struktur. Die interkontinentale Kooperation würde also einen wesentlichen Beitrag zu Gunsten aller Beteiligten mit sich bringen. Weniger gravierend wirkt sich in ökonomischer Hinsicht die Forderung nach einer regionalen Mindesterzeugung aus (s. Kap. 15.2.4.2 auf Seite 269 ff.). In Szenario **50%rSV** ist ihr Wert bei jeweils 50% des jährlichen Stromverbrauchs angesetzt. Diese Forderung stellt nicht eigentlich eine Transportrestriktion dar, wirkt sich aber etwas auf das Transportvolumen aus. In **50%rSV** liegen die Stromkosten um 8,6% über denen des Grundszenarios. Auch hier verändert sich die Erzeugungsstruktur zu Gunsten der Offshore-Windenergie allerdings gleichzeitig etwas zu Lasten des Erzeugungsanteils der Solarthermie. Wenn es keine Restriktionen beim Stromtransport gibt, kann, ohne damit eine Kosten"explosion" zu verursachen, auch die Forderung erfüllt werden, daß regional – bei einem für das Gesamtgebiet restringierten Einsatz fossiler Erzeugung – 100% des Jahresstromverbrauchs erzeugt werden müssen. Bei einer maximal zulässigen fossilen Erzeugung von 10% des Stromverbrauchs ist das in Szenario **100%rSV10%GuD** untersucht worden. Hier ändert sich die Erzeugungsstruktur zu Gunsten der Offshore-Windenergie und der Solarthermie, aber gleichzeitig zu Lasten der Windenergienutzung an Land sowie der Biomasseverstromung. Die Kosten fallen aufgrund des fossilen Anteils sogar etwas niedriger aus als im Grundszenario und würden bei heutigen Erdgaspreisen wohl etwa gleich hoch ausfallen. Eine weitere Transportrestriktion wurde in Szenario **HGÜ-Kabel** untersucht. Hier wurde die Forderung gestellt, daß statt der HGÜ-Freileitungen ausschließlich die wesentlich teureren HGÜ-Kabel zum Stromtransport genutzt werden dürfen (s. Kap. 15.2.4.3 auf Seite 274 ff.). Die Erfüllung dieser Forderung erhöht die Stromkosten gegenüber dem Grundszenario um knapp 18% und verändert auch die Erzeugungsstruktur. Gleichzeitig zeigt dieses Szenario, wie hoch der Wert des Stromtransports für die Stromversorgung ist, denn es wird gegenüber dem Grundszenario nur auf ca. 8% des interregionalen Stromtransports verzichtet, obwohl dafür wesentliche Kostensteigerungen in Kauf genommen werden müssen.

In Abbildung 15.6 sind einige Ergebnisse von Szenarien zusammengefaßt, die sich der Frage der Abhängigkeit der Szenario-Ergebnisse von einigen Kostenparametern widmen (s. Kap. 15.2.5 auf Seite 277 ff.). Hier wird der Frage nachgegangen, wie Entwicklungen bei den Kosten verschiedener Technologien das Optimum der Stromversorgung – also insbesondere der Struktur des Versorgungssystems – verschieben. Da die Photovoltaik im Grundszenario nicht genutzt wurde, stellte sich die Frage, ab welcher Höhe der Gestehungskosten photovoltaischen Stroms auch diese Technik einen wirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Versorgung leisten kann, also von der Optimierung im Versorgungssystem vorgesehen würde. Dazu wurden die Kosten der Photovoltaik in mehreren Szenarien jeweils halbiert, bis die Photovoltaik bei einem Achtel der Kosten (vgl. Kap. 4.2.3 auf Seite 28) dann schließlich in den südlichsten Regionen des Szenariogebiets für die Stromerzeu-

gung zum Einsatz vorgesehen wurde (s. S. 277 ff.). In diesem Szenario **1/8PVKt** stammen ca. 3,8% der Jahreserzeugung aus photovoltaischer Erzeugung. Die Stromgestehungskosten sinken gegenüber dem Grundszenario um 8,1‰ leicht ab. Eine weitere Halbierung der Kosten photovoltaischer Stromversorgung führt zu Szenario **1/16PVKt**, in dem die Stromkosten durch den Einsatz der Photovoltaik für gut 22% der Jahreserzeugung im Szenariogebiet gegenüber dem Grundszenario um 7,3% sinken (Details s. S. 279 ff.). Der verstärkte Einsatz der Photovoltaik wird dabei im Wesentlichen durch eine Reduktion des Einsatzes der Windenergie kompensiert und auch die solarthermische Erzeugung wird um etwa zwei Drittel gegenüber der Erzeugung im Grundszenario reduziert. Die Erzeugung aus Biomasse bleibt dagegen in ihrem jährlichen Beitrag weitgehend unverändert. Dieses Szenario stellt aber sicher kein sehr realistisches Szenario dar, da die Reduktion der Gestehungskosten photovoltaischen Stroms um mehr als eine Größenordnung bei gleichzeitiger Stagnation aller anderen Erzeugungskosten als außerordentlich unwahrscheinlich angesehen werden muß. Es muß also eher als eine Grenzfallbetrachtung interpretiert werden.

Wesentlich näher an der Realität könnten dagegen die Kostenreduktionen bei der Solarthermie sein, die in den Szenarien mit reduzierten Kosten von Komponenten solarthermischer Kraftwerke untersucht werden (vgl. Kap. 15.2.5.2 auf Seite 282 ff.). In Szenario **1/2SFKt** wird von einer Halbierung der Kosten für das Solar-Feld ausgegangen, die bei einer zielgerichteten Einführung dieser Technik wohl schon sehr bald erwartet werden kann. Diese Kostenreduktion würde die solarthermische Stromerzeugung wesentlich "attraktiver" machen, was sich in einem Produktionsanteil von knapp 13% der Jahreserzeugung und einer Senkung der Stromkosten um gut 3,4% niederschlägt. Im wesentlichen wird dabei Windstrom verdrängt und die zur Backupbereitstellung so wertvolle Stromerzeugung aus Biomasse wird trotz ihrer deutlich höheren Kosten in ihrem Umfang weitgehend beibehalten. Eine Drittelung der Kosten des Solar-Felds, die in Szenario **1/3SFKt** untersucht wird, hätte dementsprechend größere Auswirkungen, die dann eine Verdrängung großer Teile der Biomasseverstromung nach sich ziehen und die Kosten gegenüber dem Grundszenario um 7,4% senken könnte. Eine etwas geringere Senkung der Solarfeldkosten auf 40% bei gleichzeitiger Senkung der Speicherkosten auf zwei Drittel – was nach dem neuesten Stand der Speicherentwicklung noch immer als zu hoch angesetzt erscheint – wird in Szenario **2/5SF–2/3SpKt** untersucht. Die Auswirkungen sind ähnlich wie beim zuvor genannten Szenario.

Ebenso wie die Photovoltaik wird auch die Hot–Dry–Rock–Geothermie bei den "heutigen" Kosten, wie sie für die Szenarien angenommen wurden, ohne den Zwang durch Transportrestriktionen von der Optimierung nicht zur Stromversorgung vorgesehen. Hier wurde bei der Suche nach Kosten, ab denen auch sie zur Stromversorgung herangezogen würde, ein Verfahren gewählt, wie es bei der Photovoltaik angewandt wurde (s. Kap. 15.2.5.3 auf Seite 289 ff.). Allerdings reichte schon die erste Kostenhalbierung in Szenario **1/2KtGTh**, um das optionale Geothermiepotential an besseren Standorten (Standorten 1. Wahl) vollständig zu nutzen. Da die Estimation des geothermischen Potentials auf einigen nur bedingt objektivierbaren Annahmen beruht, wurde daraufhin auch noch das Szenario **1/2KtGTh10*ME** gerechnet, bei dem das zur Nutzung zugelassene Potential verzehnfacht wurde. Hier wird die Solarthermie vollständig durch die Geothermie verdrängt, die mit etwa 16,4% zur gesamten Stromerzeugung im Szenariogebiet beiträgt. Dabei wird auch Stromproduktion aus Windenergie verdrängt und auch die Biomasseverstromung fällt geringer aus. Da zudem die Stromversorgung effizienter wird, d.h. insgesamt weniger Strom erzeugt wird, fällt die Kostenreduktion gegenüber dem Grundszenario mit 6,2% relativ hoch aus. Eine Kostenreduktion

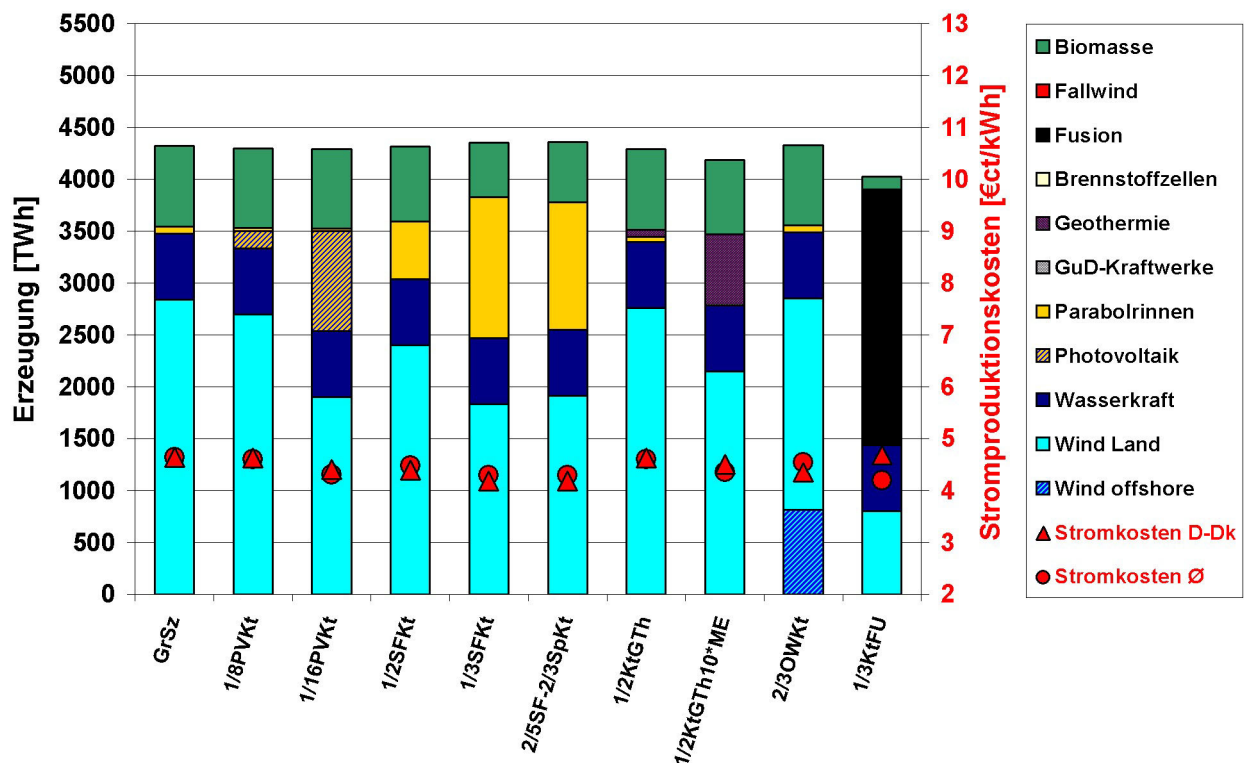


Abbildung 15.6: Angaben für Szenarien mit Kostenreduktionen bei einzelnen Systemkomponenten: Erzeugung einzelner Kraftwerkstypen sowie Transport-Volumen und –Verluste als auch Stromkosten für das gesamte Szenariogebiet und die Beispielsregion 6 (Deutschland und Dänemark, DK–D) unter Einbezug der Kosten des Stromimports ohne Berücksichtigung externer Überschüsse.

bei der Offshore-Windenergie auf zwei Drittel der "heutigen" Kosten, wie sie für die Szenarien angenommen wurden, würde dieser zum Durchbruch verhelfen (s. Kap. 15.2.5.4 auf Seite 295 ff.). Im dementsprechenden Szenario **2/3OWkt** verdrängt die Offshore-Windenergie mit einem Erzeugungsanteil von 19% der Jahreserzeugung im Wesentlichen Windstrom von Landstandorten, wobei die Stromkosten gegenüber dem Grundszenario nur um knapp 2,2% fallen.

Bei den Kosten für Fusionsstrom, wie sie in den spekulativen Szenarien angenommen wurden, die auch die Fusions-Technologie mit einbeziehen, werden Fusionskraftwerke – ohne Zwang durch Transportrestriktionen – nicht zur Stromversorgung herangezogen. Selbst eine Halbierung der Kosten ändert daran nichts (s. Kap. 15.2.5.5 auf Seite 299 ff.). Werden die Kosten auf ein Drittel gesenkt – wie in Szenario **1/3KtFU** – schlägt aber die ganze Stromversorgung um. Die Fusionskraftwerke übernehmen 61% der Jahreserzeugung und verdrängen die solarthermische Stromerzeugung vollständig, die Biomasseverstromung weitgehend und auch große Teile der Stromerzeugung aus Windenergie⁹². Szenario **1/3KtFU** zeigt damit die weitgehende wirtschaftliche "Unverträglichkeit" der Nutzung von Grundlastkraftwerken, die sich durch niedrige variable und hohe fixe Kostenanteile auszeichnen, mit hohen Anteilen der Stromerzeugung aus fluktuierenden dargebotsabhängigen

⁹² Hierbei muß nochmals nochmals erwähnt werden, daß die Fusionskraftwerke als über ihre volle Leistung regelbar angenommen wurden, was aber in Anbetracht der zu erwartenden Kraftwerksgröße sowie der weitergehenden Unmöglichkeit der Leistungsabregelung in der Fusionskammer nur durch die Nutzung von Wärmespeichern realisierbar wäre.

Quellen. Dabei erlaubt dieses Szenario auch einen Übertrag der Ergebnisse auf Kraftwerksparks, die z.B. von der Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken oder Kernkraftwerken dominiert werden.

In Abbildung 15.7 sind Ergebnisse einiger weiterer Szenarien dargestellt. Ein etwas spekulatives Szenario, bei dem die Option zur Nutzung von Fallwindkraftwerken besteht, ist Szenario **GrSz+FWKW**. Wenn sich die Annahmen – insbesondere die wirtschaftlichen – für die Berücksichtigung von Fallwindkraftwerken als richtig erweisen sollten, könnten die Fallwindkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zur zukünftigen Stromversorgung beisteuern. Das ließe sich jedenfalls an den Ergebnissen von Szenario **GrSz+FWKW** ablesen. Hier entscheidet sich die Optimierung für eine Stromversorgung, die von Fallwindkraftwerken mit einer Erzeugung von gut 49% des Äquivalents des jährlichen Stromverbrauchs im Szenariogebiet dominiert wird. Dabei liegen die Stromkosten um gut 12% niedriger als im Grundszenario. Die Solarthermie wird vollständig verdrängt, ebenso große Teile der Windstromerzeugung und auch ein kleiner Anteil der Biomasseverstromung. Man kann die Ergebnisse des Szenarios als Aufforderung zur Erforschung und zum Bau von Prototypen von Fallwindkraftwerken interpretieren ebenso wie als Fingerzeig, daß es vielleicht noch einige interessante Stromerzeugungstechniken gibt, deren Erforschung oder gar Erfindung noch auf sich warten läßt.

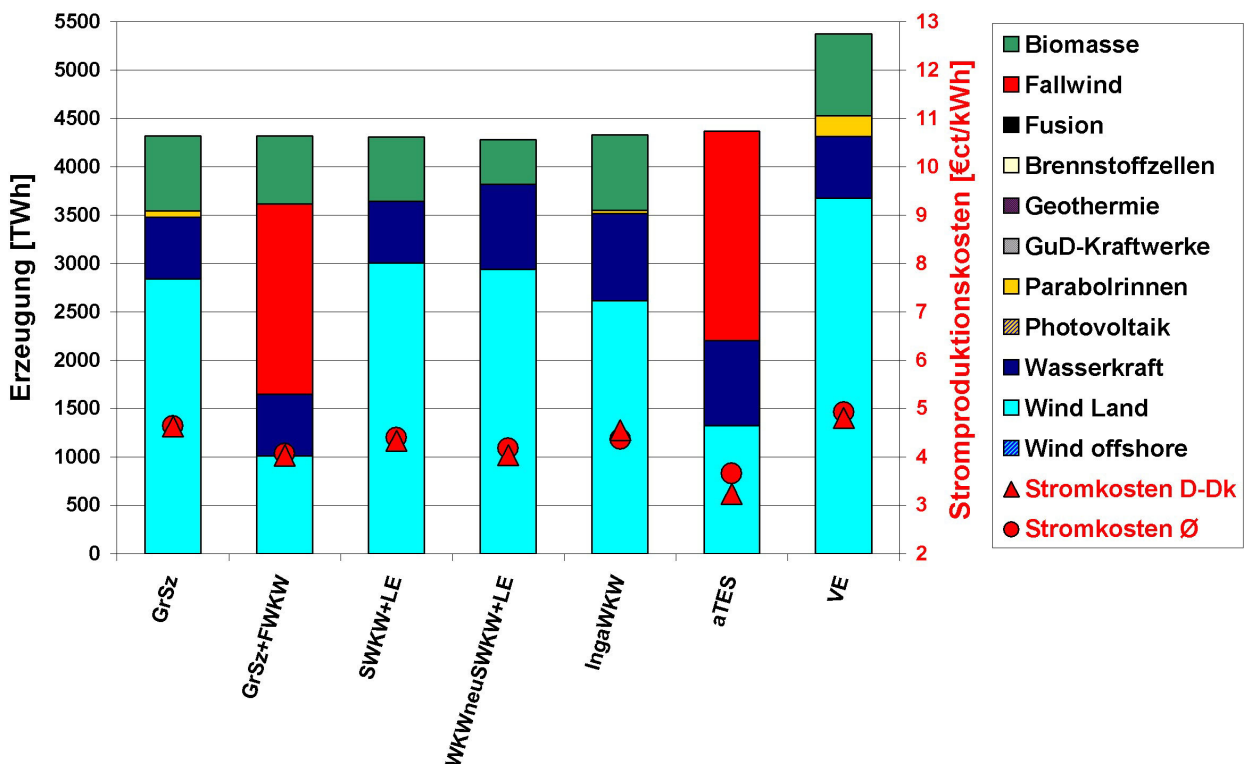


Abbildung 15.7: Angaben für Szenarien mit spekulativerem Charakter oder mit erhöhten Stromverbräuchen: Erzeugung einzelner Kraftwerkstypen sowie Transport-Volumen und -Verluste als auch Stromkosten für das gesamte Szenariogebiet und die Beispielsregion 6 (Deutschland und Dänemark, DK-D) unter Einbezug der Kosten des Stromimports ohne Berücksichtigung externer Überschüsse.

In den Szenarien **SWKW+LE**, **WKWneuSWKW+LE** und **IngaWKW** ist Ausbau und/oder Neubau von Wasserkraftwerken zugelassen (s. Kap. 15.2.7 auf Seite 307 ff.). Dabei ist in **SWKW+LE** lediglich eine Leistungserhöhung an bestehenden Speicherwasserkraftwerken möglich. Als Ergeb-

nis der Optimierung werden ausnahmslos alle Möglichkeiten zur Leistungserhöhung voll ausgeschöpft. Damit ist keinerlei Erhöhung der Jahreserzeugung aus Wasserkraft verbunden, aber die Einsatzmöglichkeit der Wasserkraft zu Backupzwecken wird deutlich verbessert. In Folge der Leistungserhöhung kann deshalb auf andere Stromerzeugung verzichtet werden, im Falle der Solarthermie vollständig und auch auf Teile der Biomasseverstromung, was jeweils durch zusätzliche Windstromerzeugung kompensiert wird. Die Stromkosten liegen in Szenario **SWKW+LE** als Ergebnis aller Maßnahmen um 5,3% niedriger als im Grundszenario. In Szenario **WKWneuSWKW+LE** ist zusätzlich auch der Neubau von Wasserkraftwerken zugelassen. Als Ergebnis der Optimierung für Szenario **WKWneuSWKW+LE** wird die zulässige zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft zu über 95% ausgeschöpft und an den neuen, wie an den alten Speicherwasserkraftwerken wird der zulässige Rahmen der Leistungserhöhungen zu gut 83% ebenfalls weitgehend ausgenutzt. So kann dann auch auf wesentliche Teile der Biomasseverstromung verzichtet werden und die Stromkosten fallen um 10% niedriger aus als im Grundszenario. Beide Szenarien zeigen insbesondere den großen Wert der Speicherwasserkraft als Backup im Zusammenspiel mit fluktuierender dargebotsabhängiger Erzeugung aus regenerativen Quellen.

Das Szenario **IngaWKW** greift die Idee auf bei Inga am Kongo in der Demokratischen Republik Kongo ein außerordentlich großes Wasserkraftwerk zu errichten und u.a. für die Stromversorgung Europas zu nutzen. Als Ergebnis der Optimierung wird das zugelassene Potential vollständig ausgenutzt womit das Kraftwerk etwa 6,6% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet erzeugt. Dabei sinken die Stromkosten gegenüber denen des Grundszenarios insbesondere auch aufgrund der Erzeugungscharakteristik des Kraftwerks sowie durch dadurch mögliche Einsparungen an anderer Stelle – wie den Verzicht auf die Hälfte der solarthermischen Stromerzeugung – um 5,3%. Das Szenario **aTES** erlaubt die uneingeschränkte Nutzung aller Transport- und Erzeugungssysteme innerhalb des Szenariogebiets – ohne die Nutzung fossiler Energieträger. Das schließt den zuvor besprochenen Ausbau der Wasserkraft mit ein, ohne den außerhalb des Szenariogebiets gelegenen Wasserkraftstandort bei Inga. Das Ergebnis der Optimierung sieht bis auf ein klein wenig Biomasseverstromung lediglich die Nutzung von Fallwindkraftwerken mit etwa der Hälfte der Stromerzeugung, Windkraft mit etwa 30% und Wasserkraft mit ungefähr 20% vor. Das zulässige Wasserkraftpotential sowie die mögliche Leistungserhöhung wird weitgehend ausgeschöpft. Gleichzeitig mit der relativ kontinuierlichen Erzeugung aus den Fallwindkraftwerken reicht so die installierte Backupkapazität, was den weitgehenden Verzicht auf die relativ teure Biomasseverstromung ermöglicht. So liegen die Stromkosten in Szenario **aTES** um gut 21% niedriger als im Grundszenario und 10% niedriger als im Szenario **GrSz+FWKW**.

Szenario **VE**, das letzte Szenario – auch in Abbildung 15.7 – sieht im Gegensatz zu allen anderen Szenarien eine Verbrauchs-Erhöhung (**VE**) in Regionen mit unterdurchschnittlichem Prokopf-Stromverbrauch vor. Sonst entspricht das Szenario in allen Annahmen und Restriktionen dem Grundszenario. Der Verbrauch wird in den genannten Regionen üblicher Weise auf den durchschnittlichen Prokopfverbrauch im Grundszenario erhöht (Details s. 15.2.9 auf Seite 324 ff). Die Verbrauchssteigerung von einem knappen Viertel des Gesamtverbrauchs wird durch eine überproportionale Steigerung des Windenergieanteils kompensiert, da die Nutzung der Biomassepotentiale auch bei der vollständigen Ausschöpfung der zugelassenen Obergrenze nicht proportional zum Stromverbrauch angehoben werden kann. Dadurch und durch die in Szenario **VE** ohnehin unbeflüßbaren Wasserkraftpotentiale sinkt die Backup-Fähigkeit des Systems relativ zum Gesamt-

volumen der Stromerzeugung, was auch durch den Zubau von solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern kompensiert wird, die einen wesentlichen Teil zur Steigerung der Stromkosten von insgesamt 6% gegenüber dem Grundszenario beiträgt.

16 Schlußbetrachtungen

Wie in dieser Arbeit gezeigt werden konnte, sind die Potentiale erneuerbarer Energien weit mehr als ausreichend, um mit ihnen eine rein regenerative Stromversorgung aufzubauen. Diese Aussage gilt explizit nicht nur für die potentielle Erzeugung, sondern bezieht auch das Dargebotsverhalten mit ein. Deshalb war es konsequent, danach zu fragen, wie eine regenerative Stromversorgung aufgebaut sein sollte, damit sie auch wirtschaftlich möglichst effizient bewerkstelligt werden kann. Dieser Idee folgte der Optimierungsansatz der Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung. Er förderte in verschiedensten Szenarien eine Reihe von Lösungen zu Tage.

16.1 Folgerungen

Einige dieser Lösungen versprechen trotz vieler impliziter und direkter konservativer Annahmen eine rein regenerative Stromversorgung, die nur unwesentlich teurer wäre als unsere heutige Stromversorgung, die weitgehend auf der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger beruht. Aus volkswirtschaftlicher Sicht würden diese Mehrkosten im Vergleich zum Bruttosozialprodukt – wie in der Zusammenfassung ausgeführt – nicht als große Belastung angesehen werden können. Im Vergleich zu einer Stromversorgung mit neuen fossil/nuklearen Kraftwerken, bei denen die Investitionen noch nicht abgeschrieben sind, scheint die regenerative Stromversorgung, selbst wenn – wie z.B. im Grundszenario angenommen – nur heute marktverfügbare Technologien bei ihren heutigen Kosten eingesetzt würden, schon billiger sein zu können. Nimmt man realistischer Weise an, daß in Folge eines massiven Ausbaus regenerativer Energien die Kosten regenerativen Stroms deutlich sinken würden, dann könnte eine regenerative Stromversorgung auch wesentlich billiger werden, als deren fossil/nuklearen "Alternative". Berücksichtigt man zudem, daß im Laufe der Zeit aufgrund der zunehmenden Verknappung fossiler Energieträger ihre Verteuerung zu erwarten ist, wird der Kostenvorteil noch größer. Ein Übriges würde die Berücksichtigung von externen Kosten der Stromversorgung zur Wirtschaftlichkeit der regenerativen Alternative beitragen.

Ein ganz wesentliches Element, um zu einer kostengünstigen Stromversorgung aus regenerativen Energien zu gelangen, stellt – als Ergebnis der Szenarien – die leistungsstarke Übertragung elektrischer Energie dar. Techniken dafür – wie die HGÜ – sind seit langem entwickelt und marktverfügbar. Die Kosten, die mit der HGÜ in den Szenarien verbunden sind, sind von relativ untergeordneter Bedeutung. Deshalb könnte bei der Fernübertragung – wie im Abschnitt "Das HGÜ–System des Grundszenarios" ab Seite 230 umrissen – ohne wesentliche Verteuerung der Stromversorgung mit hohen Redundanzen gearbeitet werden, mit denen auch höchsten Ansprüchen an die Versorgungssicherheit entsprochen werden kann. Hohen Sicherheitsansprüchen kann – wie im Zusammenhang mit Szenario **182dNLGrSz+GuD-BU** ab Seite 238 diskutiert – auch entsprochen werden, indem regional ein geeignetes Backupsystem aus Kraftwerken mit niedrigen Fixkosten aufgebaut wird. Auch solche Maßnahmen würden die Kosten nur relativ unwesentlich erhöhen. Die Szenarien und einige einfache weiterführende Überlegungen zeigen also, daß es bei einem Umstieg auf eine regenerative Stromversorgung weder technische oder sicherheitstechnische noch wirtschaftliche Probleme gibt, die größere Barrieren darstellen. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt deshalb im

Bereich der Politik, die die richtigen Weichenstellungen vornehmen müßte. Je schneller der politische Diskurs dazu eingeleitet wird, desto früher könnten diese Weichenstellungen vorgenommen werden, aber selbst wenn das bald gelingen würde, wäre – aufgrund der langen nötigen Planungszeiten – die Zeitspanne, bis die ersten Projekte z.B. Windstrom aus Nordafrika nach Europa liefern würden, beträchtlich, weshalb der Prozeß möglichst schnell eingeleitet werden müßte, um nicht wertvolle Zeit zu verlieren. In jedem potentiellen Stromverbund, der sich über ein ähnliches Gebiet erstreckt, wie das Szenariogebiet, ist die Aufgabe der Politik eine Aufgabe internationaler Kooperation und Koordination.

16.2 Ausblick

Eine solche internationale Kooperation könnte im Rahmen der EU und ihrer Zusammenarbeit mit ihren mehr oder weniger entfernten Nachbarstaaten angegangen werden, nachdem der entsprechende politische Diskurs eingeleitet worden ist. Ein relativ einfaches Instrument für den Einstieg in eine großräumige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien könnte ein Energieeinspeisegesetz sein, das auch die Option der Vergütung erneuerbarer Energie aus dem und im Ausland enthält und dabei entweder national, Europäisch mit den EU-Ländern als Träger oder zur internationalen Ratifizierung angelegt ist. Wie ein solches Instrument wirken und gestaltet werden könnte, ist z.B. in [CGM03] grob skizziert.

Auch wenn die Szenarien nur für das Szenariogebiet gerechnet wurden, so lassen sich die Ergebnisse trotzdem auch auf andere Gebiete übertragen. Eine Kombination aus nutzbaren Wasserkraftpotentialen und Biomassepotentialen, die u.a. als Backup für fluktuierende Erzeugung aus Windenergie eingesetzt werden können und ausreichende Windenergiepotentiale mit möglichst verschiedenartigem Dargebotsverhalten, evtl. ergänzt durch einige gute Standorte für solarthermische Kraftwerke, die alle in ein gemeinsames Übertragungsnetz eingebunden werden können, sind die wesentlichen Voraussetzungen für eine großräumige, kostengünstige regenerative Stromversorgung. Solche Bedingungen lassen sich beispielsweise in den USA finden, die als einzelnes Land wohl alle zuvor genannten Voraussetzungen erfüllen. Gleichzeitig ist in diesem Falle die politische Aufgabe leichter zu bewältigen, da keine internationalen Verhandlungen geführt werden müssen, was die Entscheidungsfindung und Umsetzung wesentlich vereinfachen sollte. Sollten die Fallwindkraftwerke zukünftig zur Einsatzreife entwickelt werden und sich als so vorteilhaft erweisen, wie die entsprechenden Szenarien erwarten lassen, würden sich auch in den USA gute Standorte finden lassen, mit denen sich dort das Portfolio regenerativer Energien vorteilhaft erweitern ließe. Nämlich die USA ihre beiden NAFTA-Partner mit ins Boot, so würden sich die Wasserkraftpotentiale vergrößern und in diesem Versorgungsgebiet könnten auch noch weitere interessante Windenergiepotentiale, Solarkraftwerksstandorte sowie Biomassepotentiale u.a. mit in die gemeinsame Versorgung einbezogen werden, ohne daß der politische Aufwand auch nur annähernd so groß werden sollte wie im Falle einer Eurasisch \Leftrightarrow Afrikanischen Versorgungslösung.

Politisch ähnlich "einfach" könnte sich eine großräumige regenerative Stromversorgung für China gestalten, wo fraglos hervorragende Wasserkraftpotentiale verfügbar wären. Allerdings gestaltet sich hier der Übertrag der Szenarioergebnisse wesentlich spekulativer, da mit den Daten, die für Potentialbestimmung und Szenarioerstellung verwendet wurden, in dem komplexen Gelände, das

in China vorherrscht, viele erwartbare Windenergiepotentiale nicht erfaßt werden können. Es gibt aber auch hier Indizien für und teilweise auch Wissen über die Existenz hervorragender Windstandorte (s.a. [CS04]). Um Gewißheit über die Gegebenheiten in diesem und vielen anderen Gebieten zu erlangen und so die Möglichkeiten einer regenerativen Stromversorgung zu erkunden, müßten Anstrengungen im Bereich der Meteorologie unternommen werden, die insbesondere die Bereitstellung räumlich hochaufgelöster Daten aller relevanter meteorologischer Parameter zum Ziel haben. Mit solchen Daten könnten dann auch in den topographisch komplexen Gebieten aussagekräftige Szenarien erstellt werden und zudem die Qualität von zukünftigen Szenarien für das Szenariogebiet, das in dieser Arbeit behandelt wurde, verbessert werden. Letzteres würde mit Sicherheit noch bessere Aussichten für eine großräumige regenerative Stromversorgung für Europa und seine Nachbarschaft eröffnen. In ähnlicher Weise kann sich auch die zukünftige Entwicklung von Rechnern und Solvern für Optimierungsaufgaben auswirken, die es erlauben werden, noch komplexere Optimierungsprobleme mit mehr Freiheitsgraden bei der Entscheidung, also weniger rechentechnischen Restriktionen, anzugehen und so noch bessere Lösungen für eine zukünftige regenerative Stromversorgung zu finden.

17 Danksagung

Für die hier vorliegende Dissertation mußte eine Vielzahl verschiedener Arbeitsfelder abgedeckt werden, die von so unterschiedlichen Themen, wie Meteorologie oder Energietechnik über computertechnische Fragen sowie Softwareentwicklung bis in den Bereich der Optimierung oder der Wirtschaftlichkeitsanalyse führten. Um all diese Themen in ausreichender Tiefe und gleichzeitig in einem tolerablen zeitlichen Rahmen zu behandeln, war es wichtig auf das Know-How vieler Menschen mit Fachwissen in den einzelnen Disziplinen zurückgreifen zu können. Diese Doktorarbeit wurde also auch durch das Zutun vieler Menschen ermöglicht, denen ich im Folgenden vielmals danken möchte. Das teilweise außerordentlich große uneigennützig Engagement und die Begeisterungsfähigkeit derer, von denen es kam, hat mich während meiner Arbeit immer wieder beflügelt und war zudem eine große und wichtige Stütze. Deshalb möchte ich in dieser Danksagung die Beiträge in ihrem Gesamtzusammenhang darstellen und dieser Darstellung auch ihren angemessenen Raum geben¹.

Am Anfang stand ein Telefongespräch mit Sebo Reich, der in den besprochenen Ansätzen zur zukünftigen Energieversorgung Anknüpfungspunkte zu Arbeiten am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) erkannte und deshalb den Kontakt zu Karl-Heinz Steuer vom IPP herstellte. Hier wurde dann das Projekt *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung* als Ergänzung des Projekts *Socio-Economic Research On Fusion* aus der Taufe gehoben, das bereits von Thomas Hamacher betreut wurde. Mit diesem Projekt wurde während der ersten Jahre meine Arbeit finanziert.

Durch das freundliche und interessierte Entgegenkommen der Verantwortlichen am *Institut für Solare Energieversorgungstechnik* (ISET) konnte von Anfang des Projekts an mein Arbeitsplatz in Kassel sichergestellt und später auch die Finanzierung bis zum Projektabschluß gesichert werden. Die Vorstände Herr Kleinkauf und Herr Schmid haben auch die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen des Projekts die vorliegende Dissertation zu erarbeiten. Herr Schmid und Herr Hein von der TU-München haben sich freundlicher Weise bereit erklärt die Arbeit zu begutachten.

Die Nutzung geeigneter meteorologischer Daten war ein wesentlicher Bestandteil der Arbeit. Die Daten mußten für die Erstellung der Szenarien geeignet und gleichzeitig kostenlos verfügbar sein. Hier bot sich die Nutzung der Reanalysedaten des ECMWF an. Allerdings stellte der Zugriff auf die Daten des ECMWF einen Präzedenzfall dar, da die Nutzung der Daten bisher meteorologischen Institutionen vorbehalten war. Daß die Daten dennoch für die Erstellung der Szenarien genutzt werden konnten, ist insbesondere dem Einsatz von Elisabeth Krenzien (DWD) und Norbert Kreitz vom User Support des ECMWF zu verdanken. Neben den Hilfestellungen bei der Erlangung der Nutzerrechte für ECMWF-Daten war Norbert Kreitz mit seiner Einweisung in die Nutzung des Mars-Archives für die Extraktion der ERA-15-Daten und viele nützliche Tipps sowie seinen jederzeit freundschaftlichen Beistand eine große Hilfe. John Chambers und John Greenaway vom ECMWF haben mit Tipps zur Parametersetzung für die Extraktion von Daten aus dem ECMWF- oder Mars-Archiv den Zugang zu und Umgang mit den Wetterdaten erleichtert. Ebenso hat Keith Fielding vom ECMWF mit einigen Tipps zur Interpretation der ECMWF-Daten und zum Datenzugang weitergeholfen.

¹ Der Einfachheit halber und das Einverständnis der betroffenen Personen voraussetzend wird in dieser Danksagung auf akademische Titel verzichtet.

Mit der Bereitstellung von geeigneter Software und Tipps zu ihrer Nutzung bei der Konvertierung der ECMWF-Daten konnte Hannes Thiemann vom *Deutschen Klimarechenzentrum* (DKRZ) wertvolle Hilfestellungen geben. Robert Bucher (ECMWF) hat mit der Übersetzung des einen oder anderen meteorologischen Fachbegriffs geholfen. Bei der Nutzung der Strahlungsdaten der ECMWF-Reanalyse gab es unerwartete Schwierigkeiten, die sich durch einen Hinweis von Jean-Jacques Morcrette auf einen undokumentierten Zeitversatz zwischen dem nominellen und dem tatsächlichen Zeitpunkt, mit dem die Daten archiviert sind, auflösten. Darüber hinaus konnte Jean-Jacques Morcrette auch noch mit Tipps und Literatur zu Modellfehlern bei den ERA-15-Strahlungsdaten weiterhelfen. Dabei kam der Hinweis auf den richtigen Ansprechpartner im ECMWF mit dem jeweils notwendigen Know-How wie in beinahe allen Fällen mehr oder weniger kniffliger meteorologischer und datentechnischer Fragestellungen von Norbert Kreitz. Beispielsweise konnte Christian Jakob (ECMWF) mit Tipps zur Berechnung von Druckniveaus auf den Modellflächen des ECMWF-ERA-15-Gitters aus den entsprechenden Half-Level-Daten weiterhelfen und damit zur Berechnung der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken beitragen. Anton Beljaars (ECMWF) wußte mit Berechnungsmethoden für realistische Windgeschwindigkeiten aus ERA-15-Daten bei Berücksichtigung kleinräumigerer Topographie Bescheid, mit denen bodennahe Windverhältnisse für den Betrieb von solarthermischen Kraftwerken abgeschätzt werden konnten.

Um von der Globalstrahlung der ERA-15-Daten auf die Direktstrahlung zu schließen war meteorologisches Fachwissen gefragt. Hier war der Austausch über Möglichkeiten der Direktstrahlungsberechnung mit Ricardo Aguiar vom Portugiesischen *National Institute of Industrial Engineering and Technology* (INETI) hilfreich. Mit seinem Hinweis auf die Fortranfunktion DIRMAX zur Direktstrahlungsberechnung aus Globalstrahlungsdaten konnte Antoine Zelenka (MeteoSwiss) wesentlich zur Lösung dieses Problems beitragen. DIRMAX wurde mir dann freundlicher Weise von Richard Perez vom *Atmospheric Research Center* an der *University at Albany* und Jan Remund von Meteotest für meine Zwecke überlassen. Beide steuerten auch die notwendigen Informationen zu ihrer Nutzung bei. Jan Remund stellte außerdem eine Reihe von Direktstrahlungsdaten für ausgewählte BSRN-Stationen zur Verfügung, mit denen ich die Ergebnisse meiner Berechnungen vergleichen konnte. Auch Christoph Schillings (DLR-Stuttgart) half mit Hinweisen zu Strahlungsdaten und einigen Meßwerten weiter und Ulf Herrmann (Pilkington) steuerte einen Meteodatensatz aus Namibia bei. Lucien Wald vom *Centre d'Energétique Sophia Antipolis* stellte freundlicher Weise vorab Direktstrahlungs-Karten des *European Solar Radiation Atlas* zum Abgleich mit Daten aus eigenen Berechnungen zur Verfügung.

Die oben erwähnten Modellfehler bei der Strahlungsberechnung des ECMWF machten die Nutzung eines weiteren weltweiten Satzes von Reanalysedaten – den NCEP/NCAR-Reanalysen – notwendig, in dem auch Werte der Direktstrahlung archiviert sind. Auch hier waren einige Informationen notwendig, die sich aus der Dokumentation nicht ergeben. Hier konnte Kenneth Campana vom *Environmental Modeling Center* des NCEP mit den zugrundeliegenden Berechnungsmethoden und der Interpretation der NCEP/NCAR Direktstrahlungsdaten sowie weiteren Details zu den verschiedenen NCEP/NCAR-Strahlungsdaten weiterhelfen. Weitere wichtige Tipps und Informationen zu diesen Daten kamen von Wesley Ebisuzaki (NOAA-CPC). Da die Daten der NCEP/NCAR-Reanalysen in einem anderen Format vorlagen, als die des ECMWF waren die Tipps von Don Hooper zur Software für die Nutzung dieser Daten sehr hilfreich. Bei der Nutzung der NCEP/NCAR-Daten und ihrer Interpolation auf das Gitter der ERA-15-Daten traten einige tech-

nische und meteorologische Probleme auf, deren Lösung durch einige Hilfestellungen sehr vereinfacht wurde. Uwe Schulzweida (DKRZ) konnte mit Tipps zur Anwendung von GrADS und lats4d bei der Datenkonvertierung vom netCDF-Format ins GRIB-Format helfen. Weitere wichtige Tipps zur Anwendung von GrADS und lats4d kamen von Arlindo da Silva vom *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) und Ingo Kirchner vom MPI für Meteorologie konnte mit Know-How zur Konvertierung meteorologischer Daten mit GrADS beitragen. Sehr hilfreich waren die Tipps zur Anwendung der lats4d-Routine *regrid* unter GrADS für die Dateninterpolation von Strahlungsdaten – gespeichert im $2,5^\circ \times 2,5^\circ$ -Gitter der NCEP/NCAR-Daten – auf das gaussische Gitter der ERA-15-Reanalyse, die Mike Fiorino vom LLNL beitragen konnte.

Über die meteorologischen Daten hinaus wurden noch einige andere weltweite Datensätze für die Erstellung der Szenarien benötigt. Hier konnte beispielsweise Mariano Hortal (ECMWF) mit der Bereitstellung orographischer Daten für das ERA-15-Gitter zu den meteorologischen Daten des ECMWF weiterhelfen und Bernhard Lehner vom *Wissenschaftlichen Zentrum für Umweltsystemforschung* (USF) hat u.a. in Form verschiedener Datensätze mit weltweiten Bevölkerungsdichten und Ländergrenzen im ERA-15-Gitter und mit anderen räumlichen Auflösungen wertvolle Beiträge geleistet.

Für die Erstellung aussagekräftiger Szenarien war auch die Nutzung realer Lastdaten von essentieller Bedeutung. Deren Beschaffung stellte sich aber als relativ schwierig heraus und war letztlich nur durch das freundliche Engagement vieler Einzelpersonen möglich. Holan Karol von CENTREL stellte schnell und zuvorkommend Lastdaten aus Ländern des CENTREL in stündlicher Auflösung zur Verfügung. Ebenso unkompliziert gestaltete sich die Weitergabe der Lastdaten inklusive der Stromproduktion nach Kraftwerkstyp im Falle des Skandinavischen Stromverbunds durch Jan Foyen (Nordpool). Gregor Giebel vom Risø hatte wertvolle Tipps zur Beschaffung Englischer und Französischer Lastdaten. Sie führten u.a. zu Chris Rogers und Shanti Majithia vom *National Grid House UK* die für mehrere Jahre die Tagesmaxima des Stromverbrauchs in England und Wales sowie halbstündliche Lastdaten für vier Wochen beisteuerten, mit deren Hilfe ausreichend genaue Lastverläufe erstellt werden konnten. Edo Wiemken vom *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme* (ISE) stellte seine Lastdaten für Deutschland zur Verfügung, die er aus verschiedenen Datensätzen zusammengestellt hatte. José Barceló (Comel) konnte mit Tipps zu Spanischen Lastdaten weiterhelfen und Herr Staschus von der Deutschen Verbundgesellschaft konnte mit den Lastdaten vom jeweils dritten Mittwoch im Monat aus den UCPTL-Ländern und weiteren Europäischen Ländern weiterhelfen. Mühsam aber letztendlich doch erfolgreich gestaltete sich die Aushandigung der Französischen Lastdaten, für die letztendlich Erik Pharabod von der EDF sorgte. Hanspeter Isenschmid vom Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) konnte nützliche Daten der Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz mit Ausweisung des Wasserkraftanteils für die Jahre 1992 bis 1997 beisteuern.

Zur Erstellung der Szenarien war außer den meteorologischen Eingangsdaten und den Potentialdaten noch Know-How für die rechnerische Abbildung der Stromproduktion aus den verschiedensten regenerativen Energien notwendig und auch die wirtschaftlichen Rahmendaten mußten möglichst zuverlässig erfaßt werden. Einige Tipps zu Literatur für die rechnerische Abbildung von solarthermischen Kraftwerken konnte Robert Pitz-Paal (DLR) beisteuern. Sehr wertvoll war insbesondere das TRNSYS-TYPE 96 "Parabolic Trough Field Model" von Scott Jones (Sandia National Laboratories) sowie Tipps und Daten zur Parametersetzung für Parabolrinnenkraftwerke, die mir

Robert Pitz-Paál und Peter Schwarzbözl – ebenfalls vom DLR – überlassen haben und die ich in meine Frotranroutinen zur Berechnung der Strahlungs-, Temperatur- und Winddaten sowie verschiedener Sonnenstandswinkel integrieren konnte, um die Wärmezeugung von Spiegelfeldern zu berechnen. Carsten Hoyer (Carl von Ossietzky Universität Oldenburg) konnte mit verschiedenen Informationen zu Parametern für die Simulation von Parabolrinnenkraftwerken weiter helfen und Herr Weyers von der PSA in Spanien wußte über die Höhe der Überlebens- und Abschalt-Windgeschwindigkeit für Spiegelfelder von solarthermischen Kraftwerken Bescheid. Petr Svoboda von Pilkington konnte mit Angaben zu Kosten von Komponenten für solarthermische Kraftwerke sowie mit Angaben von Wirkungsgraden der Wärmespeicher und der Dampfkraftwerksprozesse als auch mit Angaben zu erwarteten Revisionsdauern der Solarkraftwerke wichtige Inputs liefern. Ebenfalls mit Kostenangaben für Komponenten von solarthermischen Kraftwerken sowie mit Wirkungsgraden der Dampfkraftwerksprozesse hat Franz Trieb vom DLR beigetragen, der zum Vergleich mit eigenen Daten auch Berechnungen für verschiedene Kraftwerksvarianten beisteuerte. Mit sehr detaillierten Informationen zu Wärmespeichern für solarthermischen Kraftwerke (Wirkungsgrade, Kosten, Materialien, Entwicklungsreife) konnte Rainer Tamme – ebenfalls vom DLR Stuttgart – zum Gelingen dieser Arbeit beitragen. Von Andreas Häberle (PSE) erhielt ich nützliche Informationen zu solarthermischen Kraftwerken mit Fresnel Kollektoren.

Bei der Abbildung der photovoltaischen Stromversorgung waren die Angaben von Edo Wiemen über Wirkungsgrade von PV-Anlagen und verschiedene Verlustarten der Komponenten sowie verschiedene andere ertragsbestimmenden Einflußfaktoren hilfreich, die teilweise aus dem *1000-Dächer-Meß- und Auswerteprogramm* stammten. Informationen zur Verfügbarkeit von PV-Anlagen stellte Ulrike Jahn vom ISFH u.a. aus der *Performance Database des Photovoltaic Power Systems Programme* zur Verfügung. Auch mit verschiedenen Kostendaten für PV-Anlagen konnte Frau Jahn weiter helfen. Weitere Daten zu Kosten und Kostenentwicklung von PV-Anlagen hat Paul Maycock von *PV Energy Systems* zur Verfügung gestellt.

Die Berücksichtigung der Windenergie gestaltete sich wesentlich einfacher als die der Solarenergie. Dennoch gab es auch hier den einen oder anderen nützlichen Hinweis und Tipp beispielsweise von meinen Kollegen Berthold Hahn und Michael Durstewitz. Berthold Hahn, Christian Budig und Michael Durstewitz konnten auch mit der Extraktion einiger Daten aus der Datenbank des *Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms* (WMEP) zur Klärung einiger windenergiespezifischer Fragen beitragen. Henri Boyé (EDF) konnte nützliche Informationen zu Marrokanischen Windkraftprojekten liefern und Gregor Giebel (Risø), Knud Rehfeldt (DEWI) sowie Abdelaziz Bennouna (CNR in Marokko) konnten mit Daten, Literatur und Kartenmaterial zu Windenergiepotentialen beitragen, die u.a. der Kontrolle eigener Berechnungen dienten.

Die weltweiten, länderweise aggregierten Biomassepotentiale, die mir Thomas Dreier vom IfE in München für die Erstellung der Szenarien zur Verfügung gestellt hat, waren die wesentliche Grundlage für die Integration der Biomasse in die Szenarien. Dadurch wurde eine eigene Potentialermittlung für diese regenerative Ressource überflüssig, weshalb dieser Beitrag außerordentlich hoch zu bewerten ist.

Die Bestimmung von Einzugsgebieten und Abflußregimes für die Abbildung der Stromerzeugung aus Wasserkraft in genügender Qualität für die Szenarien wäre im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht realisierbar gewesen. Hier konnte glücklicher Weise auf das hervorragende Know-How des USF der Universität Kassel zurückgegriffen werden. Dabei ist insbesondere die intensive Koope-

ration mit Bernhard Lehner hervorzuheben, die ihren Anfang in einem gemeinsamen Projekt fand und darüber hinaus sehr fruchtbare Ergebnisse für die Szenarien abwarf. In dieser Zusammenarbeit wurden Kriterien zur Unterscheidung der Kraftwerkstypen (Speicherwasser bzw. Laufwasser) erarbeitet und für tausende von Wasserkraftwerken eine Zuordnung des Gewässers vorgenommen, das das jeweilige Kraftwerk speist. Auf dieser Grundlage hat Bernhard Lehner Monatszeitreihen des Zulaufs zu Wasserkraftwerken erstellt, die eine kaum ersetzbare Grundlage für die Abbildung der Wasserkraft in den Szenarien waren. Darüber hinaus konnte Bernhard Lehner mit Weltkarten von Wasserkraftpotentialen sowie Kraftwerksstandorten, der weltweiten Abflußbildung und deren Veränderung mit dem wahrscheinlich bevorstehenden Klimawandel zu dieser Arbeit beitragen. Die Karten sind im Kapitel 7 abgebildet. Eine Validierung der Abflußwerte wurde durch Daten möglich, die wiederum von anderer Seite zur Verfügung gestellt wurden. So beinhalteten die Daten der Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz, die von Hanspeter Isenschmid (BFE) zur Verfügung gestellt wurden, auch den Wasserkraftanteil der Erzeugung. Auch Stefan Hagemann (DKRZ) konnte mit Tipps und Informationen zu Abflußwerten verschiedener Flußsysteme weltweit weiterhelfen. Daten von Jan Foyn (Nordpool) mit Speicher-Füllstand, –Zulauf und –Nutzung der Wasserkraft im Skandinavischen Stromverbund konnten zum Abgleich der Abflußwerte in dieser Region genutzt werden. Die sehr umfangreichen und detaillierten Daten zu schweizer Wasserkraftwerken von Herrn Sigg vom *Schweizer Bundesamt für Wasserwirtschaft* waren bei der Zuordnung der Kraftwerkstypen hilfreich.

Neben Zulauf und Leistung der Wasserkraft sind für deren wirklichkeitsnahe Abbildung auch die Speichergrößen von herausragender Bedeutung. Hier konnten die Daten von Olivier Feix (UCTE) mit Informationen zu Speicherkapazitäten der Speicherwasserkraftwerke im UCTE-Verbund der UCTE-Länder 1997 wertvolle Dienste leisten. Die zuvor erwähnten Daten von Jan Foyn enthielten die notwendigen Angaben für die Skandinavische Wasserkraft.

Auch die Frage nach möglichen Ausbaupotentialen der Wasserkraft war für einige Szenarien von Bedeutung. Hier halfen die Literaturangaben zur Wasserkraftnutzung von Herrn Wagner (VDEW) weiter, ebenso wie entsprechende Hinweise von Herrn Ritterbach (RWE) zu Wasserkraftpotentialen in Deutschland. Herr Voigtländer (Siemens) konnte Informationen zu weltweiten Wasserkraftpotentialen beitragen.

Für einzelne Szenarien, die auch eine Nutzung des Wasserkraftwerksstandorts bei Inga in der *Demokratischen Republik Kongo* vorsahen, waren auch einige Informationen notwendig. Hier sind insbesondere die hilfreichen Hinweise von Herrn Kremer sowie Herrn Dorn von *Lahmeyer International* über die Standortbedingungen am potentiellen Wasserkraftwerksstandort bei Inga zu erwähnen sowie Informationen zur potentiellen Verstromung der dortigen Wasserkraft von Herrn Häusler von ABB Calor Emag Schaltanlagen und auch von Herrn Kanngießner.

Wie bei allen Erzeugungstechniken war für die Szenarien auch bei der Wasserkraft eine realitätsnahe Erfassung der Kostenstruktur notwendig. Hier waren wieder Hinweise von Herrn Kremer und Herrn Dorn zu verschiedenen Wasserkraftwerksprojekten von *Lahmeyer International* hilfreich. Mit Informationen und Diskussionen über Investitionskosten und Betriebskosten am Beispiel der Kraftwerksgruppe Edersee konnten Herr Kratz, Herr Müller und Herr Römer von der Kraftwerksgruppe Edersee beitragen. Eine sehr differenzierte Aufschlüsselung der Investitionskosten verschiedener Anlagenkomponenten von Pumpspeicherkraftwerken, die Herr Bogenrieder von der *Vereinigte Energiewerke AG (VEAG)* beisteuerte, erleichterte manche Abschätzung

und Übertragung. Außerdem war auch das Know-How von Herrn Bogenrieder zu potentiellen Standorten für Pumpspeicherkraftwerke sowie seine Angaben zu Wirkungsgraden verschiedener Pumpen-, Turbinen-, Motor- und Generatorvarianten für Pumpspeicherkraftwerke wertvoll. Sie wurden durch Angaben von Herrn Maurer, Herrn Stollsteimer und Herrn Wüst von *Voith Siemens Hydro Power Generation* ergänzt und flossen sowohl in die rechnerische Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken ein als auch in Überlegungen zu Fallwindkraftwerken.

Auch bei der Erfassung der Geothermie in den Szenarien konnte vielerlei Input genutzt werden. So war der Hinweis von Ernst Huenges vom GeoForschungsZentrum und Suzanne Hurter vom *Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben* (GGA) auf weltweite Wärmeflußdaten ganz wesentlich für die Schaffung der Datengrundlage für die Geothermie. Suzanne Hurter konnte auch mit einigen nützlichen Literaturangaben und Tipps weiterhelfen. Sehr wertvoll war die Literatur zu geothermischen Kraftwerken, die mir Gunter Siddiqi von Shell in Kopie zukommen ließ. Auch Martin Wildberger vom EPRI hat mit wertvoller Literatur zu geothermischen Kraftwerken sowie zu verschiedenen anderen Techniken der regenerativen Stromerzeugung beigetragen. Für die Rückschlüsse von den Wärmeflußdaten auf Temperaturgradienten waren Informationen zur typischen Wärmeleitfähigkeit von Gesteinen von Ernst Huenges sowie von Eckart Hurtig (GeoForschungs-Zentrum) ebenso hilfreich wie einige ihrer Tipps und Literaturhinweise. Mit Angaben zu Bohrkosten konnte auch Ernst Huenges weiterhelfen, ebenso Werner Bußmann von der *Geothermischen Vereinigung*, der u.a. auch mit Angaben zur erwarteten Lebensdauer Informationen zur Erfassung der ökonomischen Parameter von Geothermiekraftwerken beisteuerte. Auch die diesbezüglichen Informationen von Markus Häring vom *Deep Heat Mining Project* in Basel zu Geothermiekraftwerken mit und ohne Nahwärmeversorgung sind hier zu nennen. Bei der Erfassung der Kosten- und Wirkungsgradstruktur von Geothermiekraftwerken sind vielerlei thermodynamische Überlegungen und Berechnungen notwendig, bei denen Felix Ziegler (TU-Berlin) mit seinem profunden thermodynamischen sowie wirtschaftlich/technischen Know-How und mit wertvollen Literaturhinweisen wesentliche Beiträge geleistet hat. Auch bei der Geothermie muß die Hilfsbereitschaft von Bernhard Lehner wieder hervorgehoben werden. Er hat ausgehend von den – von mir bearbeiteten nur punktuell vorhandenen – weltweiten Daten zu Wärmeflüssen und Temperaturgradienten in enger und freundschaftlicher Zusammenarbeit weltweite Geothermiedaten auf ein feines Gitter extrapoliert und mir in gut nutzbaren Datenformaten gemeinsam mit verschiedenen anderen Daten (Länderzuordnung, Daten zur Entfernung zum nächstgelegenen Meßwert ...) bereitgestellt.

Auch im Fall von Fallwindkraftwerken (FWKW), die in einige etwas spekulativere Szenarien integriert wurden, soll hier auf einige Hilfestellungen hingewiesen werden. Wertvoll war beispielsweise die Überlassung umfangreicher Literatur zu FWKW von Cornelis Hoffmann von der *Forschungsstelle für Energiewirtschaft* (FFE). Auch der Erfinder der FWKW Phillip Carlson hat mit guter Literatur zu FWKW weitergeholfen, ebenso wie Dan Zaslavsky vom Technion in Haifa, der darüber hinaus auch in einigen Diskussionen und durch Unterstützung von Seiten seiner Arbeitsgruppe zum Gelingen der Integration der FWKW in die Szenarien beigetragen hat. Hier sind insbesondere Rami Guetta mit sehr detaillierten Kostendaten für FWKW sowie Vadim Mezhibovski mit seiner Erstellung von Simulationsroutinen (in C) für die Berechnung der Leistung von Fallwindkraftwerken zu nennen. Letztere konnten als Unterprogramm in die eigenen Fortran-Routinen zur Berechnung der meteorologischen Eingangsgrößen integriert werden.

Für den Bereich der Wasserstoffwirtschaft waren auch einige schwerer zu beschaffende Informatio-

nen erforderlich. Hier konnte mein Kollege Jochen Bard mit Literaturangaben zu Brennstoffzellen weiter helfen. Auch mein Kollege Bernd Willer hatte gute Literatur zur Verfügung und war darüber hinaus immer ein kenntnisreicher Ansprechpartner mit vielen nützlichen Informationen sowohl in Sachen Brennstoffzellen als auch für verschiedene Energiespeicher, insbesondere elektrochemischen Energiespeicher und Kondensatoren. Zu Kosten, Wirkungsgrade und Lebensdauern einzelner Komponenten von Schmelzkarbonatbrennstoffzellen sowie zu deren Anfahrzeit und anderen technischen Details konnten Frau Bauer und Herr Berger von MTU sehr gute Auskunft geben. Bei Lebensdauer, Wirkungsgraden und Betriebsergebnissen von SOFC-Brennstoffzellen war Herr Greiner von Siemens ein guter Austauschpartner. Peter Rigger von Bosch konnte mit nützlichen Details zu PEM-Brennstoffzellen beitragen. Herr Riechert von der *GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie* konnte guten Informationen zu Kosten, Wirkungsgraden und anderen Details zur Wasserelektrolyse liefern. Einige nützliche Tipps zur Wasserstoffprozeßkette hatte Herr Schmitz (TU-Hamburg Harburg). Auch Literaturangaben von Herrn Nitsch vom DLR-Stuttgart waren hilfreich. Zu Kosten und technischen Details von Pipelines und Verdichtern sowie Wirkungsgraden beim Pipelinetransport konnten Herr Vollmüller, Herr Scholhölter und Herr Driever – alle von der Wintershall AG – wertvolle Informationen beisteuern. Eine besondere Erwähnung gebührt dabei Herrn Driever, der mir sehr gute Literatur zu Berechnungen von Pipelinesystemen zur Verfügung stellte und insbesondere mit umfangreichen Auslegungsberechnungen zum Vergleich von Erdgas-transport und Wasserstofftransport beigetragen hat.

Da in einigen Szenarien – insbesondere zu Backupzwecken – fossile Energieträger zum Einsatz kommen sollten, waren auch Informationen zu Kosten und Wirkungsgraden konventioneller Kraftwerke von Interesse. Obwohl diese Kraftwerke schon lange marktverfügbar sind, sind zuverlässige Angaben dazu nicht ohne Weiteres erhältlich. Insbesondere schwanken die Preise der Kraftwerke teilweise beträchtlich mit der momentanen Marktlage, was selbst für Insider nicht leicht zu überblicken ist. Hier standen Christian Stockmann, Herr Strand, Herr Steinbach sowie Herr Toupin – alle von Alstom – als Diskussionspartner zur Verfügung und konnten mit den benötigten Informationen zu Kosten, Wirkungsgraden sowie zum Betriebsverhalten von Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken beitragen.

Ein extrem wichtiges Themenfeld mit großer Bedeutung für die Szenarien ist auch der Stromtransport. Deshalb mußten hier die Informationen hohen Anforderungen genügen. Dementsprechend intensiv war die Rückkopplung mit verschiedenen Experten. Informationen zu bestehenden Übertragungskapazitäten im Stromverbund der UCTE-Länder konnte Herr Feix vom UCTE-Büro in Berlin zur Verfügung stellen. Henri Boyé (EDF) konnte Angaben zu bestehenden und geplanten Seekabelprojekten zwischen Marokko und Spanien machen und weitere Informationen zum Europäischen Netzverbund sowie Kartenmaterial für Übertragungsleitungen in Europa und im südlichen Mittelmeerraum beisteuern. Auch Herr Lampach von Siemens konnte mit wertvoller Literatur und Diskussion zum Stromtransport bei einigen wesentlichen Fragen weiter helfen. Im Gespräch mit Herrn Kessler von *Verbund Austrian Power Grid* erhielt ich detaillierte Informationen zum Stromtransport über Freileitung und Kabel sowie zu deren wirtschaftlich/technischen Vergleich. Ebenso nützlich waren die technischen und wirtschaftlichen Informationen zu Drehstrom- und HGÜ-Freileitungen sowie zu Seekabeln inklusive einiger wertvoller Literaturstellen, die Herr Fischer (Siemens) beisteuern konnte und auch Literatur zu Hochspannungsübertragung, auf die ich von Herrn Vollmar (Siemens) hingewiesen wurde. Mit Literatur zum HGÜ-Stromtransport konn-

te Herr Brumshagen (damals PreussenElektra) dienen. Durch Diskussionen und Informationen zu Stromtransport und/oder Umrichtertechniken konnten auch meine Kollegen Michael Viotto, Alfred Engler und Oliver Haas sowie Antje Orths von der *Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg* beitragen. In Fragen Stromtransport im Allgemeinen und HGÜ im Besonderen ist insbesondere der Beitrag von Karl-Werner Kanngießer hervorzuheben, der mit seinem unerschöpflichen Fachwissen jederzeit freundschaftlich zur Verfügung stand, um alle Fragen dieses Themenbereichs und an dessen Grenzen zu diskutieren. Darüber hinaus konnte mir Herr Kanngießer wertvolle Literatur zu diesem Themenkomplex zugänglich machen. Als ähnlich gute Informationsquelle und interessierten Diskussionspartner lernte ich Herrn Häusler von *ABB Calor Emag Schaltanlagen* kennen. Auch er konnte mit Literatur zu HGÜ sowie zu weiteren Quellen für Informationen über HGÜ-Projekte wichtigen Input liefern. Sowohl Herr Kanngießer als auch Herr Häusler hatten zudem umfangreiche Informationen über den potentiellen Ferntransport von Wasserkraftstrom aus Inga am Kongo nach Europa. Herr Luther und Herr Radke von E.ON übermittelten mir sehr wertvolle und detaillierte Studien zu großen komplexen HGÜ-Projekten. Zudem konnte Herr Radtke mit weiterführender Literatur zu Regelkonzepten für HGÜ-Umrichter und -Systeme dienen. Die auch auf diese Hinweise folgenden Diskussionen mit Herrn Karlecik-Maier von Siemens über Konzepte zur Regelung von HGÜ-Konvertern in vermaschten Vielpunktsystemen – also in komplexen HGÜ-Systeme mit vielen Umrichtern – waren sehr aufschlußreich. In Gianfranco Acquaotta von Pirelli hatte ich einen sehr freundlichen Ansprechpartner zu HGÜ-Kabeln, der mir mit vielerlei detaillierten Informationen über technische und wirtschaftliche Aspekte von See- und Landkabeln sowie mit Literatur zu HGÜ-Seekabelprojekten weiter helfen konnte.

Da die Szenarien auf möglichst objektive Art erstellt werden sollten und gleichzeitig nach möglichst kostengünstigen Stromversorgungsstrukturen gesucht werden sollte, um die wirtschaftliche Dimension angemessen berücksichtigen zu können, stand von Anfang an fest, daß ein mathematischer Optimierungsansatz in Form einer Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gewählt werden sollte. Bei der Orientierung in der Frage, welche Optimierungsmethoden sich für diese Aufgaben eignen könnten, waren u.a. die Diskussion mit Dirk Uwe Sauer (ISE) und Marcus Rehm (ISE) über Genetische Optimierung hilfreich. Auch die Diskussionen über Kraftwerkseinsatzplanung mit Gerd Infanger von der *Stanford University* in Kalifornien, Wolfgang Orasch von der TU-Wien und Rainer Lux (IER) sowie mit Frank Hoster (WINGAS), Roberto Pronini (ETH-Zürich), Herr Verstege von der *Bergischen Universität Wuppertal*, Herr Schwefel von der *Universität Dortmund* und Herr Hailer von der *Energie-Versorgung Schwaben* und zahlreiche Literaturtipps sowie Übermittlung von Fachliteratur haben bei dieser Orientierung und bei der Anwendung der Optimierung geholfen. Die Entscheidung fiel in Anbetracht der Größe der Optimierungsprobleme und der spezifischen Anforderungen für die Szenarien rasch auf die lineare Optimierung. Am *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung* (IER) wurde mit PROFAKO ein Instrument entwickelt, mit dem sich u.a. Matrizen für umfangreiche lineare Optimierungsprobleme in der Energiewirtschaft erstellen ließen. Die Kooperation mit Rainer Lux (IER) ermöglichte es dieses Instrument zu nutzen, um die Optimierungsprobleme für die Szenarien zu formulieren. Dazu wurde in Zusammenarbeit mit Rainer Lux und dem selbständigen Informatiker Volker Reich noch eine Art Programmiersprache sowie ein Parser und Compiler entwickelt, der die Erstellung der vielen großen Matrizen für die Optimierungsprobleme der Szenarien erst wirklich beherrschbar machte. Diese Kooperation hatte also eine relativ große Bedeutung für die Erstellung der Szenarien.

Nachdem diese Voraussetzungen geschaffen waren, waren die Probleme mit der Optimierung aber noch nicht beseitigt. Wie sich schnell herausstellte, war eine wesentliche Voraussetzung, nämlich die Verfügbarkeit eines Solvers, der mit den großen Optimierungsproblemen zurechtkommen würde, nicht ohne weiteres erfüllt. Der Solver des damaligen Marktführers stellte schon bei wesentlich kleineren Optimierungsproblemen (über eine Größenordnung) seine "Dienste" ein. In dieser außerordentlich kritischen Situation tat guter Rat Not. Dieser gute Rat kam dann von Thorsten Koch vom *Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik*, der neben vielen weiteren Informationen und Tipps zur linearen Optimierung insbesondere den Hinweis auf einen damals "halbkommerziellen" Solver namens MOSEK gab, der u.a. von Erling Andersen entwickelt und auch von ihm vertrieben wurde. Mit Erling Andersen nahm ich sofort Kontakt auf und schilderte ihm meine kritische Situation, woraufhin er mir umgehend und unentgeltlich eine Version seines Solvers zukommen ließ, die schon gleich bei den ersten Tests vermuten ließ, daß sie meine Optimierungsprobleme würde knacken können. Damit ist es aber noch nicht genug der Erwähnung der segensreichen Hilfsbereitschaft von Erling Andersen. In zahlreichen Mails und Telefonaten hat er sich als guter Berater bei der Formulierung der Optimierungsprobleme gezeigt und offen für diverse Verbesserungswünsche an seiner Software. So hat Erling Andersen zahlreiche Versionen seines Solvers entwickelt, die u.a. für besonders große Optimierungsprobleme mit einem Speicherplatzbedarf über 4 GB als 64-Bit-Versionen oder für verschiedene Rechnertopologien (Parallelrechner, Vektorrechner) zugeschnitten waren, um zu einer möglichst effizienten Optimierung für die Szenarien zu kommen. Mit dem Solver waren aber die Probleme bei der Optimierung noch nicht vollständig gelöst, denn auch die geeigneten Rechner und ihre Zugänglichkeit waren von entscheidender Bedeutung. Weder in der Universität Kassel noch am ISET gab es zum Zeitpunkt, an dem die Optimierung anstand, Rechner, die dafür genügend Speicher (RAM) hatten. Hier erwies sich wieder die Kooperation mit dem IPP und damit auch mit dem *Rechenzentrum Garching* (RZG) als sehr wertvoll, die im Hinblick auf die Szenarien auch wegen der großen Datenmengen, die am ISET nicht hätten gespeichert werden können, ihre Nützlichkeit unter Beweis gestellt hatte. Am RZG gab es eine Vielzahl unterschiedlicher Hochleistungsrechner, die im Hinblick auf ihre Eignung zur Lösung der Optimierungsprobleme untersucht und ausprobiert werden konnten. Als sich so das Anforderungsprofil herauskristallisiert hatte, kam von Andreas Schott vom RZG ein Hinweis auf einen neuen Rechner, der dieses Profil hervorragend erfüllte. Dieser Rechner gehört dem *Max-Planck-Institut für Entwicklungsbiologie* (MPI-EB) und freundlicher Weise gab mir Stephan Schuster (MPI-EB) uneingeschränkte Nutzerrechte, die mir ermöglichte, einen Großteil der Rechnerleistung sowie des Speichers dieses Rechners über lange Zeit für die Optimierung zu nutzen.

Auf dem Weg zu den Szenarien waren viele Probleme bei der Nutzung und Entwicklung verschiedenster Software zu lösen. Mit Tipps und Tricks in vielen Computerfragen und freundschaftlicher Unterstützung durch fruchtbare Diskussionen und tatkräftige Hilfe war mein Kollege Michael Viotto zur Stelle. Tipps und Tricks für die Programmierung in Matlab und Fortran kamen auch von Ralf Juchem (damals ebenfalls am ISET), der auch bei der Programmierung in Fortran einige gute Tipps hatte. Auch andere Kollegen vom ISET waren im Computerbereich hilfreich. So konnte Berthold Hahn viele nützliche Tipps und Hilfestellungen zu verschiedenen Windowsapplikationen geben. Michael Durstewitz wußte meist gut über Kniffe bei der Nutzung von Word Bescheid, Kurt Rohrig war in der UNIX-Welt ein beschlagener Ansprechpartner, Michael Scheibe konnte bei der einen und anderen Grafikkonvertierung helfen und Christian Langer konnte als Netzwerkadministrator

wertvolle Dienste bei der Datensicherung leisten. Javad Moradi und Jürgen Neumeier hatten einige Tipps zur Programmierung von Visual-Basic-Macros parat. Bei der Einrichtung einer guten Latex-Umgebung für den Satz des vorliegenden Dokuments haben sich die Kollegen Oliver Haas und Thomas Loh eingebracht, die – ebenso wie mein Freund und Studienkollege Frank Schäfer vom *Lehrstuhl für Strömungsmechanik* (LSTM) der *Uni Erlangen* – auch mit einigen Tipps zu kniffligen Problemen der Latex-Nutzung beitragen konnten. Ausgesprochen konstruktiv war auch die Arbeit der Administratoren am RZG, die immer nach dem Motto verlief, daß diese Arbeit dann am besten ist, wenn man von ihr am wenigsten bemerkt und alles funktioniert. Brauchte man sie dann doch einmal, waren Andreas Schott, Ulrich Schwenn, Hermann Lederer, Werner Nagel, und alle anderen Mitarbeiter des RZG immer ausgesprochen schnell zur Stelle und dabei sehr hilfsbereit, weshalb alle Wünsche, Fragen und Probleme immer hocheffizient behandelt werden konnten. Als wahre "Wunderwaffe" in Sachen Fortran-, C- und Shellscript-Programmierung sowie vielen anderen Computerfragen erwies sich immer wieder Frank Schäfer, dessen Hilfe kaum überbewertet werden kann.

Auf dem Weg zu dieser Arbeit sind natürlich eine ganze Menge Veröffentlichungen entstanden, zu denen auch Freunde und Kollegen ihr Fachwissen beigetragen haben. Hier möchte ich insbesondere die gute Zusammenarbeit mit Bernhard Ernst vom ISET, Bernhard Lehner vom USF, Gregor Giebel vom Risø und Piero Blanchini sowie mit Talia Altmann, Rami Guetta und Dan Zaslavsky drei befreundeten Wissenschaftlern vom Technion in Haifa und die Kollegen Franz Trieb, Volker Quaschnig, Christoph Schillings, Stefan Kronshage, Joachim Nitsch und Lars-Arvid Brischke vom DLR als auch Gerhard Kies vom HKF erwähnen. Bei meinen Internetveröffentlichungen habe ich wertvolle technische und redaktionelle Unterstützung von Anja Baur, Christian Budig und Jürgen Neumeier erhalten. Auch wenn die freundschaftliche Zusammenarbeit mit meinem ISET-Kollegen Berthold Hahn nicht zu Veröffentlichungen geführt hat, soll sie hier erwähnt werden, da sie sich u.a. in schriftlicher Form in Forschungsanträgen niedergeschlagen hat.

Direkt in die vorliegende Arbeit sind auch einige fremde Abbildungen eingeflossen. Die Potentialkarte aus dem russischen Windatlas (Abb. 5.5 auf Seite 51) wurde mir von Gregor Giebel (Risø) zugesandt und kann als gute Validierung eigener Berechnungen aus Daten des ECMWF angesehen werden kann. Mit der Abbildung 3.1 auf Seite 12 hat mir Michael Klimke eine schöne Illustration der Idee eines Interkontinentalen Stromverbunds überlassen. Und die Abbildung mit Lastverlauf und Kraftwerkseinsatz in der französischen Stromversorgung am Höchstlasttag 1996/ 97, deren Veröffentlichung mir freundlicher Weise von Herrn Carbonnier (EDF) genehmigt wurde, zeigt u.a. sehr gut den Einsatz von Laufwasserkraftwerken im Schwellbetrieb zur Lastfolge.

Während der Arbeit braucht es ab und an natürlich auch etwas besinnlichere Momente sowie das eine oder andere freundschaftliche Gespräch, das sich nicht ganz hart an den fachlichen Inhalten orientiert. So waren die nächtlichen Begegnungen auf den Fluren des ISET mit Helmuth Giese, der auch einige gute Tipps zu Computer- und Programmierfragen beizusteuern wußte, oft der Anlaß zu einem aufmunternden Gespräch. Zu ähnlich nachtschlafender Zeit konnte auch manch eine freundschaftliche Plauderstunde mit Michael Viotto weit über die Grenzen der Energieversorgung hinaus reichen und auch manch ein kollegiales und freundschaftliches Gespräch mit Markus Landau bot willkommene Abwechslung und neue Perspektiven. Ebenso erging es mir mit Berthold Hahn, mit dem mich auch einige Diskussionen in den Bereich der Politik führten, wo ich mich auch mit Klaus Otto traf. Mit Bernhard Ernst wanderten einige Gespräche von der Meteorologie zu seinem Hobby

dem Segelfliegen oder auch zu seinen Konzerten, von denen ich aus Arbeitseifer leider viel zu wenige besuchen konnte. Mit Frank Schäfer spannen sich die Gespräche oft bis in die Philosophie und manch ein Beratungsgespräch mit Norbert Kreitz endete ebenfalls bei Fragen der Politik oder der Lebensführung. Mit Herrn Bendel ergab sich in der Kaffeküche manche interessante Diskussion über verschiedenste – nicht nur fachspezifische – Themen und manche freundschaftlich kollegiale Frotzelei. Auch die Gespräche mit dem inzwischen verstorbenen Kollegen Bernd Willer waren meist mehr als nur fachliche Gespräche unter Kollegen und immer von einem gegenseitigen freundschaftlichen Interesse geprägt, weshalb sich sein Fehlen am ISET seither schmerzlich bemerkbar macht. Last but not least müssen hier auch noch die freundschaftlichen Diskussionen mit Rudolf Rechsteiner genannt werden, die meiner Arbeit auch immer wieder eine politische Perspektive geben konnten.

Ohne daß daraus der Schluß gezogen werden sollte, daß in der Danksagung alle erwähnt wurden, die einen Beitrag zum Gelingen der vorliegenden Arbeit geleistet haben – geschweige denn alle mit all ihren Beiträgen – sollen jetzt zuletzt, mit Anna Stieglitz, Bernhard Ernst, Berthold Hahn, Christiane Westhof, David Nestle, Frank Schäfer, Gerd Füller, Ingrid Nestle, Jörg Kirchhoff, Jörg Wagner, Michael Czisch, Michael Viotto und Rene Jursa auch noch die Korrekturleser erwähnt werden, die als Solche ebenfalls ihren Teil zu Gelingen dieser Arbeit beigesteuert haben.

Nochmals vielen Dank an Alle für die freundliche Unterstützung.

Anhang

18 Verschiedene verwendete Berechnungsmethoden

18.1 Berechnungsmethoden für die Solarenergienutzung

Grundlage für die Berechnungen der Stromerzeugung aus Solarenergie sind neben den – für die Erstellung der Szenarien unabdingbaren – zeitlich und räumlich kohärenten meteorologischen Daten – wie u.a. den Strahlungsdaten – die mathematischen Methoden zur Berechnung der nötigen Sonnenstandswinkel, Rückstreuungseffekte u.v.m. Diese konnten weitgehend aus "Solar Engineering of Thermal Processes" entnommen werden [BD91].

Als meteorologische Daten wurden die Reanalysedaten ERA-15 des ECMWF und die NCEP/NCAR-Reanalysen [EZM] [NN] genutzt. Sie werden auf Grund ihrer Struktur den Anforderungen weitgehend gerecht, wenngleich eine feinere räumliche und zeitliche Auflösung in diesem Sinne sicherlich noch wünschenswerte Vorteile bringen könnte¹. Im Datensatz der ERA-15 sind Globalstrahlungsdaten als Drei-Stunden-Integrale GHS_{3h-int} verfügbar. In einem ersten Schritt wurden diese Daten in Stundenmittelwerte aufgeteilt.

Zerlegung in Stundenwerte: Für die Zerlegung von GHS_{3h-int} in Stundenwerte wurde die Strahlungsverteilung an einem Clear-Sky- (CS), also einem Schönwetter-Tag, zugrunde gelegt und der integrale Wert diesem Verlauf entsprechend auf einzelne Stunden verteilt². Dazu wurde der Quotient aus dem Strahlungsintegral der ECMWF-Werte und der theoretischen CS-Globalstrahlung gebildet

$$QuGHS_{ECMWF/CS} = \frac{GHS_{3h-int}}{GHS_{3h-int_CS}}, \quad (18.1)$$

wobei die CS-Strahlungs-Leistung (GHS_{CS}) zur Ermittlung des integralen Wertes GHS_{3h-int_CS} als Funktion der Höhe über Normalnull ($HüNN$) und des Zenitwinkels θ_Z , also

$$GHS_{CS} = F(HüNN, \theta_Z), \quad (18.2)$$

nach dem in "Solar Engineering of Thermal Processes" angegebenen Verfahren ermittelt wurde (vgl. [BD91] S. 73 ff.). Dabei wurden die mittleren Höhen der Gitterzellen des ERA-15-Modells verwendet und der Zenitwinkel für jeden Zeitpunkt ermittelt.

Nun wurde für die Erzeugung von Stundenmittelwerten, mangels genauerer Kenntnisse über den tatsächlichen Verlauf der Globalstrahlung, mit der Annahme gearbeitet, daß die Relation zwischen dem ECMWF- und CS-Strahlungsintegral auch für Teile der bei der Integration überstrichenen Zeit gleich und identisch mit $QuGHS_{ECMWF/CS}$ ist. D.h. in jeder einzelnen Stunde des jeweiligen

¹ Derzeit gibt es allerdings keinen Satz der nötigen meteorologischen weltweiten Daten, die für einen langjährigen Zeitraum verfügbar und in höherer zeitlicher sowie räumlicher Auflösung gespeichert wären.

² Falls in den Drei-Stunden-Zeitraum Sonnenauf- oder -untergang fielen, wurde die Strahlung dementsprechend auf die Zeit verteilt, in der die Sonne über dem Horizont steht.

Drei–Stunden–Intervalls soll die gleiche relative Abschwächung gegenüber idealen Wetterbedingungen geherrscht haben. Somit ergibt sich der Mittelwert der Global–Strahlungs–Leistung in der ersten Stunde zu

$$\overline{GHS}_{0 \leq t \leq 1h} = QuGHS_{ECMWF/CS}(t) \frac{\int_0^1 GHS_{CS}(t) dt}{\int_0^1 \Theta_t(t) dt} \quad \text{mit} \quad \Theta_t(t) = \begin{cases} 0 & \text{vor Sonnenaufgang} \\ 0 & \text{nach Sonnenuntergang} \\ 1 & \text{sonst} \end{cases} \quad (18.3)$$

der als Näherung für die Einstrahlung in dieser Periode angenommen wird³.

18.1.1 Berechnungsmethoden für die Bestimmung direkter und diffuser Strahlungsanteile

Der nächste Schritt ist die Erzeugung von Direkt– und Diffusstrahlung ausgehend von den Stundenwerten der Globalstrahlung, generiert aus ECMWF–Globalstrahlungs–Daten⁴. Dazu wurde ein Modell (Perez–Direktstrahlungs–Modell DIRMAX) verwendet, das mit Hilfe von Transferfunktionen die Berechnung der Direktstrahlung aus Stundenwerten der Globalstrahlung ermöglicht [IMP+91]⁵.

Das Modell benötigt als Eingabewerte die Globalstrahlung zum aktuellen Zeitpunkt sowie der vorangegangenen und der nachfolgenden Stunde. Zudem wird der Zenitwinkel θ_z , der Tag im Jahr sowie die Höhe über Normalnull (HNN) für die Berechnung der Direkt–Normal–Strahlung (DNS) verwendet. Durch die Angabe der Taupunkttemperatur, die als Parameter im Archiv der ERA–15 abgelegt ist, kann die Qualität der DNS–Berechnung verbessert werden. Diese Möglichkeit wurde trotz des größeren Datenvolumens genutzt.

Durch Umrechnung auf die Horizontale erhält man die Direkt–Horizontal–Strahlung, die über den Gewichtungsfaktor $QuGHS_{ECMWF/CS}$ aus den ERA–15–Daten hervorgegangen ist ($HS_{Dir_{ECMWF}}$). Über Gleichung 4.1 auf Seite 16 kann dann auch die Diffus–Horizontal–Strahlung ($HS_{Diff_{ECMWF}}$) ermittelt werden.

Leider wirkt sich bei der Berechnung der Direktstrahlung die Unterschätzung der GHS (s. Abb. 4.2) in Nordafrika, dem aus europäischer Sicht naheliegendsten Gebiet für die Nutzung großer konzentrierender Systeme zur Solarstromerzeugung, stark leistungsmindernd aus. Dieses Verhalten ist leicht verständlich, da die wesentlichen Informationen, die das Perez–Direktstrahlungs–Modell DIRMAX über die Transferfunktionen zur Berechnung der Direktstrahlung verwendet, aus dem Verhältnis der ”tatsächlichen” Globalstrahlung (hier ERA–15) zur theoretischen Globalstrahlung hervorgehen. Ist dieses Verhältnis zu klein, so wird die Schwächung inhärent als Folge höherer Streuung und Absorption interpretiert und somit der Diffusstrahlungsanteil überschätzt respektive der Direktstrahlungsanteil überproportional zum Fehler in der Globalstrahlung unterschätzt.

³ Entsprechend – mit anderen Integralgrenzen – ergeben sich die Global–Strahlungs–Leistungen für die anderen Stundenintervalle.

⁴ Im Datenarchiv der ERA–15 sind weder Diffus– noch Direktstrahlungsdaten abgelegt.

⁵ Dieses Modell wurde freundlicher Weise eigens für diese Arbeit von Richard Perez als Fortran Funktion DIRMAX zur Verfügung gestellt [BP99].

Dies zeigt ein Vergleich der gemessenen Global–Horizontal–Strahlung sowie der daraus (aus Tageswerten der GHS) mit dem Programm METEONORM abgeleiteten Direkt–Normal–Strahlung an verschiedenen Standorten mit den entsprechenden Werten an benachbarten Standorten, die aus ECMWF–Daten abgeleitet wurden [Rem00]. Auch die Verwendung anderer, einfacherer Modelle zur Bestimmung des Diffusstrahlungsanteils gehen über das Verhältnis der ”tatsächlichen” Globalstrahlung zur theoretischen Globalstrahlung (vgl. Tab. 18.1). Dieses kann beispielsweise über den Clearnessindex k_T mit der extraterrestrischen Global–Horizontal–Strahlung GHS_{ext} als

$$k_T = \frac{GHS}{GHS_{ext}} \quad (18.4)$$

ausgedrückt werden. Ein solches Modell ist die Orgill–Hollands–Korrelation (s. [BD91] S. 80 ff.), das ebenso wie das EKD–Modell (s. [BD91] S. 82) letztlich etwa zur gleichen systematischen überproportionalen Unterschätzung der aus zu niedrigen ECMWF–Global–Strahlungs–Daten abgeleiteten Direktstrahlungsanteile führt.

Daher wurde es nötig, eine andere Methode zur Abschätzung der Direktstrahlung zu implementieren. Der gewählte Ansatz war die Nutzung von Direktstrahlungsdaten der NCEP/NCAR–Reanalyse [NN]. Der archivierte Datensatz dieser Reanalyse enthält zwei Parameter `nbdsf` ”Near IR beam downward solar flux” und `vbdsf` ”Visible beam downward solar flux”, die zusammen die solare Direktstrahlungsleistung in einem weltweiten $2,5^\circ \times 2,5^\circ$ –Gitter erfassen [Cam00]. Unter Verwendung des Strahlungsparameters `dswrf` ”Downward solar radiation flux” der Globalhorizontalstrahlung der NCEP/NCAR–Reanalyse läßt sich der relative Direktstrahlungsanteil

$$\Phi_{\frac{GHS}{HS_{Dir}}} = \frac{vbdsf + nbdsf}{dswrf} \quad (18.5)$$

ableiten⁶. In einem nächsten Schritt kann dann dieses Verhältnis auf die Strahlungsdaten des ECMWF übertragen werden⁷ um so die Direkt–Horizontal–Strahlung

$$HS_{DirECMWF/NCEP} = \Phi_{\frac{GHS}{HS_{Dir}}} * GHS_{ECMWF} \quad (18.6)$$

zu berechnen. In diesem ”NCEP–Modell” wird einerseits der Direktstrahlungsanteil, der sich aus den NCEP/NCAR–Daten ableitet, und andererseits die zeitlich höher aufgelösten ECMWF–Daten (3h) mit ihren etwas konservativeren, niedrigeren Strahlungswerten⁸ verwendet. Aber auch dieser Ansatz liefert noch keine befriedigenden Ergebnisse, da er zu einer deutlichen Überschätzung

⁶ Durch vorherige räumliche Interpolation der NCEP/NCAR–Daten auf das feinere ”T106” oder ”N80 Gaussian Grid” der ERA–15–Daten konnten für jeden Gitterpunkt die Direktstrahlungsanteile $\Phi_{\frac{GHS}{HS_{Dir}}}$ approximiert werden. Dazu wurde die in der `lats4d`–Routine `regrid` unter Grads implementierte Bessel–Interpolation dritter Ordnung als realistischste Methode verwendet [DFGS00] [Fio00] [Fio95].

⁷ Für die Übertragung auf die ECMWF–Daten wurde zuvor der Direktstrahlungsanteil $\Phi_{\frac{GHS}{HS_{Dir}}}$, ermittelt aus den 6–stündlich verfügbaren Strahlungswerten des NCEP/NCAR–Datensatzes, noch auf einzelne Stunden verteilt. Dazu wurde die vereinfachende Annahme gemacht, daß die relative Aufteilung innerhalb des Zeitfensters - über die ja datenbedingt keine näheren Informationen verfügbar sind - proportional zum Direktstrahlungsverlauf eines Schön–Wetter–Tages (Clear Sky Radiation s. [BD91] S. 73 ff.) verteilt ist. Dieses Vorgehen trägt der größeren Streuung bei flacheren Einfallswinkeln und vice versa Rechnung.

⁸ Vgl. auch [GMOW98]

Tabelle 18.1: Vergleich der jährlichen Direktnormalstrahlung ermittelt aus ERA-15-Daten unter Verwendung des Perez-Direktstrahlungs-Modells (NS_{DirPer}) und des Hybrid-Modells bei zusätzlicher Nutzung der NCEP-Daten (NS_{DirHy}) mit einzelnen Werten der Direktnormalstrahlung, die anhand von Tageswerten der Globalstrahlung des WRDC bzw. BSRN von Jan Remund (METEOTEST) erstellt wurden (NS_{DirMET}). (Datenquellen: WRDC, BSRN, ERA-15 und NCEP/NCAR [WRD00] [BSR92][Rem00][EZM][NN]).

Größe	Quelle	Modell	Einheit	Standortdaten					
Land Station	WRDC			Sudan Dongola	Algerien Taman- rasset	Ägypten Assuan	Ägypten AL- Kharga	Algerien Bechar	BRD Kassel
Breite	BSRN		[°] ($N > 0$)	19.17	22.78	23.97	25.45	31.62	51.30
Länge	BSRN		[°] ($O > 0$)	30.48	5.52	32.78	30.53	-2.23	9.45
GHS_{BSRN}	BSRN		$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	2497	2365	2523	2462	2111	981
HS_{DifMET}	BSRN	METEO- -NORM	$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	563	602	470	487	631	607
NS_{DirMET}	Remund	METEO- -NORM	$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	2914	2734	3137	3042	2465	725
Breite	ERA-15		[°] ($N > 0$)	19.63	22.99	24.11	25.23	31.96	51.03
Länge	ERA-15		[°] ($O > 0$)	30.38	5.63	32.63	30.38	-2.25	9.00
GHS_{ERA}	ERA-15		$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	2266	2139	2159	2152	1899	1068
NS_{DirPer}	ERA-15	Perez	$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	2092	1912	1981	2011	1715	797
$\frac{GHS_{ERA}}{GHS_{BSRN}}$			[%]	91%	90%	86%	87%	90%	109%
$\frac{NS_{DirPer}}{NS_{DirMET}}$			[%]	72%	70%	63%	66%	70%	110%
HS_{DifHy}	ERA-15 & NCEP	Hybrid	$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	473	530	412	410	603	643
$\frac{HS_{DifHy}}{HS_{DifMET}}$			[%]	84%	88%	88%	84%	96%	106%
NS_{DirHy}	ERA-15 & NCEP	Hybrid	$\left[\frac{kWh}{m^2 a}\right]$	2632	2459	2651	2673	2035	796
$\frac{NS_{DirHy}}{NS_{DirMET}}$			[%]	90%	90%	85%	88%	83%	110%

des Direktstrahlungsanteils außerhalb der Wüstengürtel führt. Daher wurde als weiterer Ansatz ein Hybridmodell aus dem reinem ECMWF-Modell mit Perez-Direktstrahlungs-Modell und dem NCEP-Modell gebildet. Dabei wurde beim Übergang zu den Wüstengürteln ein gleitender Über-

gang vom ECMWF-Modell zum ECMWF/NCEP-Modell gebildet, womit die Direktstrahlung in

$$HS_{DirHybrid} = \begin{cases} HS_{DirPerez} & ; BR \geq 43^\circ \\ HS_{DirPerez} \left(1 - \cos^{1.5} \left((BR - 23^\circ) \frac{180}{40}\right)\right) + HS_{DirNCEP} \cos^{1.5} \left((BR - 23^\circ) \frac{180}{40}\right) & ; 3^\circ \leq BR \leq 43^\circ \\ HS_{DirPerez} & ; -3^\circ \leq BR \leq 3^\circ \\ HS_{DirPerez} \left(1 - \cos^{1.5} \left((|BR| - 23^\circ) \frac{180}{40}\right)\right) + HS_{DirNCEP} \cos^{1.5} \left((|BR| - 23^\circ) \frac{180}{40}\right) & ; -43^\circ \leq BR \leq -3^\circ \\ HS_{DirPerez} & ; BR \leq -43^\circ \end{cases} \quad (18.7)$$

übergeht. Wie ein Vergleich der daraus abgeleiteten Direkt-Normal-Strahlung in Tabelle 18.1 mit den aus Messwerten durch METEONORM erstellten DNS-Werten in der Sahara zeigt, sind auch diese Werte noch konservativ, scheinen die tatsächlichen Strahlungsbedingungen also noch immer etwas zu unterschätzen. Die DNS-Werte des Hybrid-Modells liegen wie die Diffusstrahlung etwa um 10% niedriger. Die überproportionale Unterschätzung, die bei den mit dem Perez-Direktstrahlungs-Modell erstellten Werten auftritt, kann demnach mit dem Hybrid-Modell weitgehend verhindert werden. Die in Tabelle 18.1 verglichenen DNS-Daten des Hybrid-Modells sind um bis zu 35% über denen des ECMWF-Modells mit Perez-Direktstrahlungs-Modell. Damit sind die DNS-Werte des Hybrid-Modells zwar konservativ, liegen aber andererseits nicht so tief, daß sie die Wirtschaftlichkeit insbesondere der solarthermischen Kraftwerke übermäßig negativ beeinflussen. Deshalb werden die Direkt-Strahlungs-Werte des Hybrid-Modells auch für alle weiteren Berechnungen verwendet.

18.1.2 Spezifische Berechnungsmethoden für photovoltaische Stromerzeugung

In die Berechnungen der Stromerzeugung aus Photovoltaik gehen sowohl der diffuse als auch der direkte Strahlungsanteil ein. Vereinfachend wird angenommen, daß die Neigung der Photovoltaikmodule dem Winkel des Breitengrades entspricht. D.h. am Äquator wären die Module parallel zum Horizont (Neigungswinkel gegenüber der Horizontalen $\beta_{NH} = BR = 0^\circ$) und in Mitteleuropa z.B. beim 50sten Breitengrad mit $\beta_{NH} = BR = 50^\circ$ ausgerichtet. Gleichzeitig wird jeweils davon ausgegangen, daß die Modulfläche auf der Nordhalbkugel gegen Süden (Azimutwinkel $\gamma_{Az} = 0^\circ$), auf der Südhalbkugel dementsprechend gegen Norden ($\gamma_{Az} = 180^\circ$) gerichtet ist. Bei dieser Aufstellung ist wohl für die meisten Standorte mit einem annähernd maximalen Jahresenergieertrag zu rechnen, womit die Berücksichtigung der Photovoltaik tendenziell etwas optimistisch ausfällt.

Die gesamte (globale) Einstrahlung $S_{G\angle FM}$ auf die geneigte Modulfläche ergibt sich unter diesen Bedingungen zu

$$S_{G\angle FM} = HS_{Dir} * R_b + HS_{Dif} * \frac{1}{2}(1 + \cos BR) + GHS * \alpha * \frac{1}{2}(1 - \cos BR). \quad (18.8)$$

Dabei ist R_b ein geometrischer Faktor, der vom momentanen Einfallswinkel abhängt (vgl. [BD91])

S. 25). Die Albedo α ist vereinfachend überall auf 30% gesetzt⁹.

Die Einstrahlung $S_{G\angle FM}$ auf die Modulfläche kann zur Stromerzeugung genutzt werden. Zur Berechnung der Stromerzeugung wird ein idealer Modulwirkungsgrad $\eta_{Modid} = 14\%$ angenommen. Der Systemwirkungsgrad $\eta_{PV_{Sys}}$ ergibt sich zu

$$\eta_{PV_{Sys}} = \eta_{Modid} * \eta_{FA} * \eta_{WR} * \eta_{Ref} * \eta_{Schatten} * \eta_{Schmutz} * \eta_{TL} * \eta_{\vartheta_{Modul}} \quad (18.9)$$

wobei Verluste der Feld–Anpassung (FA), der Wechsel–Richter (WR) sowie Reflexionsverluste (Ref), Abschläge für Verschattung (Schatten), für die Verschmutzung (Schmutz) und Teillastbetrieb (TL) pauschal berücksichtigt sind¹⁰.

Der Temperaturverlauf des Wirkungsgrads hängt neben der Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} auch von der aktuellen Einstrahlung $S_{G\angle FM}$ ab, da diese die Module erwärmt. Mit Hilfe der Abschätzung der Modultemperatur

$$\vartheta_{Modul} = \vartheta_{Umg} + k_{\vartheta} * S_{G\angle FM} \quad \text{mit} \quad k_{\vartheta} = \frac{0,025K}{W/m^2} \quad (18.10)$$

kann der thermisch bedingte (bzw. einstrahlungsbedingte) Anteil des Systemwirkungsgrads näherungsweise folgendermaßen approximiert werden [Wie99]:

$$\eta_{\vartheta_{Modul}} = 1 - (\vartheta_{Modul} - 25^{\circ}C) * k_{\Delta\vartheta} \quad \text{mit} \quad k_{\Delta\vartheta} = \frac{0,004}{K} \quad (18.11)$$

Die Werte für die Umgebungstemperatur für diese Berechnung konnten auch dem Datenarchiv der ERA–15 entnommen werden [EZM]. Sie liegen als 6–Stunden–Werte vor. Durch lineare Interpolation zwischen den einzelnen Werten wurden Stundenwerte der Umgebungstemperatur approximiert. Bei einer Modultemperatur von $25^{\circ}C$ ergibt sich für einen idealen Modulwirkungsgrad von $\eta_{Modid} = 14\%$ der Systemwirkungsgrad zu $\eta_{PV_{Sys}} \vartheta_{Modul=25^{\circ}C} = 11,4\%$. Bei einer Umgebungstemperatur von $25^{\circ}C$ und einer Einstrahlung in der Modulebene von $1000 W$ reduziert sich der

⁹ Die Albedo ist der Quotient aus reflektierter Strahlung zu einfallender solar Strahlung. Der Wert von $\alpha = 0,3$ entspricht ohne Berücksichtigung von Neuschnee–Flächen etwa dem Mittelwert der üblichen Albedowerte an Landstandorten (vgl. [SFDa]).

¹⁰ Die einzelnen Abschläge für die verschiedenen Verluste bewegen sich jeweils eher im für die photovoltaische Stromerzeugung günstigen Bereich. Die einzelnen Teilwirkungsgrade sind mit folgenden Werten angesetzt [Wie99].

Teilwirkungsgrad	η_{Modid}	η_{FA}	η_{WR}	η_{Ref}	$\eta_{Schatten}$	$\eta_{Schmutz}$	η_{TL}	Systemw.	$\eta_{PV_{Sys}} \vartheta_{Modul=25^{\circ}C}$
[%]	14	95	95	97,5	97,5	98	96,5	[%]	11,4

Systemwirkungsgrad auf 10,2%¹¹.

Unter Verwendung der zuvor genannten Berechnungsmethoden und Annahmen wurden die Zeitreihen der photovoltaischen Stromerzeugung für die Szenarien wie auch die Werte für die Potentialkarte (Abb. 4.9 auf Seite 21) und die Bestimmung der langfristigen Monatswerte erstellt, die u.a. in die Darstellungen des saisonalen Vergleichs der potentiellen Stromproduktion aus Photovoltaik geflossen sind (Abb. 4.7 u. Abb. 4.8).

18.1.3 Berechnung der Stromerzeugung aus Parabolrinnenkraftwerken

Für die Berechnung der Stromerzeugung aus Parabolrinnenkraftwerken (SEGS¹²) konnte auf eine für TRNSYS entwickelte Fortran-Routine (TYPE96) zurück gegriffen werden [TRN02] [Jon97]. Sie konnte nach geringfügigen Anpassungen direkt in den Code für das Fortran-Hauptprogramm mit der Datenverwaltung, der Strahlungs-, Winkel-, Zeitberechnung und allen anderen für die Erstellung von Zeitreihen und Potentialdaten notwendigen Routinen eingebunden werden. TYPE96 berechnet u.a. die Nettowärmeproduktion \dot{q}_{net} , die dem Kollektorfluid im Parabolrinnenfeld bei vorgegebener Fluidaustrittstemperatur¹³ übertragen wird [JPP98]. Dazu verwendet die Routine ein empirisches parametrisches Modell, in dem für die Szenarien die Werte des Kollektors "LUZ System Two Collector" (LS-2) für "Cermet-Vakuum"-Absorberrohre eingesetzt wurden¹⁴.

Zur Erfassung der Abschaltung der SEGS-Kollektorfelder bei Erreichen der Abschaltwindgeschwindigkeit¹⁵ $v_{max} = 56 \text{ km/h}$ wurde auf ERA-15-Daten der Windgeschwindigkeit in 10 Metern über Grund v_{10m} zurück gegriffen. Diese wurde auf die Höhe des Absorberrohrs (ca. 5 m) also auf v_{5m} extrapoliert, indem mit der großflächigen Rauigkeitslänge aus ERA-15-Daten z_{0-ERA} rechnerisch unter Annahme eines logarithmischen Windprofils auf eine Höhe von 100 m und bei größeren Rauigkeitslängen anschließend mit einer kleineren Rauigkeit $z_{0-neu} = 0,03 \text{ m}$ auf die Höhe des

¹¹ Weltweit ergibt sich eine mittlere jährliche "Performance Ratio" von $PR_{Welt} \simeq 82\%$. Diese ist definiert als

$$PR = \frac{1}{T} \int_0^T \left(\frac{L_{el-PV}}{S_{G\angle FM} * \eta_{Modid}} \right) dt,$$

also als Verhältnis von Stromerzeugung und Einstrahlung, gewichtet mit dem idealen Modulwirkungsgrad. Maximale Werte nimmt die PR mit $PR_{max} \simeq 99\%$ im antarktischen Hochgebirge an und minimale Werte um die $PR_{min} \simeq 73\%$ in besonders warmen Regionen, wie z.B. in der südlichen Sahara. Ihr Mittelwert in Deutschland beträgt nach den Berechnungen für die Szenarien $PR_{BRD} \simeq 81\%$. Ein Vergleich mit dem Werten aus dem "1000-Dächer-Meß- und Auswertprogramm" (AP1000) zeigt, daß dieser Wert leicht über den besten PRs der hier vermessenen PV-Systeme liegt und deutlich über deren Mittelwert von $\overline{PR}_{AP1000} \simeq 69\%$ [EHKW98]. Damit kann der Ansatz als verhalten optimistisch bewertet werden, womit er evtl. kommende technische Verbesserungen schon mit berücksichtigt (s.a. [DGKR97]).

¹² SEGS hat sich als Abkürzung für Parabolrinnenkraftwerke eingebürgert und steht für "Solar Electric Generating System".

¹³ Die Fluidaustrittstemperatur wurde auf konstant 391°C gesetzt, die Kollektoreintrittstemperatur auf 235°C . Durch die Verwendung dieser konstanten Temperaturen bleiben Optimierungsspielräume durch variable Prozeßführung ungenutzt, was zu einer geringfügigen Unterschätzung der Wärmeproduktion respektive einer geringfügigen Unterschätzung der nachgeschalteten Stromproduktion führt. Damit ist die solarthermische Stromerzeugung relativ konservativ erfasst.

¹⁴ Die Parameterwerte stammen aus [Sch99], [Lip95] und [GK98].

¹⁵ Bei Erreichen der Abschaltwindgeschwindigkeit wird der Kraftwerksbetrieb von Parabolrinnenkraftwerken eingestellt. Sie liegt nach [GK98] bei 56 km/h .

Absorberrohrs extrapoliert wurde¹⁶[Wie86]. So ergibt sich die Windgeschwindigkeit zu

$$v_{5m} = v_{10m} * \frac{\ln((100 + z_{0-ERA}) / z_{0-ERA})}{\ln((10 + z_{0-ERA}) / z_{0-ERA})} * \frac{\ln((5 + z_{0-neu}) / z_{0-neu})}{\ln((100 + z_{0-neu}) / z_{0-neu})}. \quad (18.12)$$

Womit sie Sinne einer verhalten konservativen Abschätzung der möglichen Stromproduktion mit Parabolrinnenkraftwerken gegenüber einer Extrapolation unter der direkten Verwendung der Rauigkeitslänge z_{0-ERA} zu höheren Windgeschwindigkeiten korrigiert wurde, um die systematische Unterschätzung der Bodenwindgeschwindigkeiten und damit der Häufigkeit der windbedingten Abschaltungen der Wärmeproduktion auf realistischere Werte zu erhöhen.

Neben der Windgeschwindigkeit, dem solaren Azimutwinkel und Zenitwinkel sowie der Uhrzeit und dem Anteil der nachgeführten Parabolrinnen von letzten Stundenintervall benötigt TYPE96 die Direkt–Normal–Strahlung und die Umgebungstemperatur. Die DNS wird entsprechend Kapitel 18.1.1 berechnet und an die Routine übergeben. Als Umgebungstemperatur wird die ERA–15–Temperatur in 2 m über Grund verwendet, die wie die meisten anderen Parameter in 6–h–Intervallen verfügbar ist. Die 1–h–Werte dieser Parameter werden durch lineare Interpolation zwischen den 6–h–Werten approximiert.

Die von TYPE96 berechnete Ausgabevariable \dot{q}_{net} findet u.a. Verwendung bei der Erstellung der Zeitreihen für die Szenarien (vgl. Abb. 4.16 und 4.17 auf Seite 41), wie bei der Erstellung der Potentialkarte (Abb. 4.12 auf Seite 32) und bei der Bestimmung der langfristigen Monatswerte, die u.a. in die Darstellungen des saisonalen Vergleichs der potentiellen Wärmeproduktion aus Parabolrinnenfeldern geflossen sind (Abb. 4.13 auf Seite 33). Die mögliche Kopplung von solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern macht eine zeitliche Entkopplung von Wärme– und Stromerzeugung möglich. Eine Speicherung bedingt thermische Verluste durch Grädigkeiten des Wärmeübergangs sowie z.B. Konvektions– und Leitungsverluste im Speicher, kann aber auch Vorteile durch Vergleichmäßigung des Wärmeangebots und teilweise Verlagerung der Stromproduktion auf kältere, günstigere Tageszeiten bringen. Damit ist die Stromproduktion außer von der Wärmeerzeugung auch von der Betriebsweise des Kraftwerks und der evtl. vorhandenen Speicher abhängig, weshalb einerseits die grundlegende Größe – für die Abschätzung des Erzeugungspotentials eines Standorts – die Wärmeerzeugung ist und andererseits die Zeitreihen der Wärmeerzeugung auch die geeignete Größe für die Kraftwerkseinsatzplanung innerhalb der Szenarien darstellt.

18.2 Berechnungsmethoden für die Windenergie

Als meteorologische Eingangsdaten für die Berechnung der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie wurden die Reanalysedaten ERA–15 des ECMWF genutzt [EZM]. Sie werden

¹⁶ Diese Abschätzung der bodennahen Windgeschwindigkeiten ist nötig, da die oberflächennahen Winddaten im relativ großräumigen ($1,125^\circ \times 1,125^\circ$) ERA–15–Modell das Resultat des großskaligen synoptischen Antriebs und der für das Modell spezifischen Grenzschichtparametrisierung sind. Diese Parameter ist so gewählt, daß die großräumigen meteorologischen Verhältnisse möglichst gut erfasst werden. Dazu wird mit einer effektiven Rauigkeit gerechnet, in die neben der Rauigkeit durch Bewuchs und andere kleinskalige geländetypische Hindernisse auch die Orographie einfließt. Daher ist die effektiven Rauigkeit z_{0-ERA} tendenziell größer als die Rauigkeit, die für eine realistische Abschätzung der bodennahen Windgeschwindigkeit angemessen wäre und führt so besonders bei höheren Windgeschwindigkeiten zu einer systematischen Geschwindigkeitsunterschätzung in Bodennähe [Bel99] [Wie86].

auf Grund ihrer Struktur den Anforderungen weitgehend gerecht, wenngleich – wie bei den Solarenergie-Daten – eine feinere räumliche und zeitliche Auflösung¹⁷ zu insgesamt größeren Potentialen mit besseren Windbedingungen führen würde (vgl. Kap. 5.2.2). Im Datensatz der ERA-15 sind breiten- und längenparallele Windgeschwindigkeiten in 31 unterschiedlichen Höhen über Grund als 6-Stunden-Werte verfügbar [EZM95] [EZM]. Für die Berechnung der Windgeschwindigkeit auf 80 m Nabenhöhe der WKA wurden die Windgeschwindigkeiten der Modellleveldaten in etwa 33 und 144 m über Grund verwendet (s.a. [GHK⁺97]). Die – in Gleichung 5.2 auf Seite 46 dargestellte – logarithmische Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von der Höhe über Grund gilt für neutrale Schichtung der Atmosphäre. Für stabile und labile Schichtung bedarf es der Korrektur, sodaß die Höhenabhängigkeit durch die Form

$$v(h) \propto \ln \left(\frac{h}{z_0} \right) + \Psi_v \quad (18.13)$$

beschrieben wird [Stu99]. Dabei ist Ψ_v von h und von der Temperaturschichtung und damit vom gegenwärtigen Strahlungsfluß sowie seinem bisherigen Verlauf abhängig. Deshalb kann bei der Berechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe nicht mit einem konstanten Wert für die Rauigkeit z_0 von der Windgeschwindigkeit auf einer Höhe auf die Geschwindigkeit in einer anderen Höhe geschlossen werden. Im hier gewählten Ansatz wurde daher für jeden Zeitschritt eine variable "effektive" Rauigkeit z'_0 berechnet. Diese wurde aus dem momentanen Verhältnis der Windgeschwindigkeiten auf 33 und 144 m nach Umformung von Gleichung 5.2 zu

$$z'_0 = \left(h_2 / \left(h_1^{\frac{v(h_2)}{v(h_1)}} \right) \right)^{\left(1 - \frac{v(h_2)}{v(h_1)} \right)^{-1}} \quad (18.14)$$

berechnet. Dieser Wert wurde anschließend genutzt, um die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe entsprechend Gleichung 5.2 mit der "effektiven" Rauigkeit zu

$$v(80m) = v(33m) \left(\frac{\ln(80m / z'_0)}{\ln(33m / z'_0)} \right)$$

zu ermitteln. Diese Methode vermeidet weitgehend die systematische Unterschätzung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, die sich ergäbe, wenn eine lineare Interpolation zwischen den Geschwindigkeiten auf 33 und 144 m Verwendung fände¹⁸. Bei labiler und neutraler Atmosphären-Schichtung zeigt sie für alle Geschwindigkeiten und Oberflächenrauigkeiten sehr gute Übereinstimmungen mit den theoretischen Geschwindigkeits-Höhen-Gradienten (nach [Stu99]). Bei sehr stabilen Schichtungen mit Monin-Obuchow-Länge $0 < L \leq 200$ m (s.a. [Bü99]) und leicht steigend mit den Oberflächenrauigkeiten neigt die Abschätzung jedoch zu Überschätzungen der approximierten Windgeschwindigkeit. Allerdings sind sehr stabile Schichtungen eher seltener als andere

¹⁷ Derzeit gibt es allerdings keinen Satz der nötigen weltweiten meteorologischen Daten, die für einen langjährigen Zeitraum verfügbar und in höherer zeitlicher sowie räumlicher Auflösung gespeichert wären.

¹⁸ Gleichzeitig ist sie alleine aus den Windgeschwindigkeiten ableitbar, was sich günstig auf Daten und Rechenaufwand auswirkt.

Konstellationen und weisen häufig auch die niedrigeren Windgeschwindigkeiten auf¹⁹.

Der Einfluß der Bevölkerungsdichte auf die mögliche Aufstellungsdichte von WKA wird durch einen sehr einfachen Ansatz abgeschätzt. Dazu wird davon ausgegangen, daß sich die installierbare Leistungsdichte (Leistung L_{WKA} pro Fläche F) umgekehrt proportional zur Bevölkerungsdichte (BD) verhält. Als Ausgangswert für die Abschätzung wird für Deutschland – wie in Kapitel 18.2 erläutert – angenommen, daß hier in günstigen Gebieten (orientiert am Gitter der ERA-15) maximal 2% der Landflächen genutzt werden können. Dabei wird bei vollständiger Nutzung einer Fläche von 8 MW/km^2 als Leistungsdichte im Windpark ausgegangen, was als übliche Leistungsdichte innerhalb größerer einzelner Windparks angesehen werden kann²⁰. Damit ergibt sich auf den "Eignungsflächen" in Deutschland eine maximale Leistungsdichte von 0.16 MW/km^2 bei einer Bevölkerungsdichte BD_{BRD} von 230 Einwohnern pro km^2 . In einem weitgehend unbewohnten Gebiet ($BD \lesssim 15 \text{ km}^{-2}$) wird sie vorsichtshalber auf $2,4 \text{ MW/km}^2$ beschränkt, ebenso wie an Offshorestandorten. Dieser Wert entspricht 30% von 8 MW/km^2 – der Leistungsdichte im einzelnen Windpark – und läßt damit noch Spielraum für bisher unberücksichtigte ökologische u.a. Restriktionen. So läßt sich die maximal zulässige Leistungsdichte

$$\left(\frac{L_{WKA}}{F} \right) = \begin{cases} 8 \text{ MW/km}^2 \cdot 0,02 \frac{BD_{BRD}}{BD} & \text{wenn } \frac{BD_{BRD}}{BD} \geq 15 \\ 2,40 \text{ MW/km}^2 & \text{wenn } \frac{BD_{BRD}}{BD} < 15 \end{cases} \quad (18.15)$$

für alle Regionen ermitteln. Als Bevölkerungsdichte werden jeweils die Werte der einzelnen Länder innerhalb der Regionen eingesetzt. Damit wird beispielsweise der Einfluß einer größeren Stadt innerhalb einer Teilfläche (einzelne Gitterfläche des ERA-15-Gitters) vermieden, die rechnerisch zu einer großen Bevölkerungsdichte und somit zu einer niedrigen maximalen Leistungsdichte führen würde, obwohl möglicherweise große Teile der Teilfläche nur sehr dünn besiedelt sind. Wenn andererseits die ausgewählten "Eignungsflächen" in extrem dünn besiedelten Regionen innerhalb einzelner Länder liegen, könnte es zu einer Unterschätzung der installierbaren Leistung kommen. In den windreichen Ländern mit großen Potentialen des Versorgungsgebietes liegen die Bevölkerungsdichten aber meist so niedrig, daß ohnehin schon die festgelegte Obergrenze von $2,4 \text{ MW/km}^2$ erreicht wird.

Zur Erstellung von Zeitreihen der potentiellen Windstromerzeugung als Eingangsdaten der Szenarien wurde für jede Teilfläche aus den momentanen Windgeschwindigkeiten mit einer an die

¹⁹ Eine Auswertung von Zeitreihen der Wettersituationen anhand von 16 Jahreszeitreihen mit stündlichen Vorhersagedaten des DWD weist solche Situationen nur in 4% der Zeit aus, wobei die mittlere Windgeschwindigkeit nur ca. 60% des Jahresmittelwertes beträgt. Die gesamte in dieser Zeit mögliche elektrische Erzeugung beläuft sich durchschnittlich auf ca. 2% der Jahreserzeugung und überschreitet an keinem Standort die 3%-Marke. Da Überschätzungen der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von mehr als 15% nicht zu erwarten sind, ist nicht anzunehmen, daß die Jahresproduktion wegen der Interpolationsmethode um mehr als 1% überschätzt wird. Sie könnte andererseits in Regionen mit häufigem Auftreten von labilen Schichtungen auch etwas unterschätzt werden. Der Betrag des Fehlers liegt deutlich unterhalb der Abweichung durch die systematische Unterschätzung der Windgeschwindigkeit durch die Daten der ERA-15, die sich u.a. beim Vergleich mit anderen Winddaten zeigt (s.a. Kap. 5).

²⁰ Beispielsweise wurde der Offshore-Windpark "Horns Rev" 1997 mit einer Leistungsdichte von knapp 7 MW/km^2 geplant [Su97] und sollte 2002 mit gut 8 MW/km^2 fertiggestellt werden [ELS02].

in Abbildung 5.6 auf Seite 54 abgebildeten Leistungskurve angenäherten Kennlinie²¹ die Auslastung der WKA errechnet. Diese wurde anschließend mit dem Flächenanteil – der Einzelfläche im Bezug zu allen "Eignungsflächen" – gewichtet, um die Auslastung von über alle Flächen verteilten WKA zu errechnen. Dabei wird je nachdem, ob es sich um Land- oder Offshore-Windparks handelt, der relative Land- oder See-Flächenanteil (FA) einer Land-See-Maske des DKRZ zum ERA-15-Gitter verwendet [HJL⁺97]. Damit ergibt sich die momentane Auslastung (AL)

$$AL''_{Region''} = \frac{\sum_{i=1}^N AL_i FA_i \cos(BR_i)}{\sum_{i=1}^N FA_i \cos(BR_i)} \quad (18.17)$$

in der jeweiligen Region bzw. am jeweiligen "Summenstandort"²².

18.3 Berechnungsmethoden zur Erstellung der Zeitreihen des zugeordneten Wärmebedarfs bei Biomassekraftwerken

Bei der Biomasseverstromung kann optional auch Nutzwärme produziert werden, wenn die Stromproduktion mit dem Wärmebedarf (WB) zusammenfällt. Dabei wird davon ausgegangen, daß es sowohl einen konstanten Wärmebedarf gibt als auch einen Wärmebedarf, der sich aufgrund des witterungsbedingten Heiz-Wärmebedarfs ergibt. Ersterer könnte beispielsweise der relativ kontinuierliche Brauchwasserbedarf sein, oder auch der Bedarf an Prozeßwärme für die industrielle Produktion. Die jeweilige Verwendung soll hier nicht weiter erörtert werden. Der variable Anteil des Wärmebedarfs, der von den Biomassekraftwerken gedeckt werden kann, wird vereinfachend als allein von der Außentemperatur abhängige Größe betrachtet und ist damit wie diese eine zeitabhängige Größe, die der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zur Verfügung gestellt werden muß. Als meteorologische Daten wurden für die Erstellung der Zeitreihe des Wärmebedarfs die Umgebungstemperaturen ϑ_{Umg} der Reanalysedaten ERA-15 des ECMWF [EZM] genutzt. Daraus wurde für jede Region eine Zeitreihe von Temperaturdifferenzen ermittelt, indem für jedes Zeitintervall²³, dem 24 Stunden mit einer mittleren Umgebungstemperatur unter 15°C vorangegangen waren und dessen Temperatur ebenfalls unter 15°C liegt, die Differenz

$$\Delta\vartheta_{R\Rightarrow U} = 20^\circ\text{C} - \vartheta_{Umg} \quad (18.18)$$

²¹ Die Kennlinie von drehzahlvariablen pitchgeregelten WKA läßt sich bis zum Erreichen der Windgeschwindigkeit, ab der die Leistung wieder reduziert wird, näherungsweise durch eine Funktion der Form $L(v) = L_{Nenn}(1 - e^{-a \times v^b})$ approximieren. So ergibt sich die genäherte Auslastung (AL)

$$AL = \begin{cases} 1 - e^{-a \times v_{80m}^b} & \text{wenn } v_{80m} \leq 25 \text{ m/s} \\ 1 - \frac{v_{80m} - 25 \text{ m/s}}{10 \text{ m/s}} & \text{wenn } 25 \text{ m/s} < v_{80m} \leq 35 \text{ m/s} \\ 0 & \text{wenn } v_{80m} > 35 \text{ m/s} \end{cases} \quad \text{mit } a = 8,31853 \cdot 10^{-5} \text{ und } b = 4.031205 \quad (18.16)$$

der WKA über den gesamten Geschwindigkeitsbereich als stetige Funktion.

²² Die Summation erfolgt über alle N "Eignungsflächen" innerhalb der jeweiligen Region beziehungsweise des jeweiligen "Summenstandorts" 1. Wahl, 2. Wahl oder Offshore.

²³ Die Temperaturdaten der ERA-15 liegen als 6-Stunden-Werte vor.

gebildet wird, die sich zwischen Umgebung (U) und einem angenommenen Raum (R) mit 20°C ergibt. Diese Vorgehensweise orientiert sich an der Ermittlung der Gradtagzahl, die sich als Summe der Differenz der tagesmittleren Umgebungstemperatur an Heiztagen und der "Raumtemperatur" ergibt und mit deren Hilfe sich der Heizwärmebedarf von Gebäuden überschlagen läßt (s. z.B. [ESA04]). Durch lineare Interpolation zwischen den Sechsstundenwerten ergibt sich für jeden Gitterpunkt des ERA-15-Gitters eine Zeitreihe der Heiztemperaturdifferenz $\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}$ aus Dreistundenwerten. Diese wird für jede der Regionen des Szenariogebiets aggregiert, indem jeder Gitterpunktswert mit der lokalen Bevölkerungsdichte²⁴ gewichtet wird, was der vereinfachenden Annahme entspricht, daß der zu deckende Wärmebedarf bei den Biomassekraftwerken näherungsweise als proportional zur Bevölkerungsdichte angenommen werden kann. So ergibt sich für jede Region je eine Zeitreihe der mittleren momentanen Heiztemperaturdifferenz²⁵.

Diese Zeitreihe dient aber so noch nicht als Eingangsgröße der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung, wie sie in Kapitel 20.1.10 auf Seite 404 ff. beschrieben ist. Es wird davon ausgegangen, daß die Biomassekraftwerke nicht dafür ausgelegt werden, die maximale Wärmelast abzudecken, da eine Auslegung auf die Wärmegrundlast größere Einkünfte aus der Vergütung des Wärmeverkaufs verspricht. Andererseits eröffnet eine Auslegung beispielsweise auf die maximale Wärmelast im Hinblick auf die Bereitstellung elektrischer Spitzenlast bei gleichzeitiger Abdeckung des Wärmebedarfs über einen Tageswärmespeicher größere Möglichkeiten beim gezielten Kraftwerkseinsatz, also bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems (vgl. z.B. [Att99]). Für die Erstellung der Szenarien wurde daher ein Ansatz gewählt, der einen Zwischenweg zwischen der Auslegung zur Deckung der Wärmegrundlast und der zur Deckung der maximalen Wärmelast darstellt. Dazu wurde davon ausgegangen, daß bei den Biomassekraftwerken eine weitgehend kontinuierliche Wärmegrundlast besteht, die abgedeckt werden könnte, wenn die Kraftwerke mit 25% der Nennleistung betrieben würden²⁶, oder unter Nutzung des Tageswärmespeichers bei Volllast sechs Stunden innerhalb eines Tages, wobei der Speicher die zwischengespeicherte Wärme bedarfsgerecht an den Wärmeverbraucher abgibt. Diese Wärme-Grund-Last (WGL) soll auch ausreichen, um die Heizlast bei kleineren Temperaturdifferenzen bis $\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U} = 5\text{ K}$ abzudecken. Die übrige Wärmelast ergibt sich aus der momentanen Temperaturdifferenz, ist aber auf einen Wert unterhalb der maximalen regionalen Temperaturdifferenz so abgegrenzt, daß i.d.R. die gesamte resultierende jährliche Wärmelast abgedeckt werden könnte wenn die Kraftwerke durchschnittlich zu 50% ausgelastet wären. Unter der Voraussetzung, daß der Wärmebedarf oberhalb der Wärmegrundlast proportional zur Temperaturdifferenz $\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}$ ist, galt es für jede Region eine maximale Temperaturdifferenz $\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^{max}$ zu finden, sodaß die geforderte Bedingung erfüllt ist. Über

²⁴ Daten der Bevölkerungsdichte wurden von Lehner auf das Gitter der ERA-15 übertragen [Leh00a].

²⁵ In untenstehender Tabelle ist die aggregierte mittlere Gradtagzahl für die verschiedenen Regionen des Szenariogebiets angegeben, die sich durch Integration dieser Zeitreihen ergibt (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409).

Region	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Gradtagzahl [K]	3319	4938	4221	3573	3215	4039	3486	2395	6196	4761
Region	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Gradtagzahl [K]	2563	380	1549	1327	851	3	1	21	7060	

²⁶ Die Höhe der Wärmegrundlast ist dabei willkürlich gewählt. Er soll einerseits wirtschaftlichen Gesichtspunkten gerecht werden und andererseits keine zu optimistische Annahme im Hinblick auf zu erwartende Erlöse aus Wärmeverkauf sein.

den Parameter Ξ in Gleichung

$$\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^{max} = \left(\max(\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^1, \dots, \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^N) \times \Xi + \frac{\sum_{n=1}^N \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^n}{N} \right) \div (\Xi + 1) \quad (18.19)$$

erfolgte dabei die Bestimmung der maximalen Temperaturdifferenz, bis zu der alleine die Nutzwärmeerzeugung der Biomassekraftwerke den Wärmebedarf abdecken können soll. Dabei ist N die Anzahl der Zeitschritte in der Wärmezeitreihe²⁷. Als Nebenbedingung muß bei der Suche des Wertes dieses Parameters Ξ die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerke (KAI) bei ausschließlich wärmegeführter (wg) Fahrweise und damit vollständiger Deckung des zugeordneten Wärmebedarfs (WB) die Bedingung

$$KAI_{wg} \propto \frac{WB}{WE^{max}} = \begin{cases} \frac{WGL}{WE^{max}} + \frac{\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U} - 5\text{ K}}{\Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^{max} - 5\text{ K}} \times \left(1 - \frac{WGL}{WE^{max}}\right) & \text{wenn } 5\text{ K} \leq \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U} \leq \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^{max} \\ 1 & \text{wenn } 5\text{ K} \leq \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U}^{max} < \Delta\vartheta_{R\leftrightarrow U} \\ \frac{WGL}{WE^{max}} & \text{sonst} \end{cases} \quad (18.20)$$

erfüllt sein, die u.a. durch die maximale Wärme-„Erzeugung“ (WE) bestimmt ist²⁸. Für den Parameter Ξ wurde ein willkürlicher Maximalwert von 5 festgelegt. Dieser bewirkt, daß in den kältesten Regionen 2, 9 und 19 (vgl. Fußnote 25) die Kraftwerke auch bei rein wärmegeführter Fahrweise mit 55%, 53% und 65% zu mehr als 50% ausgelastet wären und kommt damit etwas den regionalen Besonderheiten entgegen. In den wärmeren Regionen 12 sowie 14 bis 18 ist der Heizbedarf dagegen so gering, daß eine an der Umgebungstemperatur orientierte wärmegeführte Fahrweise die Auslastung nicht sinnvoll von der Grundlast mit 25% auf durchschnittlich 50% anheben kann (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409). Für den vorgegebenen Wärmebedarf wurden daher niedrigere Werte unter 50% zugelassen, die in den drei südlichsten Regionen konstant bei 25% liegen²⁹. Die implementierte Vorgehensweise zur Bestimmung des Wärmebedarfs bei den Biomassekraftwerken unterliegt einer gewissen Willkür und dient lediglich dazu, plausible Bedarfsverläufe als Eingangsgrößen für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung zu erhalten. Für einige Regionen sind in Abbildung 6.2 auf Seite 89 die 30-Tage-Mittelwerte des – so festgelegten und in den Szenarien berücksichtigten – potentiellen Wärmebedarfs abgebildet, der optional aus Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden kann.

²⁷ Für Drei-Stunden-Werte über ein Jahr ergeben sich $N = 2920$ Zeitschritte.

²⁸ Der Quotient $\frac{WGL}{WE^{max}}$ entspricht dem *relativen leistungsspezifischen Wärmebedarf* $wb^n(t)$ in Gleichung 20.19 auf Seite 404 in Kapitel 20.1.10.

²⁹ Für die kurzen Zeiträume, in denen die Umgebungstemperatur in diesen Regionen so weit absinkt, daß ein Heizwärmebedarf entstünde, und für den dann – aufgrund der relativ hohen Umgebungstemperaturen – noch immer recht kleinen Heizwärmebedarf, macht eine Investition in eine Nahwärmeversorgung wirtschaftlich wenig Sinn. Deshalb kann man sich hier wohl eher eine Mischung aus reinen Biomassekraftwerken und andererseits Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen vorstellen, die für industrielle und andere Zwecke einen sehr kontinuierlichen Wärmebedarf aufweisen. Der Wärmebedarf entspräche also einem Mittelwert aus diesen unterschiedlichen Anlagen, ebenso, wie auch der Wärmebedarf in allen anderen Regionen als Mittelwert unterschiedlicher Anlagenkonzeptionen verstanden werden sollte.

18.4 Berechnungsmethoden für Fallwindkraftwerke

Bevor in Abschnitt 18.4.3 auf die Datengrundlage und Berechnungsmethoden der Leistung von Fallwindkraftwerken (FWKW) für die Szenarien eingegangen wird, sollen aufgrund der relativ geringen Bekanntheit des Fallwindkraftwerks erst einige grundlegende Mechanismen erläutert werden.

Wie in Kapitel 9, Abschnitt 9.1 auf Seite 125 beschrieben, beruht das Prinzip des Fallwindkraftwerks (Konvektionskraftwerk mit Luftkühlung) auf der Erzeugung einer strömenden Luftsäule erhöhter Dichte im Inneren eines großen "Kamins". Dazu wird am Turmkopf Wasser eingesprüht, das der Luft die – zu seiner Verdunstung nötige – Wärme entzieht, dadurch die Luft abkühlt und so ihre Dichte erhöht (s.a. Abb. 9.1 auf Seite 125 in Kap. 9.1). So wird der Fallwind für den Kraftwerkprozeß erzeugt. Grundlegend für die Funktionsfähigkeit von Fallwindkraftwerken ist die Tatsache, daß die potentielle Energie der abgekühlten Luftsäule größer ist als der energetische Aufwand, der betrieben werden muß um dem Prozeß das Wasser zur Verfügung zu stellen. Der Aufwand besteht vornehmlich in der Energie, die benötigt wird, um das Wasser auf Höhe des Turmkopfes zu heben, wo es anschließend versprüht wird³⁰. Die theoretisch nutzbare Energie ergibt sich dagegen aus der Dichtedifferenz (Potentialdifferenz) zwischen der Umgebungsluft und der Luftsäule im Inneren des Turmes.

18.4.1 Theoretischer Energiesaldo des FWKW-Prozesses

Der Aufwand läßt sich – unter Vernachlässigung von untergeordneten Effekten – durch die Hubarbeit

$$W_{Hub} = m_{H_2O} g H \quad (18.21)$$

beschreiben, die nötig ist, um die zur Verdunstung vorgesehene Wassermasse m_{H_2O} gegen die Schwerkraft (Gravitationsbeschleunigung $g \simeq 9,81 \text{ m/s}^2$) auf die Höhe H zu heben. Wenn nun dieses Wasser verdunstet, wird der Umgebung (der Luft) die Verdunstungswärme entzogen, was wiederum die Temperatur und damit die Dichte der Luft verändert. Zur Herleitung des Energiesaldos muß also die Dichteänderung durch die Verdunstung von Wasser in Luft abgeleitet werden. Diese ist eine Funktion der Temperaturänderung, die sich über die Enthalpiebilanz

$$\begin{aligned} \Delta h = h_1 - h_2 = & \left(c_P^L \vartheta_1 + x_1^{H_2O_D} \left(r_0 + c_P^{H_2O_d} \vartheta_1 \right) + \left(x_{H_2O} - x_1^{H_2O_D} \right) c_P^{H_2O_{fl}} \vartheta_1 \right) \\ & - \left(c_P^L \vartheta_2 + x_2^{H_2O_D} \left(r_0 + c_P^{H_2O_d} \vartheta_2 \right) + \left(x_{H_2O} - x_2^{H_2O_D} \right) c_P^{H_2O_{fl}} \vartheta_2 \right) \\ & \stackrel{!}{=} 0 \end{aligned} \quad (18.22)$$

mit

³⁰ Der Aufwand zum Versprühen des Wassers ist dem gegenüber mit grob 4% des Pumpaufwandes relativ klein [Mez99].

spez. Wärmekap. Luft	c_P^L	1,004	[kJ/(kg K)]
spez. Wärmekap. Wasser	$c_P^{H_2O_{fl}}$	4,19	[kJ/(kg K)]
spez. Wärmekap. Wasserdampf	$c_P^{H_2O_d}$	1,86	[kJ/(kg K)]
Verdampfungsenthalpie Wasser	$r_0^{H_2O}$	2500	[kJ/kg]

errechnen läßt (s. z.B. [Bar87]). Die zur Verdunstung nötige Wärme kommt aus der Luft und teilweise aus dem Wasser selber, also ausschließlich aus dem Wasser–Luft–Gemisch. Daher müssen die spezifischen Enthalpien vor und nach Verdunstung – h_1 und h_2 – gleich sein. Würde nun in einer Luftmasse von $m_L = 1$ kg trockener Luft eine Wassermasse m_{H_2O} verdunstet, so wäre im Anfangszustand der Wasserdampfgehalt $x_1^{H_2O_d} = 0$ und nach Verdunsten der Wassermenge $x_2^{H_2O_d} = x_{H_2O} = m_{H_2O}/m_L$. Daraus ergibt sich gemäß Gleichung 18.22

$$0 \stackrel{!}{=} \left(c_P^L + x_{H_2O} c_P^{H_2O_{fl}} \right) \vartheta_1 - \left(\left(c_P^L + x_{H_2O} c_P^{H_2O_d} \right) \vartheta_2 + x_{H_2O} r_0 \right) \quad (18.23)$$

und daraus $\Delta\vartheta = \vartheta_2 - \vartheta_1$ zu

$$\Delta\vartheta = \frac{x_{H_2O} \left(\vartheta_1 \left(c_P^{H_2O_{fl}} - c_P^{H_2O_d} \right) - r_0 \right)}{c_P^L + x_{H_2O} c_P^{H_2O_d}} \quad (18.24)$$

als die resultierende Temperaturveränderung. Soll beispielsweise bei ca. 32°C ein Gramm Wasser verdunstet werden, also $x_2^{H_2O_d} = x_{H_2O} = 0,001$, so resultiert daraus ca. 2,41 K Abkühlung³¹. Bei ± 10 K veränderten Ausgangstemperaturen ändert sich die Abkühlung um etwa $\mp 0,02$ K oder $\mp 1\%$. Die Abkühlung ist also relativ konstant und kann konservativ über den relevanten Temperaturbereich mit $\Delta\vartheta(\Delta m_{H_2O} = 1g) \simeq 2,2$ K/(g_{H₂O}/kg_L) angegeben werden.

Aus der Temperaturdifferenz läßt sich über die Zustandsgleichung idealer Gase

$$pV \propto \frac{m}{M} T, \quad (18.25)$$

die den Druck p , das Volumen V , die Temperatur T , die Masse m und die Molmasse M miteinander in Verbindung setzt, das Volumen bestimmen. Vor der Verdunstung kann das Volumen des flüssigen Wassers vernachlässigt werden³². Danach nimmt der Wasserdampf ein wesentlich größeres Volumen ein. Bei Verdunstung von einer Wassermasse m_{H_2O} in freier Atmosphäre ($p_1 = p_2 = p = \text{konst.}$) ergibt sich nach Gleichung 18.25

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\frac{m_L}{M_L} T_1}{\left(\frac{m_L}{M_L} + \frac{m_{H_2O}}{M_{H_2O}} \right) (T_1 + \Delta\vartheta(m_{H_2O}))} \quad (18.26)$$

als Verhältnis der Volumina vor und nach dem Verdunstungsprozeß³³. Außer der resultierenden Netto–Volumenreduktion tritt durch das zur Umgebungsluft zugefügte Wasser eine entsprechende

³¹ Bei höheren Feuchteanteilen der Luft nimmt die Temperaturänderung leicht ab, da dann auch der Wasserdampf, der sich schon in der Luft befindet und zudem eine höhere Wärmekapazität aufweist, mit abgekühlt werden muß. Bei einer Luftfeuchtigkeit von 40% und gleicher Ausgangstemperatur liegt die Abkühlung durch Verdunstung eines Gramms Wasser pro kg Luft (Masse vor Verdunstung) bei etwa 2,24 K. Wenn Wasser bis zur Sättigung verdunstet wird, sinkt die spezifische Abkühlung des Luft–Wasser–Gemisches auf ca. 2,23 K/g_{H₂O}.

³² Ein Gramm Wasser nimmt ein Volumen von 1cm³ ein, das Volumen von einem Kilogramm Luft ist bei Normalbedingungen fast eine Million mal so groß.

³³ Die Molmasse von Wasser ist 18,015 g/mol, die von Luft 28,95 g/mol.

Zunahme der Masse ein. So ergibt sich

$$\frac{\rho_{(L+H_2O_d)}}{\rho_{Lu}} = \frac{V_1}{V_2} \frac{m_L + m_{H_2O}}{m_L} \quad (18.27)$$

als Verhältnis der Dichte der befeuchteten Luft $\rho_{L+H_2O_d}$ zu der der Umgebungsluft ρ_{Lu} . Bei einer Ausgangstemperatur von 32°C und Verdunstung von einem Gramm Wasser pro Kilogramm trockener Luft verringert sich das Volumen um $6,5\%$ und die Dichte steigt um $7,4\%$. Das bedeutet, daß das gleiche Volumen, das zuvor ein kg trockene Luft aufgenommen hat, nach der Verdunstung von $1,0065\text{ g}$ Wasser nun $7,4\text{ g}$ mehr wiegt als zuvor. Das grundlegende Prinzip von Fallwindkraftwerken besteht also darin, daß der Hubarbeit für das Anheben des Wassers zum Turmkopf ein Vielfaches (im obigen Beispiel das $7,4$ -fache³⁴) an potentieller Energie gegenüber steht, die zur Umwandlung in elektrische Energie zur Verfügung genutzt werden kann. Darin liegt die Möglichkeit der Stromerzeugung mittels Fallwindkraftwerken begründet.

Je höher Ausgangstemperatur und je geringer die Ausgangsfeuchte der Umgebungsluft am Turmkopf, desto mehr Wasser kann bis zur Sättigung der Luft verdunstet werden. Wenn die feuchte Luft im Inneren des Turmes fällt, findet durch den Druckanstieg eine weitgehend Adiabatische (ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung) Kompression statt, die die Luft erwärmt, damit die absolute Sättigungsluftfeuchte erhöht und so eine weitere Verdunstung von Wasser ermöglicht. Wenn beispielsweise bei einer Luftfeuchtigkeit von 40% und einer Bodentemperatur von 42°C in 1000 m Höhe über Grund – dort herrschen dann bei normaler trockenadiabater Schichtung ca. 32°C (s. unter Adiabatisch in [SFDb]) – Wasser bis zur Sättigung verdunstet wird und auch während der Abwärtsbewegung bis zum Grund immer genug Wasser zur Verfügung steht, so werden insgesamt ca. $6,5\text{ g}$ Wasser pro kg Luft verdunstet [Car93]. Die integrale Dichtedifferenz zwischen gekühlter Luftsäule und Umgebungsluft ergibt sich unter diesen Konditionen zu ca. $3,7\%$ [Car93]. Die theoretisch nutzbare Energie entspricht, wenn alles insgesamt zur Verdunstung benötigte Wasser ausschließlich im Turmkopf des FWKW's versprüht wird, etwa dem $5,7$ -fachen des Energieaufwandes für die Hubarbeit³⁵.

Ein anderer Energiesaldo des FWKW's läßt sich über den Wärmehaushalt des Prozesses ermitteln. Der FWKW-Prozeß kann als thermodynamischer Kreisprozeß mit 5 bzw. 6 Teilschritten aufgefaßt werden [JL83]:

1. Der Prozeß der Verdunstung von Wasser im Turmkopf: Isobar-isenthalpe Kompression (Dichteerhöhung unter Abfuhr der fühlbaren Wärme Q_{ab}^{id})
2. Der Prozeß des Druckanstiegs während des Fallens der Luft im Turm: Adiabatische Kompression
3. Der Entzug mechanischer Energie in den Turbinen des FWKW: Isentrope Expansion (Dabei wird die Arbeit W_{ab}^{id} geleistet, die sich aus dem Druckunterschied Δp der Luftsäulen innerhalb und außerhalb des FWKW, der Strömungsgeschwindigkeit v_{FWKW} im FWKW und der

³⁴ Bei höheren Temperaturen und Feuchtegehalten sinkt dieser Wert. Wenn Wasser in Luft üblicher relativer Luftfeuchtigkeit und Temperaturen (an günstigen Standorten für FWKW) bis zu deren Sättigung verdunstet wird, liegt die Relation etwa zwischen dem 6 - bis 7 -fachen.

³⁵ Würde das Wasser je nach Bedarf – über die Höhe verteilt – zugeführt, läge der Wert höher. Das heißt das theoretische "Input-Output"-Verhältnis ist von der Ausführung des Kraftwerks abhängig.

Querschnittsfläche am Turmfuß F_{FWKW} als Leistung $\dot{W}_{ab}^{id} = F_{FWKW} v_{FWKW} \Delta p$ ausdrücken läßt.)

4. Die theoretische Ergänzung des Kreisprozesses am Boden nach Austritt aus dem FWKW: Isobare Erwärmung auf die ungestörte Umgebungstemperatur (Tatsächlich wird die Luft beim Fallwindkraftwerk nicht wieder erwärmt und dem Prozeß zugeführt, sondern fließt ab. Die Atmosphäre am Turmkopf speist den Prozeß und besteht aufgrund sehr großräumiger meteorologischer Prozesse³⁶).
5. Die theoretische Ergänzung des Kreisprozesses zwischen Boden und Turmkopf des FWKWs: Adiabatische Expansion (Tatsächlich wird die Luft beim Fallwindkraftwerk nicht wieder – wie oben erwähnt – dem Prozeß zugeführt, sondern fließt ab. Bei trockenadiabater Schichtung ist das Ergebnis einer Adiabatischen Expansion aber bei Vernachlässigung des höheren Wasserdampfgehalts, der sich einstellen würde, identisch.)

Jetzt fehlt noch die Ergänzung um den 6. Schritt, dem des eigentlichen Aufwands, also die Pumparbeit für das Wasser, das für die innere Abkühlung sorgt und im bisher beschriebenen Prozeß nur durch die Wärmeabfuhr \dot{Q}_{ab}^{id} berücksichtigt ist.

6. Das Pumpen des Wassers zum Turmkopf des FWKWs: Hubarbeit W_{Hub}

Der theoretische oder ideale Wirkungsgrad

$$\eta_{FWKW}^{id} = \frac{W_{ab}^{id} - W_{Hub}^{id}}{Q_{ab}^{id}} \quad (18.28)$$

des FWKW ergibt sich bei einer Bodentemperatur von 42°C und absolut trockener Luft zu knapp 2,5% pro km Turmhöhe³⁷ [JL83]. Er steigt also linear mit der Turmhöhe an und fällt leicht mit fallendem Temperaturgradient der Umgebungsluft und dabei wiederum stärker mit zunehmender Luftfeuchtigkeit. Die Erzeugung kann aber auch bei starker Inversion aufrecht erhalten und sogar gesteigert werden³⁸ und nimmt mit zunehmender Labilität der Schichtung geringfügig ab (s.a. Inversion in [SFDb]). Letztendlich ist aber der Wirkungsgrad nicht von besonders großer Bedeutung, sondern das Verhältnis von W_{ab} zu W_{Hub} und wieviel davon im realen Prozeß wirklich nutzbar ist und noch viel mehr, welche Leistung in dem Kraftwerk umgesetzt werden kann. Die Wärme wird ja von einem meteorologischen Prozeß geliefert und ist damit theoretisch "kostenlos".

³⁶ Ein Teil der "Allgemeinen Zirkulation der Atmosphäre" ist die Hadley-Zelle, in der von der äquatornahen Inner-tropischen Konvergenzzone (ITCZ) in großer Höhe trockene Luft zu den Wüstengürteln in Bereich bis etwa zum 30sten Breitengrad transportiert wird, die sich dort beim Absinken auf die Erdoberfläche Adiabatisch erwärmt (s.a. [Wei95]). Diese Luft ist eine wesentliche Ursache der Wüstenbildung und andererseits der potentielle Energieträger für die Fallwindkraftwerke.

³⁷ Der Wirkungsgrad eines Aufwindkraftwerks (Konvektionskraftwerke mit Lufterwärmung) läge bei sonst gleichen Konditionen bei etwa 3,1% pro km Turmhöhe [JL83]. Die Unterschiede liegen im Wesentlichen im Aufwand für das Pumpen des Wassers zum Turmkopf des FWKW begründet.

³⁸ Die Erzeugungsbedingungen sind bei gleichen Bodentemperaturen bei stabiler Schichtung also Temperaturgradienten $> -10 \text{ K/km}$ besser als bei labiler Schichtung [Hof91]. Inversionen kommen aber i.d.R. nur in – von ihrer vertikalen Ausdehnung – relativ begrenzten Inversionsschichten vor, also nicht über die gesamte Höhe eines FWKWs. Eine typische Inversion, die die Produktion in der Nacht unter die des Tages absenkt, ist die bodennahe Nachtinversion [Alb92].

18.4.2 Verlustmechanismen und Leistungsoptimum des FWKW-Prozesses

In einem realen FWKW treten verschiedene Verlustmechanismen auf. Relativ kleine sind die Verluste beim Pumpen in der Pumpturbine und den Steigleitungen. Auch die Verluste in den Turbinen, die die Druckdifferenz der beiden Luftsäulen umsetzen, sind relativ klein. Je nach Abstand zur Wasserquelle (i.d.R. ein nahegelegenes Meer) können die Verluste für den Wassertransport und falls der Standort des Fallwindkraftwerks deutlich über der Quelle liegt auch die Hubarbeit bis zum Turmfuß eine zunehmend wichtigere Rolle spielen. Die dominanten Verluste sind aber Reibungsverluste und diese bestimmen letztlich bei einer gewählten Auslegung (Höhe, Durchmesser u.a.) die Leistung des Fallwindkraftwerks. Das ist eine Besonderheit des FWKW. Die Leistung ist nicht von der Leistung der Wärmequelle (trockene warme Luft) abhängig, da diese praktisch unbegrenzt zur Verfügung steht. Die Luft wird ja durch einen globalen meteorologischen Prozeß (den Hadley-Kreislauf) erwärmt und zu den deshalb geeignetsten Standorten für Fallwindkraftwerke transportiert. Die Verlustleistung durch Reibungsverluste, die bei der Strömung im Inneren des FWKWs auftreten, steigt – wie bei diesen Strömungsverlusten üblich – mit der dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit v und damit dem Massendurchsatz \dot{m} , die nutzbare Leistung des idealen Prozesses steigt aber nur linear mit \dot{m} (vgl. Aufzählung Punkt 3 auf der vorherigen Seite). Deshalb ergibt sich eine Strömungsgeschwindigkeit, ab der die Verluste schneller wachsen als der Energiegewinn. Das bedeutet, es gibt einen optimalen Betriebszustand. Im realen Kraftwerksprozeß kann die Nettoleistung \dot{W}_{Netto} bei gegebenen meteorologischen Bedingungen durch

$$\dot{W}_{Netto} = \left(\eta_{TS} w_{ab}^{id} - w_{Hub}^{id} \frac{1}{\eta_{PS}} \right) \dot{m}_L - B_{Verlust} \dot{m}_L^3 \quad (18.29)$$

angegeben werden. Dabei ist:

\dot{m}_L	Luftmassendurchsatz
η_{TS}	Der Wirkungsgrad des Triebstranges (Arbeitsturbine, Generator ...)
η_{PS}	Der Wirkungsgrad des Pumpsystems (Pumpen, Motoren, Zusatzentfernung ...)
w_{ab}^{id}	Die spezifische Arbeitsfähigkeit beim Luftmassendurchsatz \dot{m}_L mit: $w_{ab}^{id} = \frac{\dot{W}_{ab}^{id}}{\dot{m}_L}$
w_{Hub}^{id}	Die spezifische Hubarbeit bezogen auf den Luftmassendurchsatz \dot{m}_L mit: $w_{Hub}^{id} = \frac{\dot{W}_{Hub}^{id}}{\dot{m}_L}$
$B_{Verlust}$	Ein Koeffizient in dem die verschiedenen Verlustmechanismen zusammengefaßt werden können. Er beinhaltet alle Reibungsverluste sowie Verluste aufgrund der endlichen Öffnungsweite am Austritt aus dem Diffusor des FWKW.

Den optimalen Arbeitspunkt erhält man durch die Ableitung der Nettoleistung nach dem Massendurchsatz

$$0 \stackrel{!}{=} \left(\eta_{TS} w_{ab}^{id} - w_{Hub}^{id} \frac{1}{\eta_{PS}} \right) - 3B_{Verlust} \dot{m}_L^2 \quad (18.30)$$

und der Ermittlung ihrer Nullstellen. Wobei das Ergebnis

$$B_{Verlust} \dot{m}_L^2 = \frac{\left(\eta_{TS} w_{ab}^{id} - w_{Hub}^{id} \frac{1}{\eta_{PS}} \right)}{3} \quad (18.31)$$

bedeutet, daß im optimalen Betriebspunkt $\frac{1}{3}$ des theoretischen Arbeitsvermögens in Reibungs- und Diffusorverluste³⁹ umgesetzt wird. Die maximale Leistung

$$\dot{W}_{Netto}^{max} = \left(\frac{\eta_{TS} w_{ab}^{id} - w_{Hub}^{id} \frac{1}{\eta_{PS}}}{3} \right)^{\frac{3}{2}} \frac{2}{\sqrt{B_{Verlust}}} \quad (18.32)$$

ergibt sich durch Einsetzen der Werte an diesem Punkt in Gleichung 18.29. Aus dieser Gleichung lassen sich verschiedene interessante Schlüsse ziehen. So ist die Leistung abgesehen von den Effizienzverlusten in Turbinen und Pumpen proportional zur $1\frac{1}{2}$ -fachen Potenz des spezifischen Arbeitsvermögens $w_{ab}^{id} - w_{Hub}^{id}$. Dieses ist aber in guter Näherung proportional zur Höhe des FWKWs und damit skaliert die Leistung des Kraftwerks auch etwa mit der $1\frac{1}{2}$ -fachen Potenz der Turmkopfhöhe. Solange also die Baukosten mit der Höhe nicht schneller ansteigen als mit etwa dieser Potenz, lohnt es sich aus wirtschaftlicher Sicht, den Turm höher zu bauen. Daher kommen die relativ großen Dimensionen der FWKW. Der Verlustkoeffizient $B_{Verlust}$ geht umgekehrt proportional zu seiner Wurzel in die Leistung des Fallwindkraftwerks ein. Deshalb verändert sich die Leistungsabgabe nur relativ langsam mit der Änderung verschiedener Strömungsverluste. Die Nutzung eines Diffusors mit doppelter Turmquerschnittsfläche erhöht die Leistung dennoch um grob 40%. Ein idealer "unendlich großer" Diffusor würde sie um etwa 68% erhöhen, und schon ein Diffusor mit dreifacher Turmquerschnittsfläche würde nur noch ca. 9% Mehrleistung gegenüber dem mit doppeltem Querschnitt erbringen⁴⁰ (vgl. Fußnote 44 auf der nächsten Seite).

Die Leistung von FWKW wird noch von weiteren Effekten bestimmt. Beispielsweise spielt die Tröpfchengröße eine wesentliche Rolle bei der Verdunstungsgeschwindigkeit (vgl. z.B. [ESWZ01]) und damit auch bei der erzielbaren Kraftwerksleistung und dem Wirkungsgrad der Stromerzeugung. Es ergibt sich ein idealer Tröpfchendurchmesser, ab dem eine weitere energieaufwändige Verkleinerung zu Rückgängen der Nettoleistung führt [Zas93]. Ein anderer Effekt ist der Einfluß eines Scherwindes (waagerechter Wind auf Höhe des Turmkopfes), der die Leistung des FWKW verringern kann, aber bei entsprechend gewähltem Design des Kraftwerks etwa bis zu einer Windgeschwindigkeit von ca. 60% der vertikalen Geschwindigkeit des Fallwindes im FWKW auch einen positiven Beitrag leisten kann⁴¹ [Zas93].

18.4.3 Berechnung der Leistung von FWKW für die Szenarien

Als meteorologische Eingangsdaten für die Berechnung der potentiellen Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken wurden die Reanalysedaten ERA-15 des ECMWF genutzt [EZM]. Sie werden auf Grund ihrer Struktur den Anforderungen weitgehend gerecht. Anders als bei den Solarenergie- und noch mehr den Windenergie-Daten ist anzunehmen, daß die räumliche Auflösung der meteorologischen Daten bei der Leistungsberechnung von FWKW keine so große Rolle spielt, da der Turmkopf weit über dem Gelände liegt und daher kaum kleinräumige topographische Störungen zu erwarten sind. Lokal kann dies aber auch anders sein. Der Einfluß der Genauigkeit topographischer Daten kann aber durchaus einige Bedeutung haben. Aus dem Datensatz der ERA-15 wurden

³⁹ Siehe auch Fußnote 44 auf der nächsten Seite.

⁴⁰ Die Annahmen für die Verlustkoeffizienten der Oberflächenreibung sind [Zas90] entnommen. Schon ab einer Vergrößerung des Diffusors auf 135% der Turmquerschnittsfläche dominieren diese Terme.

⁴¹ Der Bernoulli-Effekt hat nach [Agb80] keine Auswirkung auf die FWKW-Leistung.

verschiedenste Daten für die Berechnung der FWKW–Leistung verwendet, die in vorverarbeiteter Form von den eigens dazu entwickelten Fortranroutinen an eine dafür angepaßte, von Vadim Mezhibovski entwickelte C–Routine APSOUT⁴² übergeben wurden [Mez99]. Als meteorologische Daten werden dazu die breiten– und längenparallele Windgeschwindigkeit sowie der Dampfgehalt und die Temperatur in Turmkopfhöhe (ca. 1200 m über Grund) des Fallwindkraftwerks benötigt. Außerdem wird der Luftdruck am Boden zur Ermittlung der beiden ”half–level”⁴³–Drücke oberhalb und unterhalb und schließlich auf der Turmkopfhöhe selber benötigt [EZM95] [EZM]. Alle Daten liegen auf dem ERA–15–Gitter als 6–Stunden–Werte vor.

Die Berechnungen für die Zeitreihen der potentiellen Stromerzeugung und die Berechnung der Daten für die Potentialkarten (Abbildung 9.2 auf Seite 127 und 9.4 auf Seite 129) erfolgten für ein FWKW von 1200 m Höhe und 400 m Durchmesser mit einem Diffusor⁴⁴ von 100 m Höhe und einer Diffusoraustrittsöffnung mit der doppelten Turmquerschnittsfläche unter Nutzung von APSOUT.

Die Entfernung von der nächstgelegenen Wasserquelle wurde anhand der Landseemaske der ERA–15 berechnet [EZM]. Dadurch sind, wie sich aus Abbildung 9.3 auf Seite 128 entnehmen läßt, nur Meere und einige sehr große Binnenseen erfaßt, die sich bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Tschadsee, der Wasserentnahmen in den für viele FWKW nötigen Volumina wohl nicht verkräftet) auch tatsächlich als Wasserquellen für die groß angelegte Nutzung von Fallwindkraftwerken zur Stromerzeugung eignen. Die Entfernung führt in dem Wasserzuführungssystem der Fallwindkraftwerke zu Reibungsverlusten und damit zu zusätzlichem Bedarf an Pumpenergie. Im Sinne einer konservativen Abschätzung der Potentiale für die Szenarien wurde dieser Verlustterm durch einen Druckverlust entsprechend einem Meter Wassersäule pro Kilometer (1 m/ km) Transportentfernung gesetzt⁴⁵.

⁴² APSOUT steht für ”Output calculation for Aeroelectric Power Stations”

⁴³ Eine Beschreibung der Bedeutung von half–level und des Umgangs damit ist in [EZM02] zu finden.

⁴⁴ ”Der Begriff Diffusor stammt aus der Rohrhydraulik und bezeichnet ein Rohrstück, dessen Querschnitt sich in Strömungsrichtung erweitert, was eine Verzögerung der Strömung im Diffusor bei gleichzeitigem Druckanstieg zur Folge hat” [Haa99]. Die gleiche Auswirkung hat auch der Diffusor des FWKW (s. Abb. 9.1 auf Seite 125). Am Ende des Diffusors muß die Kaltluft austreten und hat deshalb etwa den gleichen Druck wie die Umgebung. Durch Vergrößerung der Querschnittsfläche beim Durchlaufen des Diffusors wird die Luft abgebremst. Die dabei frei werdende Kinetische Energie ($E_{kin} \propto v^2$) wird in einen Sog (Unterdruck) an der Turbine umgesetzt, der die in ihr nutzbare Energie erhöht. Der Einfluß der Diffusorverluste auf die Leistung des FWKWs ist über den Verlustkoeffizient $B_{Verlust}$ aus Gleichung 18.29 auf Seite 374 durch die Beziehung

$$B_{Verlust} \propto f = \sum_i \left(c_{R_i} \left(\frac{F_{FWKW_T}}{F_i} \right)^2 \right) + \left(\frac{F_{FWKW_T}}{F_D} \right)^2 \quad (18.33)$$

über das Verhältnis der Querschnittsflächen des FWKW–Turmes F_{FWKW_T} und der Diffusorquerschnittsflächen mit der Strömungsgeschwindigkeit ($v \propto F^{-1}$) verknüpft [Zas90]. Die Koeffizienten c_{R_i} sind Oberflächenreibungskoeffizienten des i –ten FWKW–Abschnitts und die F_i sind die Querschnittsflächen dieser Abschnitte. Für große Querschnittsflächen der Diffusoren geht der Verlustterm $\left(\frac{F_{FWKW_T}}{F_D} \right)^2$ zu Null, aber schon bei einer Verdopplung der Querschnittsfläche können theoretisch 3/4 der Kinetischen Energie, die ohne Diffusor verloren gingen, nutzbar gemacht werden. Deshalb ist es aus ökonomischen Gründen ausreichend, die Diffusorquerschnittsfläche etwa doppelt so groß zu wählen wie die Turmquerschnittsfläche.

⁴⁵ Nach Aussagen von Prof. Zaslavsky ist dieser Wert für nicht allzu reichlich ausgelegte Leitungssysteme zutreffend kann aber in offenen Kanälen bei geeigneter Ausführung auf ca. 0,1 m/ km gesenkt werden [Zas02], liegt dann also bei etwa einem 10tel des verwendeten Wertes, womit die wesentlich niedrigeren Pumpverluste dann deutlich größere Entfernungen von der Küste und damit die Erschließung wesentlich größere Potentiale erlauben.

Eine Abschätzung der Standorthöhe der FWKWs ist für die Leistungsberechnung notwendig. Das ECMWF stellte dafür auch Daten der mittleren und minimalen Geländehöhe H_{\emptyset} und H_{min} im Gebiet jedes einzelnen (i -ten) ERA-15-Gitterpunktes zur Verfügung [FWK99]. Da im Rahmen der Erarbeitung der Szenarien keine detaillierte Standortanalyse für einzelne FWKW vorgenommen werden konnte, wurden diese orographischen Daten für eine Abschätzung der Standorthöhe verwendet. Dabei wurde von der Idee ausgegangen, daß evtl. in den tiefsten Punkten nur wenige oder gar keine Standorte für FWKWs gefunden werden können, aber gleichzeitig versucht würde, möglichst tiefgelegene Standorte zu nutzen. Dieser Idee wurde durch die Gleichung

$$H_{FWKW_{TF}}^i = \frac{3 H_{min}^i + H_{\emptyset}^i}{4} \quad (18.34)$$

Rechnung getragen, die die Geländehöhe am Turmfuß (TF) der FWKWs am i -ten Gitterpunkt abschätzt. Außer der Geländehöhe beim Turmfuß wird für die Berechnung der Pumparbeit auch die Höhe der Wasserquelle benötigt, die meist das Meeresniveau oder das Niveau des nächstgelegenen großen Binnen-Sees oder -Meeres ist und auch aus den Daten zum ERA-15-Gitter abgeleitet werden konnte.

Die Leistungsberechnung für FWKWs erfolgte, wie oben erwähnt, unter Nutzung der C-Routine APSOUT [Mez99]. Auf die Details der Berechnung soll hier nur in einigen wenigen Punkten eingegangen werden. In der Routine wird mit einem konstanten Temperaturgradienten von $dT/dH = -0,005 \text{ K/m}$ im Inneren des Turmes, also in der annähernd feuchtegesättigten Luft gerechnet. Tatsächlich ist der feuchtadiabate Temperaturgradient aber temperatur- und in geringem Maße auch druckabhängig (vgl. z.B. [Wei95]). Die Temperaturabnahme mit steigender Höhe wächst mit fallenden Temperaturen, bei ca. 12°C wird auf Meeresniveau der Wert von $-0,005 \text{ K/m}$ erreicht [Car93]. Auf Höhe des Turmkopfes erreicht er bei 0°C , 10°C und 32°C unter Standardbedingungen Werte von ca. -0.62 K/100m , -0.50 K/100m und -0.33 K/100m . Der konstant angesetzte Wert des Temperaturgradienten hat Auswirkungen auf die berechnete Leistung. Wenn auf der gesamten Höhe immer Wasser (Tröpfchen) zur Verdunstung verfügbar sind, bewegt sich die Temperatur im Inneren des Turmes entlang der Feuchtadiabaten. Die Temperatur der Luft außerhalb folgt der Trockenadiabaten. Je größer der Temperaturunterschied zwischen außen und innen, desto größer ist auch die Druckdifferenz und somit die damit verbundene Arbeitsfähigkeit. So führt der konstante Temperaturgradient zu einer Unterschätzung der Leistung des FWKWs, solange die Temperaturen im Mittel etwa über 10°C bleiben. Je besser die Produktionsbedingungen, desto deutlicher fällt dieser Effekt aus, deshalb wirkt sich der Effekt dann im Sinne einer konservativen Abschätzung aus und macht einige wenige Prozent der Nennleistung aus. Lediglich in Zeiten geringer Leistung findet eine leichte Überschätzung der Produktionsmöglichkeiten statt, die allerdings nicht mehr als ca. 1% der Nennleistung des FWKWs erreicht.

In der verwendeten C-Routine wird mit einem Überschußspray von 30% gerechnet. Das bedeutet, daß mehr Wasser am Turmkopf versprüht wird, als zur Verdunstung benötigt wird. Der wesentliche Grund dafür ist die Tatsache, daß von der Verwendung von Meerwasser – mit einem Salzgehalt von $34,5 \text{ g}_{\text{Salz}}/\text{kg}_{\text{Wasser}}$ – ausgegangen wird und dieses Wasser zum einen wegen seiner Hygrophilie nicht vollständig verdunstet und zum anderen das verbleibende salzige Restwasser wieder in das Meer zurückgepumpt werden kann und muß.

Ein weiteres erwähnenswertes Detail ist der mittlere Tropfendurchmesser der vom Sprühsystem erzeugten Tröpfchen, der mit $110\ \mu\text{m}$ angesetzt ist. Die Produktion von Tropfen dieser Größen erfordert ein Energieäquivalent, das der Hubarbeit gegen 50m Wassersäule entspricht. Es macht also etwa 4% des gesamten Pumpaufwandes im Fallwindkraftwerk aus. Der Wirkungsgrad des Triebstranges, also des Turbinen–Generator–Stranges zur Nutzung der potentiellen Energie des Fallwindes, ist mit 84% angesetzt und entspricht damit auch in etwa den Abschätzungen aus [Agb80]. Der Pumpenwirkungsgrad ist mit 85% sehr konservativ angesetzt⁴⁶, hat aber einen etwas geringeren Einfluß auf das Leistungsverhalten.

Das Leistungsmaximum des Fallwindkraftwerks wurde für die Szenarien mit den oben angegebenen Spezifikationen standortunabhängig auf 600 MW beschränkt. Das bedeutet, daß die Leitungssysteme, Pumpen, Turbinen sowie das Sprühsystem etc. so ausgelegt sind, daß das FWKW diese Maximalleistung nicht überschreiten kann. An weniger günstigen Standorten kann es sein, daß diese 600 MW auch ohne technische Leistungsbegrenzung nie oder nur knapp erreicht werden. An einem Gitterpunkt, der der Stadt Elat in Israel relativ nahe liegt, gehen durch die Leistungsbegrenzung etwa 1,5% der Jahreserzeugung verloren (sie beträgt dann knapp 3800 Volllaststunden). An einem sehr guten Standort in der Nähe von Abu Dhabi in den Vereinigten Arabischen Emiraten macht dieser Effekt etwa 11,5% – bei einer resultierenden Jahreserzeugung von gut 5900 Volllaststunden – aus. Dennoch wäre die Auslegung an diesem Standort nahe am wirtschaftlichen Optimum, da wesentlich kleinere Nennleistungen den Ertrag mehr reduzieren würden, als auf der anderen Seite die verringerten Investitionen zur Kostenminderung beitragen können. Im Vergleich zu einem FWKW, das am selben Standort auf ein Leistungsmaximum von 800 MW ausgelegt ist, reduzieren sich die Stromerzeugungskosten um ca. 4%. Bei einem Maximum von 500 MW lägen sie wieder um 2% höher⁴⁷. Für den Standort nahe Elat wäre mit dem Übergang von 800 MW auf 600 MW eine Stromkostenreduktion von 10% verbunden, allerdings würde eine weitere Leistungsabsenkung noch weitere Kostensenkungspotentiale von ca. 3% erschließen. Für den tatsächlichen Bau eines Fallwindkraftwerks wäre es sicher sinnvoll die Nennleistung gezielt für den Standort zu optimieren⁴⁸. Es zeigt sich aber, daß das Kostenoptimum relativ flach verläuft und an guten bis sehr guten Standorten die Nennleistung von 600 MW ein guter Kompromiß zu sein scheint, der für die Verwendung innerhalb der Szenarien ausreicht. Dies gilt auch, da die Auslastungen an fast

⁴⁶ In modernen Pumpspeicherkraftwerken und Wasserkraftwerken werden deutlich höhere Wirkungsgrade erreicht. Beispielsweise waren unter den für das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal untersuchten Triebstrangvarianten – mit ca. 250 MW Leistung – Motorwirkungsgrade von 97,7% und Pumpenwirkungsgrade von 93,5% also Gesamtwirkungsgrade der Pumpeinheit von mehr als 91% [Bog99] [VEA97]. Auch Angaben von "Voith Hydro" gehen von höheren realisierbaren Pumpenwirkungsgraden aus [SWW99] [Mau99a]. Bei dreistufigen Ausführungen für die Förderhöhe von etwa 1200m und Leistungen um 70 MW kann danach mit einem Wirkungsgrad von ca. 90% gerechnet werden, der bei spezieller Entwicklung für den Anwendungsfall nochmals um etwa 1,5%, also auf knapp 92% gesteigert werden kann [Mau99a]. Diese Entwicklung kann sich wirtschaftlich lohnen, wenn ca. 5 solcher Systeme benötigt werden, was schon für ein einziges FWKW der Fall wäre. Dabei sind die Wirkungsgrade unabhängig davon, ob die Pumpen drehzahlvariabel oder für feste Rotationsfrequenzen ausgelegt sind.

⁴⁷ Für die Berechnung der Stromgestehungskosten konnte eine Aufschlüsselung der Einzelkosten für FWKW–Komponenten von Rami Guetta verwendet werden [Gue00]. Die Abschätzung wurde für 30 a Lebensdauer des FWKW, einen Realzinssatz von 5% und die in den Einzelkosten veranschlagten Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten von $0,565\text{ US } \$/\text{kWh}$ berechnet. Eine sehr umfangreiche Übersicht über die erwarteten Investitionskosten und Stromgestehungskosten für FWKW unterschiedlicher Auslegung findet sich in [ESWZ01].

⁴⁸ Dabei könnten auch die erwartete zeitliche Erzeugungscharakteristik des FWKWs und die Verbrauchserwartungen berücksichtigt werden.

allen gewählten Standorten ungefähr im Bereich zwischen den Erzeugungsmöglichkeiten in Elat und Abu Dhabi liegen (vgl. Tab. 9.1 auf Seite 134) und damit die Auslegung meist recht nahe am Optimum für den jeweiligen Standort gewählt ist.

Die Stromgestehungskosten des Fallwindkraftwerks ergeben sich bei dieser Auslegung für die Szenarien aus den Investitionskosten mit ca. 1950€/kW installierter Nennleistung, die mit einer kalkulatorischen Lebensdauer von 25 a berücksichtigt werden, sowie den Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten, die mit jährlich 1,5% der Anfangsinvestitionskosten unabhängig von der Jahreserzeugung angesetzt werden.

18.5 Berechnungsmethoden für die Nutzung der Geothermie

Grundlage für die Berücksichtigung der Geothermie innerhalb der Szenarien sind die Daten "A New Global Heat Flow Compilation" der "International Heat Flow Commission" (IHFC) [HJP93b]. Der Datensatz beinhaltet Messungen von Wärmeflüssen und/oder Temperaturgradienten sowie Wärmeleitfähigkeiten von über 14'000 bzw. über 10'000 Bohrungen an Land- bzw. Offshorestandorten. Die Messungen sind dabei sehr unterschiedlich auf die Erdoberfläche verteilt⁴⁹ und sie liegen auch aus sehr unterschiedlichen Bohrtiefen⁵⁰ vor. Aus diesen Daten wurde versucht, auf die weltweite Verteilung der Temperaturniveaus in den äußeren Schichten der Erdkruste zu schließen, also den Bereichen, die für eine energetische Nutzung der Geothermie aus heutiger Sicht in Betracht kommen. In einem ersten Schritt wurden dazu die Meßwerte von Bohrungen aus dem Datensatz ausgeschlossen, zu denen besonders extreme Angaben der Wärmeleitfähigkeit λ und des Wärmeflusses Φ vorliegen. Als Ausschlußkriterium wurde dabei jeweils das obere und untere 1,5%-Quantil gewählt⁵¹. Der mittlere Wärmefluß $\bar{\Phi}$ aller ausgewählten Messungen (bzw. des gesamten Datensatzes) liegt bei etwa 72 (bzw. 80) mW/m^2 an Landstandorten⁵².

Als nächster Schritt wurde an den verbliebenen Standorten versucht, auf die Tiefe der Schicht zu schließen, in der die Temperaturdifferenz zur Oberfläche $\Delta\vartheta$ einen für die HDR-Technik⁵³ geeigneten Wert annimmt (z.B. 200 K bzw. 170 K). Dazu konnte nicht einfach der oftmals angegebene

⁴⁹ In einigen Gebieten liegen Messungen in hoher Dichte vor. Dies sind beispielsweise Gebiete, in denen Erdöl- oder Erdgasvorkommen vermutet wurden oder tatsächlich gefunden werden konnten. In weiten Gebieten liegen aber kaum oder keine im Datensatz erfassten Meßwerte vor. Gebiete ohne Meßwerte (ab einer Entfernung von mehr als 200 km zur nächsten verfügbaren Messung) sind in Abbildung 8.3 auf Seite 119 dunkelgrau dargestellt.

⁵⁰ Die meisten Meßwerte liegen in relativ geringen Tiefen vor. Bei Messungen an Landstandorten sind aber immerhin noch 24 % der Bohrungen tiefer als 1500 m vorgetrieben worden (s. Tabelle mit erreichten Bohrtiefen unten).

Standortkategorie	Tiefenbereich [m]	0 bis 100	100 bis 300	300 bis 700	700 bis 1500	1500 bis 3100	3100 bis 6300	> 6300
Land	Anzahl im Tiefenbereich	2083	2908	1866	1778	2145	608	7
	Anteil aller Angaben	18%	26%	16%	16%	19%	5%	0.1%
Offshore	Anzahl im Tiefenbereich	5423	514	445	231	120	66	0
	Anteil aller Angaben	91%	1,2%	3,6%	1,9%	0,9%	1,1%	0,0%

⁵¹ Insgesamt reduziert sich der Datensatz an Landstandorten damit um gut 5%.

⁵² Sein Median liegt mit 62 (bzw. 61) mW/m^2 deutlich tiefer, d.h. relativ wenige hohe Werte des Wärmeflusses ziehen den Mittelwert nach oben.

⁵³ Zur HDR- bzw. Hot-Dry-Rock-Technik siehe Kapitel 8.1 auf Seite 114 ff.

Temperaturgradient verwendet werden⁵⁴. Der Temperaturgradient in den Daten der IHFC ist häufig nur das Ergebnis von Messungen an relativ flachen Bohrungen. Er ist also nicht aussagekräftig für die relativ großen Tiefen, in denen der gesuchte Temperaturlevel zu erwarten ist. Für Messungen mit maximalen vertikalen Abständen unter 1000 m wurde daher auf die Wärmeflußmessungen zurückgegriffen. Wenn die jeweilige Messung als repräsentativ für die gesamte relevante darunter befindliche Schicht angesehen wird, d.h. der Wärmefluß hier als langfristig weitgehend ungestört sowie die Umgebung der Bohrung als großräumig homogen angesehen werden darf und auch kein Wärmetransport durch vertikalen und/oder horizontalen Stofftransport (z.B. Aquifere) stattfindet, dann kann die Temperaturdifferenz als

$$\Delta\vartheta(z) = \frac{\Phi z}{\bar{\lambda}} \quad (18.35)$$

angenommen werden. Dabei muß allerdings der Wert der mittleren Wärmeleitfähigkeit $\bar{\lambda}$ bekannt sein. Die Leitfähigkeit verschiedener Gesteinsarten ist allerdings unterschiedlich und kann von Gesteinsschicht zu Gesteinsschicht ohne weiteres selbst innerhalb einer Lagerstätte oder bei gleicher Gesteinsart an verschiedenen Fundorten um weit mehr als $\pm 50\%$ variieren [BH99]. Beispielsweise liegt sie bei den häufigen Deckgesteinen⁵⁵ Sandstein, Kalkstein und Dolomit im Mittel um etwa 2,5, 1,7 und 2,9 W/(m K), oder beim Tiefengestein Granit zum Beispiel um 2,5 W/(m K) [Edw69]. Zudem ist die Wärmeleitfähigkeit temperaturabhängig⁵⁶. Beispielsweise fällt sie bei Brixen-Granit recht deutlich von ca. 3,6 W/(m K) bei 0°C auf etwa 2,1 W/(m K) bei 300°C [DFV01]. Andere Gesteinsarten wie z.B. Gabbro zeigen dagegen nur eine geringe Temperaturabhängigkeit. Um die Wärmeleitfähigkeit zu bestimmen, müßten deshalb jeweils alle Gesteinsschichten mit ihrer Mächtigkeit und der Temperaturverlauf bekannt sein, womit sich u.a. der Kreis wieder schließt, da ja $\bar{\lambda}$ gerade zur Ermittlung des Temperaturverlaufs $\Delta\vartheta(z)$ bestimmt werden soll. Deshalb muß für $\bar{\lambda}$ ein plausibler und nicht zu optimistischer⁵⁷ Wert eingesetzt werden. Die in den Daten des IHFC angegebenen Werte⁵⁸ können nicht zu einer Abschätzung verwendet werden, da

⁵⁴ An 78% der Landstandorte wurden Temperaturgradienten ermittelt, dabei sind die maximalen vertikalen Abstände der Meßstellen in einzelnen Bohrungen allerdings nur in 13% der Fälle größer als 1000 m (s. Tabelle unten).

Max. vertikaler Meßabstand [m]	0 bis 500	500 bis 1000	1000 bis 1500	1500 bis 2500	2500 bis 3500	> 3500
Anzahl der Bohrungen	10622	1049	577	754	280	91
Anteil der Bohrungen	79%	8%	4%	6%	2%	1%
Gewichtungsfaktor $f^{\Delta z}$	1	2	2	3	4	5

⁵⁵ Der Schichtungsaufbau ist generell sehr unterschiedlich. In der Rheinebene am Ort der Bohrung zum Projekt "Deep Heat Mining in Basel" besteht das Deckgesteinen mit einer Mächtigkeit von 2600 m aus mehreren Schichten Sedimentgestein wie Kalk- und Sandstein über Granit, der das Grundgebirge bildet [Här01].

⁵⁶ Siehe auch [DFV01].

⁵⁷ Ein optimistischer Wert im Sinne der geothermischen Stromerzeugung wäre ein zu kleiner Wert von $\bar{\lambda}$. Da dies nach Gleichung 18.35 mit $\Delta\vartheta(z) \propto \bar{\lambda}^{-1}$ rechnerisch zu einem zu schnellen Temperaturanstieg mit der Tiefe führen würde.

⁵⁸ Für ca. 74% der Landstandorte sind Wärmeleitfähigkeiten im Datensatz des IHFC angegeben.

sie im Mittel relativ niedrig sind⁵⁹. Als Mittelwert für die obersten Kilometer der kontinentalen Erdkruste werden in [JJS⁺93] $2,2 \text{ W/(m K)}$ angenommen⁶⁰. Vorsichtshalber wird in den "Szenarien" ein Wert von $2,5 \text{ W/(m K)}$ angesetzt, der näher bei den Werten von Granit als typischem Grundgebirgsgestein liegt⁶¹.

Wenn der maximale vertikale Meßabstand in einer Bohrung über 1000 m liegt und gleichzeitig der Temperaturgradient $\nabla\vartheta$ in den Daten vorliegt wurde dagegen mit diesem Wert bis auf den Level mit der gesuchten Temperaturdifferenz $\Delta\vartheta$ extrapoliert⁶². Wenn bei diesen tieferen Bohrungen statt des Temperaturgradienten nur die Wärmeleitfähigkeit angegeben ist, wurde diese verwendet⁶³. So ergibt sich die Abschätzung der Tiefe

$$z(\Delta\vartheta) = \begin{cases} \frac{\Delta\vartheta}{\nabla\vartheta} & \text{mit } \nabla\vartheta \text{ aus Datensatz (wenn gegeben)} & \text{und wenn } \Delta T_{\text{Mess}} \geq 1000 \text{ m} \\ \frac{\Delta\vartheta\lambda}{\Phi} & \text{sonst } \begin{cases} \text{mit } \lambda \text{ aus Datensatz (wenn gegeben)} & \text{und wenn } \Delta T_{\text{Mess}} \geq 1000 \text{ m} \\ \text{mit } \lambda = 2,5 \text{ W/(m K)} & \text{sonst} \end{cases} \end{cases} \quad (18.36)$$

des gesuchten Temperaturlevels, wenn sie für alle übrigen Bohrungen auch mit Hilfe des Wärmeflusses und der geschätzten mittleren Wärmeleitfähigkeit $\bar{\lambda} = 2,5 \text{ W/(m K)}$ ermittelt wird. Damit sind dann die Tiefen der gesuchten Temperaturlevels an den berücksichtigten Standorten angenähert. Diese Daten erlauben allerdings noch keine Potentialabschätzung, da die Bohrungen ja nur punktuell und dazu auch sehr ungleich verteilt vorliegen (s.a. [HJP93a]).

Die Potentialabschätzung erfordert den Versuch einer Übertragung der Bohrlochparameter auf die gesamte betrachtete Erdoberfläche. Hierzu wurden weltweit aus den reziproken Tiefen des betrachteten Temperaturlevels an einzelnen Meßstellen Mittelwerte für die benachbarten Gitterpunkte eines regelmäßigen $(0,25^\circ \times 0,25^\circ)$ -Gitters bestimmt⁶⁴. Dabei wurde der Einfluß der Daten zum einen invers zu ihrer Distanz D zum jeweils betrachteten i -ten Gitterpunkt gewichtet. Das entspricht für eine Meßstelle j des IHFC-Datensatzes einem Gewichtungsfaktor $f_{i,j}^D$ mit dem entsprechend

$$f_{i,j}^D(D_{i,j}) \propto \frac{1}{D_{i,j}}$$

⁵⁹ Dies gilt insbesondere für flache Bohrungen. Z.B. liegt der Mittelwert von $\bar{\lambda}_{\text{IHFC}}$ für Bohrungen mit einem maximalen vertikalen Meßabstand von bis zu 30 m bei etwa $1,7 \text{ W/(m K)}$, was in etwa den Werten von Kalkstein, Tonschiefer oder Ton entspricht. Aber auch wenn diese geringen Bohrtiefen aus der Auswertung ausgeschlossen werden, liegen die Wärmeleitfähigkeiten mit $1,95 \text{ W/(m K)}$ recht niedrig. Diese niedrigen Werte könnten eine systematische Ursache in der Verteilung der Bohrungen haben. Wenn es sich bei einer Bohrung beispielsweise um Öl- oder Erdgasexplorationsbohrungen handelt, ist es wahrscheinlich, daß nur die deckende Sedimentschicht durchfahren wird, die oftmals geringere Wärmeleitfähigkeiten aufweist (Kalkstein, Ton, Mergel) als das darunter befindliche Grundgebirge (z.B. Granit). Tatsächlich weist die Verteilung der Meßstandorte auf eine deutliche Häufung in Gebieten mit Sedimentabdeckung hin (vgl. [HJP93a] oder [IHF93] z.B. mit [Lin94]).

⁶⁰ Von welcher Schichtdicke und Wärmeverteilung dabei ausgegangen wird, ist nicht näher erläutert.

⁶¹ Ein Wert von $2,5 \text{ W/(m K)}$ wird auch von Professor Hurtig und Herrn Huenges vorgeschlagen [Hur00] [Hue00].

⁶² Das betrifft 11,3% der Bohrungen.

⁶³ Das betrifft 1,3% der Bohrungen.

⁶⁴ Die rechnerische Umsetzung in einer GIS-Anwendung wurde Anfang 2000 am "Center for Environmental Systems Research" der Universität Kassel von Bernhard Lehner realisiert, der auch in der Diskussion zur Entwicklung der Umsetzungsstrategie maßgeblich beigetragen hat [CL01].

der Einfluß auf den Standort (Gitterpunkt) bewertet wird. Für jeden Gitterpunkt wurden jeweils die 20 nächstgelegenen Meßstellen des IHFC-Datensatzes verwendet. Die zweite Gewichtung berücksichtigt durch einen ganzzahligen Gewichtungsfaktor $f_j^{\Delta z}$, der in der Tabelle in Fußnote 54 auf Seite 380 wiedergegeben ist, die maximalen vertikalen Abstände der Meßstellen in den Bohrungen. Die flachsten Bohrungen werden einfach ($f_j^{\Delta z} = 1$), die tiefsten fünffach gewichtet, was aber nur noch weniger als 1% aller Bohrungen betrifft. Mit beiden Gewichtungen ergibt sich die Tiefe

$$z_i(\Delta\vartheta) = \left(\frac{\sum_{j=1}^{20} f_{i,j}^D f_j^{\Delta z} \frac{1}{z_j(\Delta\vartheta)}}{\sum_{j=1}^{20} f_{i,j}^D f_j^{\Delta z}} \right)^{-1} \quad (18.37)$$

am i -ten Gitterpunkt. Aus den so gewonnen Daten wurden z.B. die Abbildungen 8.3 auf Seite 119 und 8.4 auf Seite 119 erstellt. Rechnet man aus den 350804 Werten an Landstandorten wieder zurück (mit der entsprechend umgestellten Gleichung 18.35 und $\bar{\lambda} = 2,5 \text{ W/(m K)}$) auf den mittleren weltweiten Wärmefluß an Landflächen, so ergibt sich $\bar{\Phi}_{Welt}$ als Mittelwert aller Gitterpunkte zu knapp 64 mW/m^2 und nach Flächengewichtung zu gut $66,5 \text{ mW/m}^2$. Diese Werte liegen mit ausreichender Genauigkeit im Bereich der Erwartungen die in verschiedenen Quellen ohne explizite Erwähnung, daß es sich um Landstandorte handelt mit 63 mW/m^2 bis 65 mW/m^2 angegeben werden [Lau99] [RS92] [JJS⁺93]. Für Landstandorte wurden für die Wärmeflüsse früher z.B. mit 61 mW/m^2 , 55 mW/m^2 und 57 mW/m^2 eher niedrigere Werte angegeben [HW74] [Dav80] [GJS80]. Von der Gruppe, die die IHFC-Daten zusammengestellt hat wurde der Wärmefluß an Landstandorten später aus diesen Daten mit $65 \pm 1,5 \text{ mW/m}^2$ bestimmt [HJP93a]. Der nach dem oben beschriebenen, deutlich unterschiedlichen Verfahren aus den gleichen Daten ermittelte Wert von knapp 64 mW/m^2 bzw. gut $66,5 \text{ mW/m}^2$, stimmt gut damit überein⁶⁵. Damit stimmt der gefundene Wert gut mit den Erwartungen überein und läßt die Annahme begründet erscheinen, daß auch die lokalen Werte, zumindest bei nicht allzu großen Entfernungen von den Meßstandorten, für die Verwendung in den Szenarien hinreichend genau approximiert sind.

Der Wirkungsgrad der Stromproduktion aus Geothermie ist stark abhängig von den Temperaturdifferenzen zwischen der oberen Temperatur ${}_oT$, also dem Temperaturniveau der "Wärmequelle", und der unteren Temperatur ${}_uT$, bei der die Abwärme des Stromerzeugungsprozesses an die Umgebung abgegeben werden kann. Der theoretisch maximal erreichbare Wirkungsgrad, oftmals auch nach einem theoretisch optimalen Kreisprozeß als Carnot-Wirkungsgrad η_C bezeichnet, ist durch

$$\eta_{max} = \eta_{id} = \eta_C = \frac{{}_oT - {}_uT}{{}_oT} = \frac{\Delta T}{{}_oT} \quad (18.38)$$

gegeben. Leider ist dieser Wert technisch nicht zu erreichen, und der realisierbare Wirkungsgrad sinkt z.B. überproportional mit sinkender Temperaturdifferenz. Der Ansatz, der für diese Szenarien gewählt wurde, um den Wirkungsgrad abzuschätzen, wird im Folgenden beschrieben.

Ausgangspunkt der Vorgehensweise stellen die Kraftwerksspezifikationen für HDR-Kraftwerke im Report "Renewable Energy Technology Characterizations" des EPRI dar [DG97]. Bei einer Netto-Kraftwerksleistung von $NL = 5,3 \text{ MW}$, einer Bohrlochtiefe von 4 km und einem Temperaturgradi-

⁶⁵ Das ist in Anbetracht der Tatsache, daß der Mittelwert der aus den IHFC-Daten selektierten Wärmeflußwerte bei etwa 72 mW/m^2 liegt, also gut 12% höher als der extrapolierte Wert, nicht unbedingt zu erwarten.

enten von 65 K/km ($\triangleq \Delta\vartheta(4 \text{ km}) = 260 \text{ K}$) wird hier für das Jahr 2015 von einem Nettowirkungsgrad von gut 13% ausgegangen⁶⁶. Im Referenzfall für die Szenarien wird der Nettowirkungsgrad mit $\eta_{\text{netto}}^{\text{EPRI}} = 13\%$ angesetzt.

Ausgehend von diesem Referenzfall soll nun der Wirkungsgrad der geothermischen Kraftwerke an Standorten mit anderen Temperaturgradienten abgeschätzt werden. Dazu wird davon ausgegangen, daß die Güte

$$\Gamma = \frac{\eta_{\text{real}}}{\eta_C} \quad (18.39)$$

des Prozesses bei unterschiedlichen im technischen Prozeß nutzbaren Temperaturdifferenzen $\Delta\vartheta_{\text{tech}}$ an den verschiedenen Standorten gleich bleibt [Zie00]. Damit wird die Frage nach der nutzbaren Temperaturdifferenz aufgeworfen. Diese ist einerseits eine Funktion der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und –senke, also etwa der Temperatur des genutzten geothermischen Reservoirs und der Umgebungstemperatur. Andererseits ist sie auch von technischen Anlagenparametern, wie dem gewählten thermodynamischen Kraftwerksprozeß oder auch von der Größe und Ausführung von Wärmetauschern, abhängig. Je größer beispielsweise eine Wärmetauscherfläche ausgelegt wird, desto geringer werden die Temperaturdifferenz zwischen beiden Seiten und mit ihr die Exergetischen Verluste des Wärmetauschvorgangs. Allerdings steigen mit der Größe der Tauscherflächen die Kosten des Wärmetauschers und gleichzeitig die Verluste durch innere Reibung, die dem Prozeß als Antriebsenergie zugeführt werden müssen. Beide, Wirkungsgrad und Kosten, sind für die wirtschaftlich optimierte Auslegung der Wärmetauscherfläche zu berücksichtigen. Die Auslegung des Wärmetauschers auf der Seite der Wärmequelle bestimmt damit z.B. bei geothermischen Kraftwerken auch die Temperatur der Sole aus der Wärmequelle (Tiefengestein) nach der Wärmeübertragung auf das Arbeitsmittel. Für die Berechnung des theoretischen Wirkungsgrads des Kreisprozesses ist auf der Quellenseite die mittlere thermodynamische Zuführungstemperatur ausschlaggebend und dementsprechend auf der Seite der Wärmesenke die mittlere thermodynamische Temperatur, mit der die Wärme abgeführt wird. Diese Temperaturdifferenz kann näherungsweise durch das arithmetische Mittel der Temperatur vor (T_{WT}^{in}) und nach (T_{WT}^{out}) dem Wärmetausch angegeben werden (s.a. [Zie98] [Zie99]). Genau genommen sind für den Wirkungsgrad des Kreisprozesses die Temperaturen T' des Arbeitsmittels und nicht die des Mediums, das die Quelle darstellt (hier die Sole), relevant. Diese Temperatur unterscheidet sich durch die Grädigkeit des Wärmetauschers $\Delta\vartheta_{WT}^{\text{Grd}}$, also die Temperaturdifferenz über die Tauscherplatte. So ergibt sich näherungsweise entsprechend Gleichung 18.37 bei gleicher Grädigkeit beider Wärmetauscher

$$\eta_{\text{id}} = \frac{\overbrace{\frac{1}{2} \left[\left({}_oT_{WT}^{\text{in}} - \Delta\vartheta_{WT}^{\text{Grd}} \right) + \left({}_oT_{WT}^{\text{out}} - \Delta\vartheta_{WT}^{\text{Grd}} \right) \right]}^{{}_o\overline{T}_{WT}} - \overbrace{\frac{1}{2} \left[\left({}_uT_{WT}^{\text{in}} + \Delta\vartheta_{WT}^{\text{Grd}} \right) + \left({}_uT_{WT}^{\text{out}} + \Delta\vartheta_{WT}^{\text{Grd}} \right) \right]}^{{}_u\overline{T}_{WT}}}{\underbrace{\frac{1}{2} \left({}_oT_{WT}^{\text{in}} + {}_oT_{WT}^{\text{out}} \right)}_{{}_o\overline{T}_{WT}}} \quad (18.40)$$

⁶⁶ Der Nettowirkungsgrad für die Technik, die vor 2015 verfügbar ist, wird mit 12% angegeben [DG97]. Für ein geplantes geothermisches Kraftwerk in Basel wird schon bei heutiger Technik trotz deutlich ungünstigeren Voraussetzungen ($\Delta\vartheta(5 \text{ km}) \simeq 200 \text{ K}$, $NL = 4 \text{ MW}$ [Här01]) von einem erzielbaren Wirkungsgrad von 13,3% ausgegangen [Här02]. Daher scheint die Annahme eines Wirkungsgrads von 13% als Referenzfall für die Szenarien ausreichend konservativ.

als idealer Wirkungsgrad η_{id} des Kreisprozesses nach Berücksichtigung von Grädigkeit und arithmetisch gemittelten Temperaturen bei Wärmezu- bzw. -abfuhr. Die Betrachtung der Gleichung macht den starken Rückgang des Wirkungsgrads bei niedrigerer Temperatur des geothermischen Reservoirs deutlich. Bei gleich bleibender Grädigkeit der Wärmetauscher wird für kleiner werdende nutzbare Temperaturdifferenzen der Wirkungsgrad in zunehmendem Maße von der Grädigkeit beeinflusst.

Für den Referenzfall des EPRI sind einige Temperaturen als Ausgangswerte in der Quelle nicht explizit angegeben und werden deshalb geschätzt. Die mittlere Temperatur ${}_u\bar{T}'_{WT}$ bei der Wärmeabgabe wird auf 300 K geschätzt, die Temperatur, mit der die Sole nach dem Wärmetausch wieder in das Reservoir verpresst wird, auf ${}_oT_{WT}^{out} = 330$ K und die Umgebungstemperatur auf 280 K. Unter Berücksichtigung dieser Werte errechnet sich der ideale Wirkungsgrad η_{id}^{EPRI} zu 31% und ausgehend davon die Güte des Prozesses bezogen auf den Nettowirkungsgrad zu $\Gamma = 42\%$. Für die Abschätzung des Nettowirkungsgrads fehlt noch der Eigenverbrauch⁶⁷, der beim Referenzkraftwerk $EV = 1,2$ MW der Bruttoleistung von 6,5 MW ausmacht, und die Brutto- sowie Nettoleistung am jeweiligen Standort.

Die Abschätzung der Nettoleistung erfolgt für die Szenarien über die Bruttoleistung (6,5 MW) und den Bruttowirkungsgrad (knapp 16%) des Referenzkraftwerks ("Bruttogüte" $\Gamma_{brutto}^{EPRI} \simeq 51\%$). Dazu werden einige vereinfachende Annahmen gemacht. Wenn der Wärmetauscher (Wärmezufuhr) sowie die Förder- und Injektionsbohrungen der HDR-Kraftwerke trotz unterschiedlicher Temperaturniveaus der Wärmequellen in etwa die gleichen Abmessungen haben, ist bei gleichen Durchflußraten etwa die gleiche Antriebsleistung erforderlich⁶⁸. Bei gleichem Durchfluß ist die Wärmeleistung ${}_o\dot{Q}_{WT}$, die am Wärmetauscher von der Sole auf das Arbeitsmedium übergeben wird ungefähr proportional zur Temperaturdifferenz $\Delta T_{WT} = T_{WT}^{in} - T_{WT}^{out}$. Die Bruttoleistung BL des Kraftwerks am Standort i läßt sich dann bei gleicher "Bruttogüte" Γ des Prozesses durch

$$BL^i \simeq BL^{EPRI} \frac{\eta_C^i}{\eta_C^{EPRI}} \frac{\Delta_o T_{WT}^i}{\Delta_o T_{WT}^{EPRI}} \quad (18.41)$$

angegeben. Die Nettoleistung (NL) ergibt sich zu

$$NL = BL - EV \quad (18.42)$$

durch Subtraktion des Eigenverbrauchs von der Bruttoleistung. Daraus folgt bei gleicher Temperatur der Wärmesenke

$$\eta_{netto}^i = \eta_{netto}^{EPRI} \frac{NL^i}{NL^{EPRI}} \frac{{}_o\dot{Q}_{WT}^{EPRI}}{{}_o\dot{Q}_{WT}^i} \simeq \eta_{netto}^{EPRI} \frac{NL^i}{NL^{EPRI}} \frac{\Delta_o T_{WT}^{EPRI}}{\Delta_o T_{WT}^i} \quad (18.43)$$

⁶⁷ Der Eigenverbrauch des HDR-Kraftwerks wird im Wesentlichen vom Aufwand für den Betrieb der Injektionspumpen verursacht und wird damit vom Fördervolumen bestimmt (s.a. [DG97]).

⁶⁸ Siehe auch Fußnote 67.

der Nettowirkungsgrad des Kraftwerks am i -ten Standort⁶⁹.

Das Potential elektrischer Stromerzeugung aus geothermischen Kraftwerken errechnet sich aus der verfügbaren Wärme und dem erwarteten Wirkungsgrad des Kraftwerks am jeweiligen Standort. Wenn die Ressource streng regenerativ⁷⁰ genutzt werden soll, darf im langfristigen Mittel nur der natürliche Wärmeﬂuß in der Umgebung des i -ten Gitterpunkts genutzt werden. Dann kann maximal die elektrische Leistung

$${}_{el}L_{max}^i = \Phi_i \eta_{netto}^i \cos \overbrace{BR_i}^{Breitengrad} \left(\overbrace{4 \cdot 10^7 \text{ m}}^{Erdumfang} \frac{0,25^\circ}{365^\circ} \right)^2 \quad (18.44)$$

erzeugt werden.

Die Berechnung der Kosten geothermischer Kraftwerke hängt ihrerseits stark von den thermischen Bedingungen am Standort ab. Die Abschätzung der Kosten für die Szenarien soll im Folgenden skizziert werden. Es wird wieder vom EPRI–HDR–Kraftwerk für das Jahr 2005 als Referenz ausgegangen⁷¹. Hier müssen einige Annahmen über die Leistungsabhängigkeit der Kosten einzelner Kraftwerkskomponenten getroffen werden. Der Investitionsaufwand für Exploration, Bohrung, Lizenzen, Projektierung, Landerwerb, Stimulation des Kluftsystems, Sammel- und Frischwassersystem sowie die Injektionspumpen bleibt dabei weitgehend unbeeinflusst von der wirkungsgradbedingten Variation der Nettoleistung von Standort zu Standort. Beim Referenzkraftwerk summiert sich ihr Anteil auf knapp 2/3 der Anfangsinvestition. Der Kraftwerksteil selber variiert mit den unterschiedlichen thermischen Bedingungen. Hierfür wurde ein sehr vereinfachender Kostenansatz gewählt, in dem seine leistungsspezifischen Investitionskosten ${}_{sp}IK_{KW}$ abhängig von der Temperaturpreizung der Wärmezufuhr durch

$${}_{sp}IK_{KW}^i = {}_{sp}IK_{KW}^{EPRI} \left(1 + \frac{2}{3} \left(1 - \frac{\Delta_o T_{WT}^i}{\Delta_o T_{WT}^{EPRI}} \right) \right) \quad (18.45)$$

⁶⁹ Die so ermittelte Nettoleistung und der dementsprechende Nettowirkungsgrad sind das Ergebnis des oben ausgeführten relativ groben Ansatzes. Beispielsweise ist der Ansatz gleicher Güte des Prozesses vereinfachend. Tatsächlich ist davon auszugehen, daß die Güte bei größeren nutzbaren Temperaturdifferenzen höhere Werte annimmt. Bei gleicher Ausführung und gleichem Durchsatz des soleseitigen Wärmetauschers würde aber gleichzeitig die Grädigkeit erhöht und durch den Wärmetauscher der Prozeßkühlung müßte mehr Wärme abgeführt werden, was dort wiederum die Grädigkeit erhöht und/oder mehr Hilfsenergie für der erhöhten Durchfluß erfordert und somit auch eine Verringerung der Effizienz mit sich bringt. Die verschiedenen Auswirkungen kompensieren sich teilweise, sodaß die vereinfachten Annahmen als brauchbare Näherung für die Szenarien und die hier ausgewählten Standorte angesehen werden. Bessere Annahmen wären durch eine detaillierte Auslegung der Kraftwerke für jeden einzelnen Standort möglich, würden aber den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen.

⁷⁰ Zur Definition siehe auch Kapitel 8 auf Seite 114.

⁷¹ Das EPRI–HDR–Kraftwerk weist die unten angegebene Kostenstruktur auf. Die jährlichen Kosten sind annuitätisch mit einem Zinssatz von 5% auf eine Dauer von 20 Jahren gerechnet oder im Falle der Wartungs- & Instandhaltungskosten direkt der Quelle entnommen [DG97]. Der Beitrag der Anfangsinvestition liegt bei etwa 2/3 der Kosten.

Kostenart	Exploration, Bohrung & Verrohrung	Lizenzen, Land etc.	Stimulation des Kluftsystems	Sammel- und Frischwasser-System	Injektionspumpen	Kraftwerk	Projek-tierung	Summe Inves-tition	Wartung & Instand-haltung	Summe GK_{EPRI}
Kosten [$\$/_{1996}/kW$]	2008	70	81	699	134	1656	109	4757		
Annuität [$\$/_{1996}/kW a$]	161	6	6	56	11	133	9	382	191	573
Kostenanteil [%]	28	1	1	10	2	23	2	67	33	100

gegeben ist. Da die Temperatur der Sole beim Austritt aus dem Wärmetauscher immer mit 330 K angesetzt wird, erfasst die Approximation im Wesentlichen die steigenden (fallenden) Kosten durch die – aufgrund veränderter Dampfparameter – steigende (fallende) Baugröße der Turbinen bei niedrigeren (höheren) Antriebstemperaturen⁷². Für die Betriebskosten (inkl. Wartung und Reparatur) wird angenommen, daß sie weitgehend unabhängig von der Nettoleistung des Kraftwerks sind⁷³.

Die **Bohrtiefe** hat einen wesentlichen Einfluß auf die Bohrkosten. In den Szenarien wird abweichend von der EPRI-Referenz meist von 5000 m (bei geringen Temperaturgradienten – den Standorten 3. Wahl in Tabelle 8.2 auf Seite 123 – von 6000 m), also 1000 m tieferen Bohrungen ausgegangen. Das macht eine Abschätzung der neuen, erhöhten Bohrkosten nötig. In verschiedenen Quellen sind sehr unterschiedliche Kostenverläufe zu finden. In "Geothermal Energy from the Earth" wird von einem sehr steilen exponentiellen Anstieg der Bohrkosten (BK) mit der Bohrtiefe ($BK \propto \exp(a z)$) ausgegangen [MTW97]. In "Erdwärme, Energieträger der Zukunft?" legt eine Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einen relativ geringen Anstieg der Kosten mit der Reservoirtiefe nahe [JJS⁺93]. In einem Bereich von ± 2 km um 5 km variieren die Energiekosten aus einem geothermischen Kraftwerk nur um -30% bei 2 km geringerer und $+50\%$ bei 2 km größerer Bohrtiefe. Das relativ flache Kostenoptimum wird bei 5,5 km erwartet. Dieser vergleichsweise geringe Anstieg der Energiekosten war durch die Verwendung des exponentiellen Anstiegs der Bohrkosten (mit $a \simeq 0,71$ km nach [MTW97]), der eine Vervierfachung beim Übergang von 4 km nach 6 km nahelegt, nicht reproduzierbar. In "Hydrothermale Geothermie in Nordostdeutschland" ist eine Übersicht über tiefenabhängige Bohrkosten gegeben [BIN97]. Für die beiden größten Bohrtiefen 3400 m und 4000 m läßt sich daraus ein Exponent $a \simeq 0,51$ km ermitteln. Ein Ansatz der Form $BK \propto z^b$ liefert hier einen Exponenten $b \simeq 1,8$ also eine etwa quadratische Abhängigkeit von der Bohrtiefe⁷⁴. Für die Szenarien wurde diese Abhängigkeit der Bohrkosten inklusive Exploration und Verrohrung (BK^+) in der Form

$$BK_{S_z}^+ = BK_{EPRI}^+ \left(\frac{z_{S_z}}{z_{EPRI}} \right)^2 \quad (18.46)$$

⁷² Diese Approximation kann nur als sehr grobe Näherung verstanden werden. Allerdings liegt der Einfluß der Kosten für das Kraftwerksteil im Referenzfall nur bei 23% der gesamten jährlichen Kosten (s.a. Fußnote 71), sodaß durch diese Näherung für die Anwendung in den Szenarien nur Unsicherheiten von wenigen Prozent möglich sind, die deutlich kleiner sind als andere Unsicherheiten, wie z.B. die des erreichbaren Soledurchsatzes u.a.

⁷³ Die Kraftwerke in den Szenarien haben aufgrund der – verglichen mit dem EPRI-Referenzkraftwerk – meist deutlich geringeren Temperaturgradienten dementsprechend auch niedrigere Nennleistungen. Damit wirkt sich die Annahme konstanter Betriebskosten und damit steigender erzeugungs- und leistungsspezifischer Kosten im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien aus.

⁷⁴ Die Bohrkosten werden bei steigender Tiefe wesentlich vom Zeitaufwand (Personal und Equipment) für die Bohrung bestimmt [Hue00]. Bei konstanter maximaler Bohrtiefe Δz_{Bohr} , bevor das Werkzeug wieder eingeholt werden muß wächst diese Zeit mit der Bohrtiefe $z = N * \Delta z_{Bohr}$ proportional zur Summe $\sum_{n=1}^N (n) = N(1+N)/2$. Der damit verbundene Kostenanstieg ist deutlich schwächer als der erwähnte exponentielle Anstieg und geht für große Tiefen asymptotisch von unten ($b > 1$) gegen einen quadratischen Anstieg ($b = 2$). Er ist stark von der maximalen Bohrtiefe Δz_{Bohr} abhängig, die ihrerseits wieder von der Temperatur abhängt, da hohe Temperaturen den Verschleiß erhöhen können. Zusätzlich wird er von linear ansteigenden Kosten (z.B. Verrohrung) und weiteren temperaturabhängigen Faktoren überlagert (z.B. teurere Verbrauchsmaterialien bei höheren Temperaturen). Durch den Einsatz von Techniken des "linearen Bohrens" ($b = 1$) würde die Zunahme der Bohrkosten mit der Tiefe – wie es schon der Name ausdrücken soll – nur noch linear zunehmen. Dieses Verhalten stellt eine untere Grenze des Bohrkostenanstiegs dar und wird zumindest ab Tiefen von ca. 4000 m als zukünftig näherungsweise erreichbar angesehen [CFH⁺94]. Ein Ansatz dazu ist beispielsweise das Bohren durch Wasserstrahlkavitation. Für die Abschätzung der Bohrkosten in den Szenarien wird allerdings nicht von diesen günstigen technologischen Entwicklungen ausgegangen.

also mit quadratischer Tiefen–Abhängigkeit ($b = 2$) verwendet⁷⁵.

Die Gesamtkosten (GK) als Summe der annuitätischen Investitionskosten und jährlichen Betriebskosten ergeben – gemäß der oben angegebenen Approximationen – an jedem Standort andere Werte. Die Relation der – auf die installierte Nennleistung bezogenen Gesamtkosten – zwischen dem EPRI–Referenz–Kraftwerk (s. Fußnote 71 auf Seite 385) und dem Kraftwerk am Standort i sind gemäß

$$\frac{GK_i}{NL_i} = KF_i \frac{GK_{EPRI}}{NL_{EPRI}} \quad (18.47)$$

in Tabelle 8.2 auf Seite 123 durch den Kostenfaktor KF angegeben.

Insgesamt sind die Abschätzungen für die Geothermie mit relativ großen Unsicherheiten behaftet. Das gilt für Übertragung der Wärmeflüsse, Wärmeleitfähigkeiten und Temperaturgradienten, die nur punktuell vorliegen, auf deren teils sehr entfernte Umgebung ebenso wie für alle daraus abgeleiteten Werte und die Leistungs– und Kostenabschätzungen für die HDR–Kraftwerke. Allerdings erscheinen die Ergebnisse der Berechnungen recht plausibel, sodaß sie als qualitativ hinreichend für die Szenarien angesehen werden.

18.6 Erstellung der Zeitreihen des Stromverbrauchs

Die Zeitreihen des Stromverbrauchs standen im Rahmen dieser Studie nicht für alle 67 Länder des Szenariogebiets zur Verfügung. Mit stündlicher Auflösung und für je ein vollständiges Jahr lagen sie für Frankreich, Norwegen, Slowakei, Spanien, Tschechien und teilweise aus Großbritannien sowie als konstruierte Werte auch für Deutschland vor⁷⁶. Für Belgien, Griechenland, Italien, das ehemalige Jugoslawien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Portugal und die Schweiz sowie als Summe für Slowenien und Kroatien standen stündliche Lastdaten für jeden 3. Mittwoch jedes Monats im Jahr 1994 oder 1996 von CENTREL und UCTE zur Verfügung [Kar00] [UCP96]. Insgesamt lagen also von 19 Ländern die Lastdaten zumindest teilweise vor und standen als Grundlage für Abschätzungen der Last in den 19 Regionen des Szenariogebiets zur Verfügung.

⁷⁵ Bei Bohrtiefen von 5000 m ergeben sich für den exponentiellen Ansatz mit $a \simeq 0,5/km$ bzw. den Ansatz für die Szenarien nach Gleichung 18.46 jeweils Kostenanstiege auf 165% bzw. 156% der Referenzkosten, also recht ähnliche Verhältnisse. Bei Bohrtiefen von 6000 m belaufen sich die Werte auf 225% bzw. 275%. Da die Bohrkosten auch deutlich mit ansteigender Temperatur zunehmen ([Hue00]) und die größeren Bohrtiefen nur an Standorten mit geringen Temperaturgradienten – den Standorten 3. Wahl in Tabelle 8.2 auf Seite 123 – angenommen werden, scheint der geringere Kostenanstieg bei quadratischer Tiefen–Abhängigkeit zusätzlich gerechtfertigt, sodaß die Annahmen als für die Szenarien ausreichend konservativ angesehen werden.

⁷⁶ Die französischen Daten für das Jahr 1994 wurden für diese Arbeit freundlicherweise von der EDF zur Verfügung gestellt [Pha99]. Ebenfalls für das Jahr 1994 wurden die Stromverbrauchsdaten für Slowakei und Tschechien von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber CENTREL übermittelt, sowie Teile der Lastdaten Ungarns [Kar00]. Lastdaten Norwegens waren bei Nord Pool erst ab dem Jahr 1995 verfügbar und wurden für dieses sowie das darauf folgende Jahr übersandt [Foy99a]. Die Spanischen Daten konnten für das Jahr 1998 als Stundenwerte von der Internetseite der Betreibergesellschaft des Spanischen Strommarktes (OMEL) geladen werden [OME]. Die Daten aus Großbritannien wurden ebenfalls für das Jahr 1994 von der "National Grid Company" in Form von stündlichen Tagesmaxima für das ganze Jahr und eines vollständigen Satzes mit stündlichen Monatswerten übermittelt [MR99]. Die Lastdaten für Deutschland wurden u.a. aus den stündlichen Lastdaten am 3. Mittwoch aller Monate im Jahr 1994 erstellt und vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) zur Verfügung gestellt [Wie97].

Für die Länder, von denen nur die Werte des jeweils 3. Mittwochs im Monat zur Verfügung standen wurden zunächst Daten für die fehlenden Mittwochs als Mischung aus den verfügbaren Mittwochsdaten erstellt. Dazu wurde jeweils die Leistung zu einem Zeitpunkt an einem Mittwoch (M_i) ohne bekannte Lastdaten als – durch den zeitlichen Abstand gewichtete – Linearkombination

$$P_{M_i}(t) = \frac{1}{l+m} (l \times P_{M_{i_v}}(t) + m \times P_{M_{i_n}}(t)) \quad t \in \{1, 2, \dots, 24\} \quad (18.48)$$

der Leistungen am vorhergehenden Mittwoch (M_{i_v}) und nachfolgenden (M_{i_n}) mit bekannten Lastdaten gebildet⁷⁷.

Als nächster Schritt wurde für die Länder mit vollständigen Datensätzen für jeden Zeitpunkt t an jedem Wochentag das Verhältnis

$$V_{M_i-rel}(t) = \frac{P(t)}{P_{M_i}(t)} \quad t \in \{1, 2, \dots, 24\} \quad (18.49)$$

der momentanen Leistung zu der am gleichen Zeitpunkt des jeweils darauffolgenden Mittwochs bestimmt. Damit ergibt sich eine Zeitreihe des Wochengangs relativ zum jeweiligen Mittwoch. Auf diese Zeitreihe wurde dann zurückgegriffen, um für die Länder, für die bisher nur die Mittwochswerte vorlagen, auf plausible Leistungen für die übrigen Tage zu schließen. Dazu wurde das zuvor ermittelte Verhältnis aus einem oder mehreren Ländern genutzt. Wie stark der Wochenverlauf einzelner Länder den zu schätzenden Verlauf des jeweiligen Landes bestimmen sollte, wurde dabei grob nach klimatischen Ähnlichkeiten und räumlicher Nähe bestimmt. Der relative Anteil, mit dem die Wochenverläufe der Lastzeitreihen aus Ländern mit vollständigem Datensatz bei der Schätzung des Verlaufs von Lastzeitreihen, in Ländern, in denen nur die stündlichen Lasten des jeweils 3. Mittwochs im Monat zur Verfügung standen, gewichtet wurden, ist in Tabelle 18.2 aufgeführt. Diese Methode ist relativ willkürlich, sie sorgt im Wesentlichen dafür, daß die Variabilität des bekannten Stromverbrauchs der bekannten Mittwochswerte in den einzelnen Ländern beibehalten wird und die Charakteristik des Wochenverlaufs aus anderen Ländern auf die fehlenden Tage übertragen wird. Bei räumlicher Nähe der Länder werden eventuell auch wetterbedingte Charakteristika des Verbrauchs teilweise richtig erfasst, was bei größeren Entfernungen weniger der Fall sein kann. Letzteres bedeutet, daß sich tendenziell eine zu große Korrelation des Lastverlaufs einstellen sollte, die sich beispielsweise in einer tendenziell zu großen zeitlichen Übereinstimmung von Lastmaxima und –minima äußern sollte. Eine zu großen zeitlichen Übereinstimmung von Lastmaxima kann wiederum zu einem höheren Leistungsbedarf führen, der bei einer realistischeren Abbildung des Lastverlaufs nicht auftreten würde. Der Effekt wirkt sich deshalb im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien aus.

Aus den 18 Lastzeitreihen, die danach für einzelne Länder zu Verfügung standen, mußte nun auf die Lastzeitreihen in den Regionen des Szenariogebiets geschlossen werden. Dazu wurden ähnlich

⁷⁷ Die Zähler l und m sind so gewählt, daß an Mittwochen mit bekannten Verbrauchsdaten einer von ihnen den Wert 0 und der andere den Wert 1 erhält, sodaß nur die Werte dieses Mittwochs eingehen. Wenn beispielsweise drei Mittwochs mit unbekannten Lastdaten zwischen zwei mit bekannten Daten liegen und die Daten für einen der dazwischenliegenden Tage ermittelt werden soll, der nicht exakt in der Mitte liegt, hat einer der Zähler den Wert 1 und der andere den Wert 3, sodaß der zeitlich näher gelegene Mittwochswert das größere Gewicht erhält. Liegt der gesuchte Mittwoch in der Mitte, ist $l = m$. Entsprechende Gewichtungen werden für andere Konstellationen gewählt.

Tabelle 18.2: Gewichtungsmatrix für die Approximation von Lastzeitreihen in Ländern, in denen nur die stündlichen Lasten des jeweils 3. Mittwochs im Monat zur Verfügung standen, mit Hilfe von vollständigen Lastzeitreihen aus anderen Ländern

Gewichtung	Land: Nur Lasten des jeweils 3. Mittwochs im Monat verfügbar										
Land	AT	BE	CH	GR	HU	IT	LU	NL	PT	SI + HR	YU
CZ					10/ 30						
DE	6/ 10	3/ 10	2/ 5	2/ 10	6/ 30	1/ 4	4/ 10	4/ 10		13/ 20	5/ 20
ES	1/ 10			8/ 10	1/ 30	2/ 4			1/ 1	3/ 20	12/ 20
FR	3/ 10	4/ 10	3/ 5		3/ 30	1/ 4	5/ 10	3/ 10		4/ 20	3/ 20
GB*		3/ 10					1/ 10	3/ 10			
NO											
SK					10/ 30						

Ländercodes nach ISO 3166 [Ome03], vollständige Lastzeitreihen in CZ, DE, ES, FR, NO und SK

* Die Zeitreihe für GB wurde anhand der Tagesmaxima und –mittelwerte für ein ganzes Jahr sowie mit Tagesgängen für einen Monat, die auf die restlichen Tage des Jahres übertragen wurden, geschätzt.

dem vorhergehenden Schritt Linearkombinationen aus den Länderzeitreihen gebildet. Die Anteile, mit denen die Lastzeitreihen einzelner Länder in die Lastzeitreihen der verschiedenen Regionen eingeflossen sind, finden sich in Tabelle 18.3⁷⁸. Bei dieser Methode werden durch die Addition verschiedener Zeitreihen länderspezifische Charakteristika nivelliert, was den Lastgang tendenziell vergleichmäßigt. Gleichzeitig werden notwendiger Weise für einige Regionen Zeitreihen aus teilweise weit entfernten Ländern verwendet. Damit kann es zu unrealistisch starken Korrelationen der Lastgänge kommen, bei denen eigentlich – beispielsweise aus witterungsbedingten Gründen – stärker unterschiedliche Charakteristika zu erwarten wären. Auch Effekte, die sich aufgrund gesellschaftlicher Besonderheiten ergeben sollten (z.B. andere Wochenenden und Feiertage, andere Tagesgestaltung und Essenszeiten oder unterschiedliche Industrialisierungsgrade ...), können so teilweise nicht oder nur grob erfasst werden. Einem geringeren Industrialisierungsgrad einer Region kann bei der Auswahl der Ländergewichte dadurch Rechnung getragen werden, daß Lastzeitreihen aus Ländern mit niedrigerem Industrialisierungsgrad ein größeres Gewicht erhalten. Gleichzeitig muß aber darauf geachtet werden, daß auch klimatische Besonderheiten nicht vernachlässigt werden und der Einfluß der Größe der Länder und Regionen berücksichtigt wird. Insgesamt kann die Bestimmung der Gewichte nur zu einer groben Approximation der tatsächlichen Lastverläufe führen, was aber aus Mangel an Daten nicht näher quantifiziert werden kann. Manche Faktoren könnten dabei eher zu einer zu großen Vereinheitlichung der erstellten Lastzeitreihen führen, andere dagegen müssen zu übertrieben großen Korrelationen beitragen, was sich dann im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien auswirkt.

⁷⁸ Vor der gewichteten Addition der Zeitreihen wurden sie durch Ausschneiden und Einfügen von Lastdaten so verschoben, daß jeweils die Wochentage (teilweise stammen die Daten aus unterschiedlichen Jahren) und auch die Stunden innerhalb der Tage (teilweise stammen die Daten aus Regionen mit unterschiedlichen Zeitzonen) übereinstimmten. Nach der Addition wurden die Lastdaten wiederum – entsprechend der jeweiligen Zeitzone des Bevölkerungsschwerpunktes der jeweiligen Region – durch Ausschneiden und Einfügen von Lastdaten verschoben. Die Lastdaten zur Verschiebung wurden jeweils der selben Zeitreihe an deren Anfang (Anfang Januar) oder Ende (Ende Dezember) entnommen und an deren Ende oder Anfang wieder eingefügt, sie wurden also zyklisch interpretiert.

Tabelle 18.3: Gewichtungsmatrix für die Approximation von Lastzeitreihen in den Regionen des Szenariogebiets mit Hilfe von Lastzeitreihen aus einzelnen Ländern

Gewichtung	Region																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
AU							1/3												
BE					1/4														
CH							1/3												
CZ			3/11							3/31									
DE			1/11			1			1/4	1/31									
ES								1/2			1/21	1/16							
FR					1/4														
GB	1																		
GR				1/4						5/31	10/21	10/16	2/3	2/3	2/3	2/3	2/3	2/3	
HU			3/11	1/4						8/31									
IT							1/3												
LU					1/4														
NL					1/4														
NO	1	1/11							3/4	1/31									1
PT								1/2			5/21	5/16	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	
SI+HR				1/4						5/31	5/21								
SK			3/11							3/31									
YU				1/4						5/31									

Ländercodes nach ISO 3166 [Ome03], Regionenzuordnung s. Abb. 21.1 auf Seite 409

Die Zeitreihen werden anschließend noch so skaliert, daß sich die Jahresstromverbräuche ergeben, die aus Daten des DoE (*U.S. Department of Energy*) für die Regionen im Jahr 1994 abgeleitet werden konnten [DOE02a]. Die daraus abgeleiteten regionalen Stromverbräuche sind in Tabelle 13.4 auf Seite 189 wiedergegeben. Für einige Regionen sind in den Abbildungen 13.9, 13.10 und 13.11 auf Seite 190 die 30-Tage-Mittelwerte, Dauerlinien und zwei Wochen des stündlichen Zeitverlaufs der Stromverbräuche in einigen ausgesuchten Regionen abgebildet.

19 Entwicklungsumgebung für MPS-Dateien

Wie in Kapitel 14 Abschnitt 14.3 ab Seite 214 angedeutet, macht es die Größe der Optimierungsprobleme, die für die Szenarien gelöst werden müssen, notwendig, deren Formulierung zu systematisieren und nach Möglichkeit weitgehend zu automatisieren. Die Formulierung des Optimierungsproblems erfordert für die kommerziell verfügbaren Solver, die für lineare Optimierungsprobleme geeignet sind, die Erstellung einer sog. MPS-Datei, die alle Gleichungen und Ungleichungen des jeweiligen Optimierungsproblems enthält. Für sie hat sich ein standardisiertes Format, das "MPS-Format"¹ durchgesetzt. Um die Erstellung der MPS-Dateien für die verschiedenen Optimierungsprobleme zu den verschiedenen Szenarien zu vereinfachen, wurde der im Folgenden beschriebene Ansatz gewählt.

Im Fall der zeitreihenbasierten Kraftwerkseinsatzplanung lassen sich viele Ähnlichkeiten ausnutzen um die Erstellung der MPS-Datei zu systematisieren und letztlich durch eine Art Text-Compiler zu erstellen. Am IER wurde das Planungsinstrument PROFAKO² entwickelt, das u.a. eine automatisierte Erstellung von MPS-Dateien ermöglicht. Dazu wird das Optimierungsproblem in einer standardisierten Datei beschrieben und die dort enthaltenen Informationen (Struktur der benötigten Gleichungen und Ungleichungen, sowie der Variablen und ihrer Definitionsbereiche ...) werden automatisch mit den relevanten Zeitreihen³ verknüpft, um die MPS-Datei für das Optimierungsproblem zu erstellen. Der wesentliche Aufwand bei der Erstellung der MPS-Datei besteht also in der Erstellung dieser standardisierten Datei (ab hier der Einfachheit halber als PROFAKO-Datei oder GLG-Datei bezeichnet). Für das Grundszenario besteht die PROFAKO-Datei aus etwa 35 000 Zeilen und hat auch für die meisten anderen Szenarien, die im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurden, etwa die selbe Größe. Damit ist gegenüber der händischen Erstellung der MPS-Datei (ca. 20 Mio. Zeilen beim Grundszenario) ein enormer Fortschritt durch eine Reduktion der zu erstellenden Datei um beinahe drei Größenordnungen erzielt. Allerdings ist auch jetzt noch die fehlerfreie Erstellung von vielen Dutzenden dieser PROFAKO-Dateien, die für die Szenarien und auch während deren Entwicklung nötig sind, eine große Herausforderung. Zur Vereinfachung dieser Aufgabe wurde gemeinsam mit dem IER sowie dem Informatiker Volker Reich eine Entwicklungsumgebung geschaffen, um weitere – bisher ungenutzte – systematische Ähnlichkeiten des Optimierungsproblems zur Vereinfachung der Erstellung der PROFAKO-Datei zu nutzen. Diese neue Entwicklungsumgebung, die auf dem Planungsinstrument PROFAKO aufbaut, wird im Folgenden beschrieben.

19.1 Beschreibung der Entwicklungsumgebung

Die Ähnlichkeiten, die zur Erstellung der PROFAKO- oder GLG-Datei genutzt werden, ergeben sich aus den Ähnlichkeiten verschiedener Komponenten. Sie ermöglichen die Verwendung von

¹ Siehe auch Fußnote 56 auf Seite 215.

² Siehe auch Fußnote 43 auf Seite 210.

³ Diese Zeitreihen enthalten beispielsweise die Informationen über den Verlauf des Strom- oder Wärmeverbrauchs oder der Erzeugung aus regenerativen Quellen.

”Modulen”, die zur Formulierung einzelner Systemkomponenten dienen und durch die Verwendung von lokalen Variablen in einer eigens entwickelten Skript- oder Programmiersprache so modifiziert werden, daß sich mit ihnen Gleichungsstrukturen komplexer Optimierungsprobleme in das Format der GLG-Datei für PROFAKO übersetzen läßt. Die gleichen Module werden also vielfach mit jeweils geänderten Parametern eingesetzt, um das Optimierungsproblem in der erforderlichen Syntax zu beschreiben.

Zur exemplarischen Veranschaulichung der modularen Struktur sollen hier als Beispiel die Erfordernisse der Modellbildung für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung für Windkraftanlagen dienen. Die Optimierungsgröße (–variable) bei der Auswahlplanung der Windkraftanlagen ist die zu installierende Nennleistung. Aus ihr, der technischen Verfügbarkeit und dem momentanen Windangebot ergibt sich die Leistung, die von der Kraftwerkseinsatzplanung zur Lastdeckung in der jeweiligen Region eingesetzt werden kann, oder unter Berücksichtigung der – wiederum von der Auswahlplanung vorgesehenen – technischen Übertragungskapazitäten (Umrichterleistung, Leitungskapazitäten zu Nachbarregionen) zur Lastdeckung in anderen Regionen herangezogen werden kann. Diese und andere Eigenschaften sind prinzipiell in jeder Region und für jeden Standort (Summenstandort in den Szenarien) gleich. Die Unterschiede liegen beim Windangebot, dem Einspeiseort, der regionalen Obergrenze des nutzbaren Potentials am jeweiligen Summenstandort oder z.B. in unterschiedlichen Netzanbindungskosten Die prinzipielle Struktur, die sich in der mathematischen Formulierung widerspiegelt, unterscheidet sich also von Region zu Region und von Summenstandort zu Summenstandort nicht im Aufbau der Gleichungen und Ungleichungen des Optimierungsproblems, sondern lediglich durch verschiedene Parameter (Namen oder Werte), mit denen die zugehörigen Zeitreihen, Kostenfaktoren, Leistungsgrenzen, Einspeiseorte, nächstgelegene Lastknoten ... festgelegt werden können. Diese Parameter erlauben als lokale Variablen in sonst gleichen Modulen (hier Modul Windkraftanlagen) eine vollständige Erfassung der jeweiligen Bedingungen. Eine geschickte Nutzung der Ähnlichkeiten im Stromversorgungssystem kann zu einer deutlichen Vereinfachung der Formulierung des Optimierungsproblems führen.

Die Struktur der Entwicklungsumgebung wurde so gewählt, daß sie sich gut für die Erstellung der GLG-Datei einsetzen läßt, wenn man das Optimierungsproblem in eine Baumstruktur mit verschiedenen Entscheidungsebenen bringt. Dazu wurde ein Compiler entwickelt, der jeweils eine Steuerdatei übersetzt, die einem Hauptprogramm entspricht, und beliebig viele Vorlagendateien, die Unterprogrammen entsprechen und sowohl aus der Steuerdatei als auch aus anderen Vorlagendateien aufgerufen werden können. Die Syntax der – im Zusammenhang mit dem Compiler entwickelten – ”Programmiersprache” und die Funktionsweise des datenbankbasierten Compilers ist in [Rei99] beschrieben.

Eine Baumstruktur des Optimierungsproblems ergibt sich z.B. wenn man den Aufbau der Problemformulierung von der Kraftwerksseite angeht. Diese Vorgehensweise kann man sich folgendermaßen vorstellen. Um Beispielsweise alle nötigen Restriktionen und die zugehörigen Einträge in die Zielfunktion anzulegen, die für die Windenergienutzung an einem bestimmten Summenstandort einer Region notwendig sind, kann man aus der Steuerdatei eine Vorlage für Windkraftanlagen

aufrufen. Bei dem Aufruf werden alle regionalen Besonderheiten (Nummer und Name der Region, maximal installierbare Leistung, Kürzel für Summenstandorte 1. Wahl, 2. Wahl oder offshore sowie Netzanschlußkosten und der regionale Verlustkoeffizient für Netzanschluß) dieses Standorts durch Konstanten und Platzhalter definiert. Andere übergeordnete ("globale") Konstanten und Platzhalter können schon im dafür vorgesehenen Programabschnitt der Steuerdatei definiert werden. Die Konstanten und Platzhalter müssen für die Erstellung der GLG-Datei so gewählt sein, daß sich mit ihrer Hilfe alle dafür notwendigen Einträge erstellen lassen. Das sind z.B. der Name der Zeitreihe der potentiellen Windstromerzeugung an diesem Standort oder die verschiedenen Optimierungsvariablen und die Restriktionen, in denen sie vorkommen. Die Vorlagendatei enthält also nur das Schema, dem durch das Einsetzen der Konstanten und Platzhalter Sinn gegeben wird. Ein Aufruf der Vorlage für die Windenergie in einer bestimmten Region macht nur Sinn, wenn es hier einen Einspeisepunkt gibt. Um in der Baumstruktur zu bleiben kann also aus der Vorlage Windenergie, mit deren Hilfe einige notwendigen Restriktionen für die Windenergienutzung festgelegt werden, auch die Vorlage für die Lastdeckungsbedingung in der Region aufgerufen werden. Oder es kann eine Vorlage für die Aufnahme der Kosten der Windenergie in die Kostengleichung, also in die Zielfunktion aufgerufen werden. Da in den Szenarien auch Stromtransport vorgesehen sein kann, kann aus der Vorlage für die Lastdeckungsbedingung wiederum die Vorlage für die Erstellung der Strukturen, die in der GLG-Datei für die HGÜ-Umrichter notwendig sind, aufgerufen werden. Zur Veranschaulichung ist eine entsprechende Baumstruktur in Abbildung 19.1 skizziert.

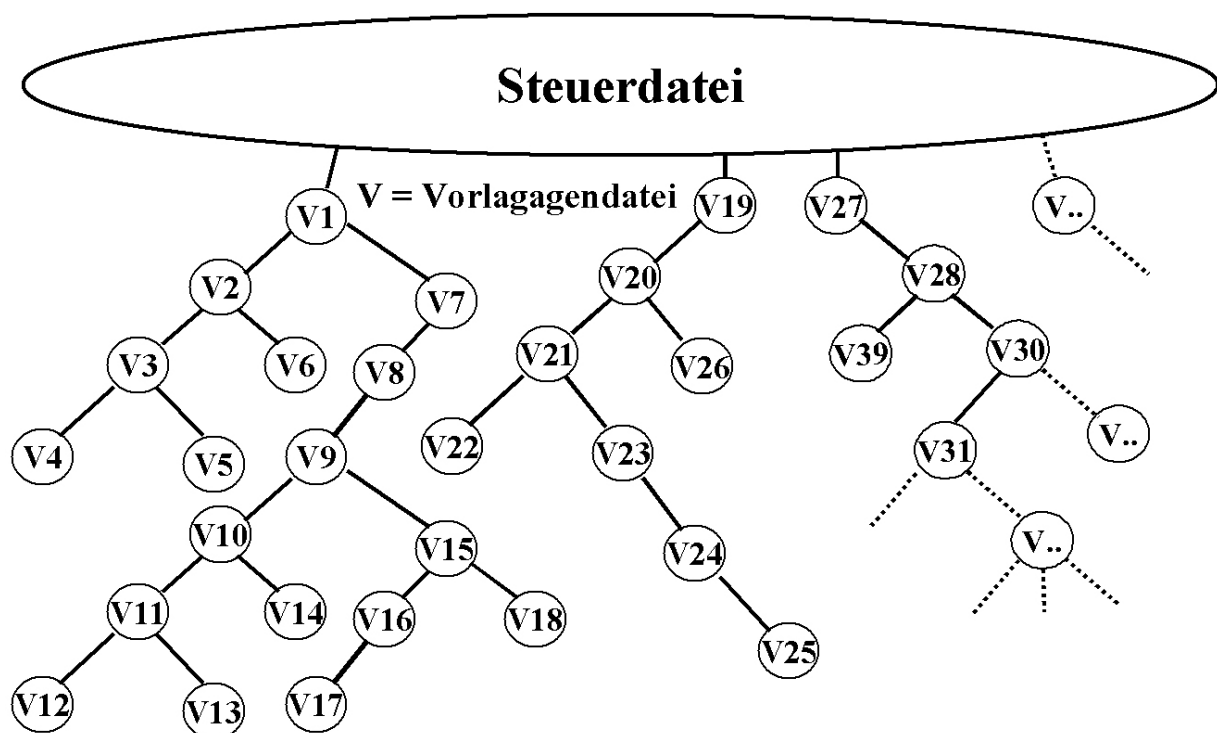


Abbildung 19.1: Schematische Darstellung der Baumstruktur beim Übersetzen von Steuer- und Vorlagendateien durch den Compiler bei der Erstellung der GLG-Dateien (PROFAKO-Dateien)

Der Compiler durchläuft die Steuerdatei und merkt sich alle "globalen" Konstanten und Platzhalter. Im Abschnitt mit den Vorlagen findet er die erste Vorlage (V1) mit den zugehörigen Konstanten

und Platzhalter und schreitet fort zu V2 und anschließend zu V3 ...⁴. Konstanten und Platzhalter die in oder beim Aufruf einer Vorlage gesetzt werden, gelten ab dieser Vorlage und in den darunter befindlichen Ästen. Wenn sie z.B. beim Aufruf von V1 definiert werden, gelten sie in V1 und von da an in den beiden Ästen, die mit V2 oder V7 beginnen. Erhält eine "globale" oder lokale Konstanten einen neuen Wert, gilt sie von da an und in allen tieferliegenden Ästen. Beispielsweise würde ein Wert, der in V1 den Inhalt einer Konstanten aus der Steuerdatei ersetzt, erst in V19 wieder durch den ursprünglichen Wert aus der Steuerdatei ersetzt⁵. Eine weitere Eigenschaft der Compilerkonfiguration ist, daß sich neue Konstanten und Platzhalter, die in tieferen Ästen definiert werden, auch unter Nutzung von zuvor definierten Konstanten und Platzhaltern zusammensetzen lassen. Dadurch ist es möglich einzelne Vorlagen vielfach zu verwenden, was zur Flexibilität und Übersichtlichkeit beiträgt. Eine weitere wichtige Eigenschaft des Compilers ist, daß er keine Erzeugung identischer Strukturen erlaubt. Dadurch wird es z.B. möglich, nach einem Summenstandort 1. Wahl einen Summenstandort 2. Wahl zu generieren und dabei auf die gleichen Vorlagen zurück zu greifen, ohne, daß z.B. in der Folge mehrmals die Restriktionen für die Lastdeckungsbedingung in der Region erzeugt würde. Diese Restriktion wird also auch bei mehrfachem Aufruf der entsprechenden Vorlagedatei nur einmal angelegt und der Wiederaufruf hat dann lediglich die Folge, daß auch die Erzeugung des Summenstandortes 2. Wahl in die Lastdeckungsbedingung mit aufgenommen wird. Gleiches gilt natürlich auch, wenn die Vorlagedatei im Anschluß an irgend eine andere Vorlage (z.B. Solarthermie ...) aufgerufen wird. Dadurch wird es möglich, immer wieder die gleichen Vorlagen beispielsweise in den Vorlagen für die verschiedenen Kraftwerkstypen zu verwenden, und diese in beliebiger Reihenfolge in der Steuerdatei aufzurufen, ohne daß die komplexen Zusammenhänge jedes mal bedacht werden müssen. Die Zusammenhänge müssen also nur einmal erfasst und in den Vorlagen berücksichtigt werden. Das stellt eine deutliche Vereinfachung bei der Modellbildung dar. Optimierungsprobleme für verschiedene Szenarien können danach allein durch sehr übersichtliche Veränderungen in der Steuerdatei formuliert werden. Für die meisten Szenarien hat die Steuerdatei nur knapp 2400 Zeilen. Sie ist damit um mehr als eine Größenordnung kleiner als die GLG- oder PROFAKO-Dateien und vor allem wesentlich übersichtlicher und erlaubt so eine sehr schnelle Erstellung und Veränderung der Szenarien, was insbesondere auch bei Korrekturen oder Ergänzungen sehr vorteilhaft ist.

Zur einfachen Handhabung des Compilers ist er mit einer Benutzeroberfläche ausgestattet (vgl. Abb. 19.2). Der Benutzer kann aus der Verzeichnisliste ein Verzeichnis auswählen und sieht in der darunterliegenden Liste die darin enthaltenen Steuerdateien *.ein.

Doppelklicken auf den Namen der Steuerdatei bzw. auf Übersetzen startet die Übersetzung. Etwaige Fehler werden im Fehlerprotokollfenster angezeigt und in einem Logfile im Projektverzeichnis protokolliert. Die ständig aktualisierte Angabe der Compilierungsdauer und der bisher übersetzten Vorlagen trägt zur Nutzerfreundlichkeit des Compilers bei.

⁴ Im Abbildung 19.1 entspricht die veranschaulichte Reihenfolge des Übersetzens dem Durchlaufen in Preorder, also in der Reihenfolge in der auch die Numerierung gewählt ist.

⁵ Genau genommen hat diese Konstante ihren Wert schon in der Steuerdatei wieder, also im Hauptprogramm, in das der Compiler "zurückkehrt" bevor er mit V19 weiterfährt.

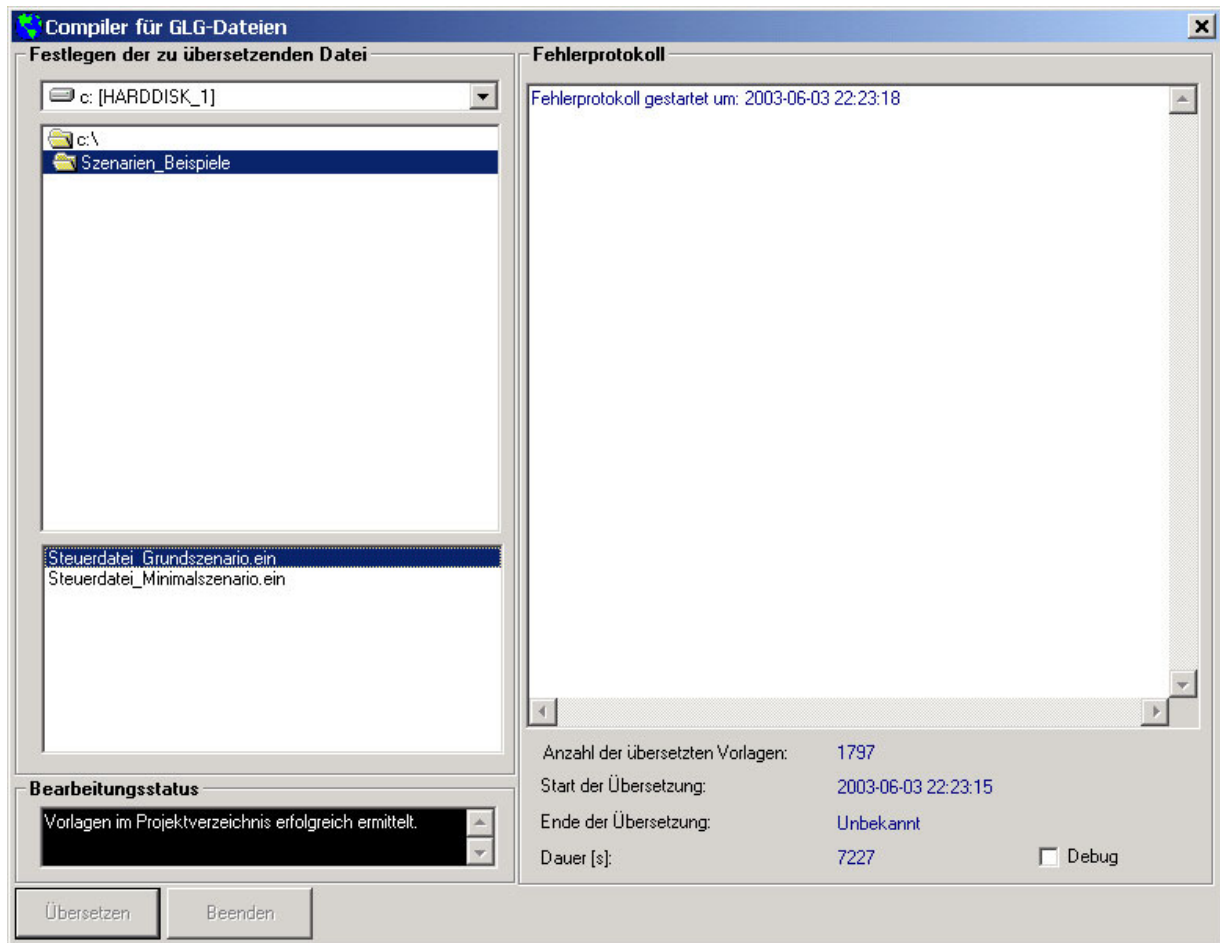


Abbildung 19.2: Compiler zur Erzeugung von GLG- oder PROFAKO-Dateien beim Übersetzen der Steuerdatei und der mit ihr verknüpften Module für Einzelkomponenten (Vorlagen) für das Grundszenario

Die Übersetzung der Steuerdatei und der Vorlagendateien für das Grundszenario benötigt gut fünf Stunden⁶. Dabei werden etwa 4700 Vorlagendateien übersetzt. Die anschließende Erstellung der MPS-Datei mit Hilfe von PROFAKO dauert nochmals ein paar Stunden. Insgesamt benötigt die Erstellung der MPS-Datei zwar deutlich weniger Zeit, als die anschließende lineare Optimierung, eine schnellere Erstellung der MPS-Datei in weniger Schritten wäre aber dennoch vorteilhaft. Trotzdem ist die Entwicklungsumgebung für die Erstellung aller möglichen linearen und gemischt ganzzahlig linearen Optimierungsprobleme geeignet und ermöglicht ein hohes Maß an Flexibilität bei der Anpassung des Optimierungsproblems und vor allem auch bei dessen Entwicklung, bei der sich insbesondere die Fehlerbeseitigung durch die übersichtliche modulare Struktur sehr einfach realisieren läßt.

Kleine Änderungen in den Szenarien, wie etwa die Veränderung der Investitionskosten einer bestimmten Technik für Szenarien mit Kostenvariationen für einzelne Stromerzeugungsoptionen (vgl. Kap. 15.2.5 auf Seite 277 ff.), lassen sich allerdings sehr viel effizienter durch die direkte Veränderung der MPS-Matrix erstellen. Dazu sind Shellscripate, die eine schon bestehende MPS-Datei Zeile für Zeile durchsuchen, sie gegebenenfalls zeilenweise verändern und eine neue Version ab-

⁶ Diese Angabe gilt für einen PC mit Windows 2000 als Betriebssystem und einer Taktfrequenz von 750 MHz.

speichern am besten geeignet⁷.

⁷ Manche Veränderungen könnten auch per Hand in einem Editor ausgeführt werden, allerdings erweist sich dabei die Größe der MPS-Datei als hinderlich, da sie sehr viel Arbeitsspeicher belegt und – je nach verwendetem Computer – schnell die Grenzen des Computers aufzeigt, indem der Editiervorgang nur außerordentlich langsam ausgeführt werden kann. Auch die Wahl des Editors ist nicht trivial, da die meisten Editoren feste Obergrenzen für die Größe der bearbeitbaren Dateien vorsehen.

20 Mathematische Formulierung des Optimierungsproblems

Wie schon in Kapitel 14 erwähnt, muß das Optimierungsproblem für die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung mathematisch so beschrieben werden, daß es mit der gewählten Optimierungsmethode effizient gelöst werden kann. In diesem Kapitel soll ein grober Überblick über die Formulierung der Optimierungsprobleme für die Erstellung der Szenarien gegeben werden. Dabei werden die wichtigsten Grundzüge der Formulierung des linearen Optimierungsproblems dargestellt.

20.1 Lineare Gleichungen und Ungleichungen des Optimierungsproblems

Exemplarisch werden dazu lineare Gleichungen und Ungleichungen des Optimierungsproblems in einer etwas leichter lesbaren (besser verständlichen) Form dargestellt, als in den Gleichungen 14.1 und 14.2 auf Seite 207. Die Auswahl der Gleichungen soll dabei einen weitgehenden Überblick über die Struktur der Restriktionen und der Zielfunktion des Optimierungsproblems gewähren.

20.1.1 Die Zielfunktion

Das Ziel der Optimierung für die Szenarien ist, bei den jeweils vorgegebenen Nebenbedingungen das Stromversorgungssystem mit den niedrigsten Stromversorgungskosten zu finden. Die Zielfunktion Z der Optimierung ist demnach die Minimierung der *Gesamtkosten* K_{Ges} . Die *Gesamtkosten* setzen sich wiederum aus den *verallgemeinerten Investitionskosten*¹ K_{Inv} und den *tatsächlich betriebsabhängigen Kosten* K_{Bet} zusammen. Die *verallgemeinerten Investitionskosten* beziehen die annuitätischen Kosten der Anfangsinvestition ein, sowie alle Kosten, die während der Lebensdauer der jeweiligen Anlage für die Gewährleistung der Betriebsbereitschaft, für Wartung und Instandhaltung – unabhängig vom tatsächlichen Betrieb der Anlage – anfallen. Dagegen sind die *tatsächlich betriebsabhängigen Kosten* nur die Kosten, die direkt durch den Betrieb der Anlage hervorgerufen werden, also z.B. Kosten für Brennstoffe und andere Betriebsmittel oder für zurechenbaren Anlagenverschleiß ... und können auch externe Kosten beinhalten. Diese Kosten sind abhängig von der Betriebsweise zu jedem Zeitpunkt t , der für einen Zeitschritt der Schritt–Weite ZSW steht. Die *Gesamtkosten* sind also die Summe über alle Kostenarten aller (NA) Anlagen des Stromversorgungssystems.

$$Z := \min \{K_{Ges}\} = \min \left\{ \sum_{n=1}^{NA} \left(K_{Inv}^n + ZSW \sum_{t=t_0}^T K_{Bet}^{n,t} \right) \right\} \quad (20.1)$$

Ohne weitere Faktoren und über ein Jahr aufsummiert repräsentiert K_{Ges} die jährlichen Gesamtkosten, die das Stromversorgungssystem verursacht. Voraussetzung dafür ist natürlich, daß (Endzeitpunkt) T , t_0 und ZSW entsprechend gewählt sind.

¹ Zu den verallgemeinerten Investitionskosten siehe auch Abschnitt 20.1.2.

20.1.2 Die verallgemeinerten Investitionskosten

Zur Bestimmung der verallgemeinerten Investitionskosten K_{Inv}^n der n -ten "Erzeugungseinheit" wird die tatsächlich installierte Leistung P_{KWT}^n über

$$K_{Inv}^n = P_{KWT}^n \times (IK_{KWT} \times AF_{KWT} + NAK_{KWT}^n) \quad (20.2)$$

jeder Stromerzeugungstechnik an jedem Standort (Summenstandort) in jeder Region mit den leistungsspezifischen Kosten multipliziert. Die *kraftwerkstypen- und leistungs-spezifischen Investitionskosten* IK_{KWT} werden dabei mit einem ebenfalls *kraftwerkstypen-spezifischen Annuitätsfaktor*² AF multipliziert, der außer der annuitätischen Berücksichtigung der Anfangsinvestition, wie oben erwähnt, auch alle anderen unabhängig vom tatsächlichen Betrieb anfallenden Kosten mitberücksichtigt. Dazu werden standortspezifische Netzanbindungskosten NAK_{KWT}^n addiert. Diese Summe ergibt die leistungsspezifischen Kosten, die mit der tatsächlich installierten Leistung P_{KWT}^n multipliziert die verallgemeinerten annuitätischen Investitionskosten K_{Inv}^n ergeben. Die eigentliche Optimierungsvariable ist die installierte Leistung. Die spezifischen Investitionskosten (geklammerter Ausdruck³) sind Konstanten der Zielfunktion der linearen Optimierung (vgl. p_i in Gl. 14.1 auf Seite 206).

20.1.3 Die Lastdeckungsbedingung

Eine zentrale Nebenbedingung für die Kraftwerks-Einsatzplanung ist die Erfüllung der Lastdeckungsbedingung. Sie muß bei jedem Zeitschritt t eingehalten werden und wird für jede der 19 Regionen – in die das Szenariogebiet untergliedert wurde – getrennt formuliert. Sie besagt nichts weiter, als daß der Stromverbrauch – oder die *Last* L – immer gleich der Summe der regionalen *Stromerzeugung* SE aus den N regional verfügbaren Kraftwerkstypen KWT (Summenstandorte der Windkraftwerke, Biomasse ...) und des Stromimports SI abzüglich des Stromexports SX aus der Region sein muß. Außerdem läßt die – für die Szenarien gewählte – Formulierung noch die Erzeugung von *Überschüssen* US zu, die geringfügig vergütet werden, und ist mathematisch so formuliert, daß auch darüber hinausgehende Erzeugung toleriert wird⁴, was in einem realen System

² Der Annuitätsfaktor (AF) berechnet sich aus dem realen jährlichen Zinssatz (z) der kalkulatorischen Lebensdauer (kLD) in Jahren und einem zusätzlichen jährlichen Kostenfaktor (zKF) relativ zur Gesamtinvestition – beispielsweise durch Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung – nach

$$AF = \frac{z}{1 - (1 + z)^{-kLD}} + zKF$$

³ In allen folgenden Gleichungen dieses Kapitels, die sich auf die Formulierung des Optimierungsproblems beziehen, sind die Konstanten der Zielfunktion oder der Restriktionsmatrix in Klammern zusammengefaßt (vgl. p_i in Gl. 14.1 und $a_{i,j}$ in Gl. 14.2 auf Seite 207).

⁴ Wenn die Erzeugung von Überschüssen zugelassen ist, erübrigt sich eigentlich das \leq Zeichen in Gleichung 20.3, da auch im Falle der lokalen Überproduktion (also wenn beispielsweise die Erzeugung aus den zeitlich dargebotsabhängigen Kraftwerken den Bedarf inklusive der Fortleitungskapazitäten überschreitet und wenn US keinen Beschränkungen nach oben unterliegt) die Gleichung immer aufgeht. US darf natürlich nicht kleiner als 0 werden, da das einer Stromerzeugung ohne realen physikalischen Hintergrund entspräche ($0 \leq US \leq \infty$).

durch Abregelung von Kraftwerken realisiert würde, da hier Verbrauch und Erzeugung physikalisch immer gleich sein müssen.

$$L(t) \leq SI(t) - SX(t) - US(t) + \sum_{n=1}^{N_{KWT}} SE_{KWT}^n(t) \quad (20.3)$$

Die Erzeugung der einzelnen Kraftwerke kann, wie bei Pumpspeicherkraftwerken im Pumpbetrieb, auch negativ sein.

20.1.4 Gleichungen für dargebotsabhängige Erzeugungstechniken ohne Speichermöglichkeit

Die in den Szenarien dieser Arbeit eingebundenen, dargebotsabhängigen Erzeugungstechniken ohne Speichermöglichkeit sind Photovoltaik, Windenergie und Fallwindkraftwerke. Ihre mathematische Abbildung für die lineare Optimierung ist relativ einfach, läßt sich also mit relativ wenigen Gleichungen erreichen.

Die maximal installierbare Leistung $P_{KWT}^{n, max}$ wird für jede Stromerzeugungstechnik an jedem n -ten Standort (Summenstandort) jeder Region als Obergrenze der Leistung P_{KWT}^n definiert ($P_{KWT}^n \leq P_{KWT}^{n, max}$). Bis zu dieser Größe kann die Leistung bei der Kraftwerkseinsatzplanung ausgewählt werden.

Zur Bestimmung der Momentanleistung $PM_{KWT}^n(t)$ aus den dargebotsabhängigen Kraftwerken wird die Nennleistung für jeden Zeitpunkt (t) mit dem leistungsspezifischen Dargebot $pm_{KWT}^n(t)$ und der durchschnittlichen Anlagen-Verfügbarkeit (AV) verknüpft.

$$PM_{KWT}^n(t) \leq P_{KWT}^n \times (pm_{KWT}^n(t) \times AV_{KWT}) \quad (20.4)$$

Der geklammerte Ausdruck entspricht einem Koeffizienten a_{ij} der Restriktionsmatrix⁵ 14.2 auf Seite 207.

20.1.5 Gleichungen zur Festlegung von Erzeugungsob- und untergrenzen

Bei einzelnen Erzeugungstechniken wird in manchen Szenarien gefordert, daß ihr Beitrag einen bestimmten Anteil des Jahresverbrauchs nicht überschreitet (z.B. bei fossil gefeuerten Kraftwerken in einzelnen Szenarien), oder daß ein vorhandenes Potential nur zu einem bestimmten Anteil

⁵ Sowohl $PM_{KWT}^n(t)$ als auch P_{KWT}^n sind Optimierungsvariablen der gleichen Nebenbedingung. Man muß sich die Gleichung dementsprechend umgestellt vorstellen, um sie in die Form der Matrix 14.2 auf Seite 207 zu bringen. Die Struktur, die sich durch die Kopplung der installierten Leistung und der Momentanleistungen zu allen Zeitpunkten des Optimierungsintervalls ergibt, entspricht den "schwierigen" Matrixbereichen mit einer typischen Struktur verkoppelnder Nebenbedingungen, wie sie auf Seite 216 im Zusammenhang mit Abbildung 14.1 c.) auf Seite 216 beschrieben sind.

ausgebeutet werden darf (z.B. bei geothermischen Kraftwerken in einzelnen Szenarien), oder daß die maximal vorgesehene Menge eines Potentials, das keiner kurzfristigen Dargebotsabhängigkeit unterliegt, langfristig eingehalten werden muß (z.B. Biomasse). Dazu muß die Jahreserzeugung mathematisch erfasst werden.

Zur Bestimmung der Jahreserzeugung JE_{KWT}^n aus einem bestimmten Kraftwerkstyp muß die Momentanleistung $PM_{KWT}^n(t)$ über den gesamten Zeitraum (also ein Jahr) integriert werden.

$$JE_{KWT}^n = \sum_{t=t_0}^T (ZSW) \times PM_{KWT}^n(t) \quad (20.5)$$

Entsprechende Summen können für einzelne Kraftwerkstypen in einzelnen Regionen, oder über alle Regionen oder auch für die Erzeugung aller Kraftwerkstypen innerhalb einer Region usw. gebildet werden. Durch Festlegen der Ober- oder Untergrenzen der Jahreserzeugung können dann Maxima und Minima der Erzeugung bestimmt werden, die bei der Kraftwerkeinsatzplanung berücksichtigt werden müssen.

Zur Festlegung der Grenzen der Jahreserzeugung wird die Jahreserzeugung z.B. in einer Nebenbedingung mit dem regionalen Verbrauch in Beziehung gesetzt. So kann in den Szenarien, in denen ein Mindestanteil (*MIA*) der Stromversorgung aus regionalen Quellen gefordert ist, dieser Anteil durch folgende Gleichung bestimmt werden.

$$JE_{Region} \geq (MIA \times ZSW) \times \sum_{t=t_0}^T L_{Region}(t) \quad (20.6)$$

Diese Art der Formulierung ist z.B. in den "Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung" zur Anwendung gekommen (s. Kap. 15.2.4.2 ab S. 269). Zur Festlegung eines maximalen Deckungsanteils (*MXA*) aus der Erzeugung bestimmter Kraftwerkstypen im gesamten Szenariogebiet wird in ähnlicher Weise, entsprechend nachfolgender Gleichung, verfahren.

$$JE_{KWT} \leq (MXA \times ZSW) \times \sum_{t=t_0}^T L(t) \quad (20.7)$$

Diese Formulierung findet beispielsweise bei der Erstellung von "Szenarien mit verschiedenen Anteilen fossiler Stromerzeugungsoptionen" Anwendung (s. Kap. 15.2.2 ab S. 241).

20.1.6 Gleichungen zur Bestimmung von Betriebskosten

Um die direkt dem Betrieb von Kraftwerken zurechenbaren Kosten $K_{Bet}^n(t)$ zu ermitteln, werden diese Kosten, wie für die lineare Optimierung nötig, in linearisierter Form, also entsprechend den Ausführungen in Kapitel 14.1.1, verwendet⁶. So ergeben sich Gleichungen von folgendem Typ.

$$K_{Bet,KWT}^n(t) = (k_{Bet,KWT}^n) \times PM_{KWT}^n(t) \quad (20.8)$$

⁶ Zur den linearisierten Betriebskosten s.a. Fußnote 33 und den dazugehörigen Text auf Seite 207.

Hier wird die Momentanleistung $PM_{KWT}^n(t)$ mit den konstanten leistungsspezifischen, direkt dem Betrieb zurechenbaren erzeugungsspezifischen Kosten $k_{Bet,KWT}^n$ multipliziert, um die gesuchten Betriebskosten zu ermitteln.

20.1.7 Gleichungen für Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke können sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger genutzt werden. Dieses Verhalten wird durch zwei Gleichungen der Form von Gleichung 20.4 ausgedrückt, wobei die eine die Leistungsabgabe ans Netz beim Turbinieren $PM_{PSKW_{Tu}}$ und die andere die Leistungsaufnahme aus dem Netz beim Pumpen $PM_{PSKW_{Pu}}$ beschreibt. Dabei muß allerdings kein leistungsspezifisches Dargebot berücksichtigt werden⁷.

In der Bilanzgleichung des Speichers 20.9 wird der Pump- und der Turbinierungswirkungsgrad, η_{Pu} und η_{Tu} , berücksichtigt. Die Bilanzgleichung beschreibt den Speicherfüllstand SF zum Zeitpunkt t abhängig vom Speicherfüllstand zum Zeitpunkt $(t - 1)$ des vorangegangenen Zeitschritts.

$$SF_{PSKW}^n(t) = SF_{PSKW}^n(t - 1) + (\eta_{Pu}) \times PM_{PSKW_{Pu}}^n(t) - \left(\frac{1}{\eta_{Tu}} \right) \times PM_{PSKW_{Tu}}^n(t) \quad (20.9)$$

Bei der Bilanzierung darf der maximale Füllstand $\max\{SF_{PSKW}^n\}$ des Speichers nie überschritten werden und am Ende der Optimierungsperiode muß der ursprüngliche Speicherzustand wieder erreicht werden, also

$$SF_{PSKW}^n(t_0) = SF_{PSKW}^n(T + 1) \quad (20.10)$$

da sonst mathematisch eine erste Speicherfüllung ohne physikalischen Hintergrund möglich wäre⁸.

Die Momentanleistung des Speichers wird, wie bei allen Kraftwerkstypen, deren Erzeugung nicht vom momentanen Dargebot abhängt, durch die installierte Leistung begrenzt. Im Falle der Pumpspeicherkraftwerke sind dabei sowohl die momentane Pumpleistung $PM_{PSKW_{Pu}}$, als auch die Leistung beim Turbinieren $PM_{PSKW_{Tu}}$ in jeweils einer Gleichung des nachfolgenden Typs durch die installierten Leistungen $P_{PSKW_{Pu}}$ und $P_{PSKW_{Tu}}$ zu beschränken.

$$PM_{PSKW_{Pu}}^n(t) \leq P_{PSKW_{Pu}}^n \quad (20.11)$$

⁷ Der Term für das leistungsspezifische Dargebot wird also gleich 1.

⁸ Eine andere Methode, eine unphysikalische Speicherfüllung zu vermeiden, wäre die Anfangsfüllung auf 0 zu setzen, was aber deren Optimierung verhindern würde. Bei Pumpspeicherkraftwerken mit relativ kleinen leistungsbezogenen Speichervolumina wäre das evtl. kein großer Nachteil, für Wasserkraftwerke mit großen Speichervolumina, die sehr ähnlich beschrieben werden können, könnte aber die Anfangsfüllung durchaus einen wesentlichen Einfluß auf die Zielfunktion haben.

Eine Bevorzugung eines gefüllten Speichers kann durch die Zuordnung *marginaler Gutschriften* mGS bei den Betriebskosten in Form von *negativen Betriebskosten* nK_{Bet}^n folgendermaßen erreicht werden.

$$nK_{Bet,PSKW}^n(t) = SF_{PSKW}^n(t) \times (-mGS) \quad (20.12)$$

Diese Gutschrift wird in die Zielfunktion aufgenommen (vgl. Gleichung 20.1 auf Seite 397) und bewirkt, für den Fall, daß es mehrere gleich gute Strategien zur Speicherbewirtschaftung gibt, diejenige mit den volleren Speichern bevorzugt wird. Wenn der Faktor mGS klein genug gewählt wird, hat diese Vorgehensweise praktisch keinen Einfluß auf die Gesamtkosten. Außer bei den Pumpspeicherkraftwerken wurde das Verfahren für die Szenarien auch bei den Speicherwasserkraftwerken und für den Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken angewandt.

20.1.8 Gleichungen für Wasserkraftwerke

Die Wasserkraftwerke (WKW) werden sehr ähnlich behandelt wie die Pumpspeicherkraftwerke. Das gilt sowohl für alte und neue Speicherkraftwerke, als auch für alte und neue Laufwasserkraftwerke.

Die Speicherbewirtschaftung bei den Speicherkraftwerken (S-WKW) und für den Schwellbetrieb bei Laufwasserkraftwerken (L-WKW) erfolgt weitgehend analog zu den Gleichungen 20.9 und 20.10. Allerdings wird die Pumpleistung $PM_{PSKW_{Pu}}^n(t)$ durch den momentanen natürlichen Leistungszufluß $(LZ_{L-WKW}^n(t) \times P_{L-WKW}^n)$ ersetzt. Auf die verschiedenen Wirkungsgrade kann verzichtet werden, da gleich die Zeitreihe der Nettobeträge des Leistungszuflusses verwendet wird (ähnlich wie in Gl. 20.4 auf Seite 399).

Bei Laufwasserkraftwerken wird vorausgesetzt, daß nur ein *maximaler Anteil des Zuflusses* MAZ zeitweilig zurückgehalten werden und später zur Produktion beitragen kann. Dies kann in eigenen Nebenbedingungen für die Momentan-Leistung (MP) folgendermaßen festgelegt werden.

$$MP_{L-WKW}^n(t) > (LZ_{L-WKW}^n(t) \times (1 - MAZ)) \times P_{L-WKW}^n \quad (20.13)$$

$$MP_{L-WKW}^n(t) < (LZ_{L-WKW}^n(t) \times (1 + MAZ)) \times P_{L-WKW}^n \quad (20.14)$$

Der Neubau von Wasserkraftwerken bringt einige weitere Nebenbedingungen mit sich. Wenn die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung den optimalen Zubau von Wasserkraftwerken bestimmen soll (vgl. Kap. 15.2.7), dann können die maximale Speicherkapazität und die maximale Kraftwerksleistung nicht getrennt optimiert werden, da dies zu unrealistischen Resultaten führen könnte. Ein einfacher Ansatz, der in den Szenarien gewählt wurde, ist, das Verhältnis von Speichergröße und Kraftwerksleistung P/SG über

$$P_{WKW}^n = SG_{WKW}^n \times (P/SG) \quad (20.15)$$

beispielsweise auf den – beim jeweiligen Kraftwerkstyp in der jeweiligen Region – heute üblichen Wert festzulegen.

Wenn auch dieses Verhältnis in gewissen Grenzen variabel sein soll⁹, oder ein Leistungszubau an bestehenden Wasserkraftwerken zur Option gestellt werden soll, dann kann eine zusätzliche Nennleistung PZ über eine Nebenbedingung des Typs

$$P_{WKW}^n \geq PZ_{WKW}^n \times (P/PZ) \quad (20.16)$$

mit der Leistung verknüpft werden¹⁰

20.1.9 Gleichungen für geothermische Kraftwerke

Bei der Nutzung der geothermischen Energie ist in den Szenarien eine Obergrenze der jährlichen Wärmeentnahme aus dem Tiefengestein vorgesehen. Zur Einhaltung dieser Obergrenzen, die für jeden Summenstandort Geothermie, orientiert am jeweiligen Wärme fluß (vgl. Tab. 8.2 auf Seite 123), eigens festgelegt wurden, wird etwa so vorgegangen, wie es in Abschnitt 20.1.5 beschrieben ist.

Die Zuordnung von Investitionskosten zur Leistung gestaltet sich bei den geothermischen Kraftwerken etwas aufwendiger als bei den meisten anderen Kraftwerken. Die Formulierung ist ähnlich wie bei bestehenden Wasserkraftwerken, bei denen ein Leistungszubau zur Auswahl gestellt wird, oder wie beim Neubau von Wasserkraftwerken, wenn auch das Verhältnis von installierter Leistung und Zufluß in gewissen Grenzen mit optimiert werden soll. Bei geothermischen Kraftwerken wird in den Szenarien eine Standardauslegung für Bohrungen und Kraftwerk gewählt, die durch den Zubau zusätzlicher Kraftwerksleistung ergänzt werden kann. Damit wird der in Kapitel 8.1 auf Seite 115 erwähnte Ansatz verfolgt. Danach bestimmt die Leistung bei Standardauslegung – also die *Leistung ohne Zusatzleistung* P_{oPZ} – die Wärmemenge, die dem Bohrloch maximal pro Tag entnommen werden kann. Dazu wird eine Obergrenze der Relation zwischen *maximaler zusätzlicher Erzeugung*¹¹ ZE_{max} und der Leistung ohne Zusatzleistung ZE_{max}/P_{oPZ} festgelegt.

$$ZE_{max}^n \leq P_{oPZ}^n \times (ZE_{max}/P_{oPZ}) \quad (20.17)$$

⁹ Bei Laufwasserkraftwerken wurde die Option der Leistungsoptimierung nur für das "Szenario mit Neubauoption für ein Wasserkraftwerk bei Inga am Kongo" verwendet (s. ab S. 316).

¹⁰ Diese Darstellung ist etwas vereinfacht, was sich daran erkennen läßt, daß die Gleichungen 20.13 und 20.14 für Laufwasserkraftwerke nur eine Variation der Leistungsabgabe um P_{WKW}^n erlauben, was den Zubau von Leistung unwirtschaftlich machen könnte, da so nur in Zeiten mit relativ hohem Zufluß die erhöhte Leistung ausgeschöpft werden kann. Eine vollständige Beschreibung muß Zulauf und Kraftwerksleistung getrennt erfassen sowie die Variabilität der Momentanleistung auf etwas komplexere Weise mit dem Zulauf der Kraftwerksleistung koppeln. Genauso wie für die Laufwasserkraftwerke muß auch für die Speicherwasserkraftwerke das Gleichungssystem der Nebenbedingungen etwas aufwendiger gestaltet werden, als dies hier dargestellt ist.

¹¹ Der Begriff "zusätzlich" bezieht sich dabei darauf, daß dem Bohrloch mehr Wärme entnommen werden kann, als bei Standardauslegung auf Grund der Leistungsgrenzen des Kraftwerks möglich wäre.

Die ZE_{max} wird dabei so festgelegt, daß sie einer durchschnittlichen zusätzlichen Erzeugungsleistung entspricht. So kann sie als stetiger virtueller Leistungszufluß interpretiert werden, der innerhalb der Leistungsgrenzen beliebig innerhalb eines Tages einsetzbar ist. Dieser virtuelle Zufluß kann in einer Art virtuellem Speicher gehandelt werden, ähnlich wie bei den realen Speichern von Wasserkraftwerken oder Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Gl. 20.9). Dabei wird der Speicherinhalt einmal am Tag auf 0 gesetzt,

$$\nu SF_{GTh}^n(t) \times (f(t)) = 0 \quad \text{mit} \quad f(t) = \begin{cases} 1 & \text{einmal am Tag} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (20.18)$$

damit gewährleistet ist, daß die zusätzliche Produktion nicht auf einen anderen Tag, oder eine andere Periode verschoben wird¹².

20.1.10 Gleichungen für Biomasseverstromung und Wärmeerzeugung

Bei der Biomasse wird davon ausgegangen, daß sie so eingesetzt wird, daß die Abwärme des Kraftwerksprozesses auch als Heizwärme in der Nahwärmeversorgung und zu anderen Zwecken verwandt werden kann, was über eine Gutschrift – also mit einem negativen Betriebskostenanteil in einer Gleichung des Typs 20.8 auf Seite 400 ($k_{Bet,KWT}^n < 0$) – in die Zielfunktion eingeht. Dadurch müssen über die Begrenzung der Stromproduktion durch Kraftwerksleistung und nutzbares Biomassepotential¹³ hinaus noch weitere Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

Dazu gehört die Bewirtschaftung des Tageswärmespeichers. Die Nutzung als Tageswärmespeicher wird dabei wieder ähnlich geregelt wie in Gleichung 20.18 für die Geothermie angedeutet. Die Speichergröße ist für alle Biomassekraftwerke über ein festes Verhältnis an die Kraftwerksleistung gekoppelt. Der Wärmebedarf $WB^n(t)$, der durch die Biomassekraftwerke gedeckt werden kann, ist über

$$WB^n(t) = P_{BM_{el}} \times \left(\frac{\eta_{BM_{ges}} - \eta_{BM_{el}}}{\eta_{BM_{el}}} \times wb^n(t) \right) \quad (20.19)$$

vorgegeben. Die Idee, die durch diese Formulierung umgesetzt wird, besteht in der Annahme, daß die Biomasse dort eingesetzt wird, wo auch ein entsprechender Wärmebedarf vorhanden ist. Das bedeutet in dieser Formulierung, daß der Wärmebedarf bei den Biomassekraftwerken als zeitlich veränderliche Größe proportional zur installierten Leistung verhält. Die Proportionalität wird durch den *relativen leistungsspezifischen Wärmebedarf* $wb^n(t)$ ausgedrückt¹⁴, wobei der zeitliche Verlauf für jede Region – klimatisch bedingt – eine andere Charakteristik aufweist¹⁵. Aus dem *Gesamtwirkungsgrad* $\eta_{BM_{ges}}$ und dem *elektrischen Wirkungsgrad* $\eta_{BM_{el}}$ errechnet sich in Gleichung

¹² Die zeitintegralen Erzeugungsgrenzen wären dann zwar noch eingehalten, aber die zusätzliche Erzeugung ist so gedacht, daß sie über eine kurzfristige Wärmeentnahme realisiert wird, die die Nachlieferung des heißen Tiefengesteins nicht über längere Zeiträume aufrecht erhalten kann. Der Fluß muß sich also regenerieren können.

¹³ Die Leistungsbegrenzung erfolgt analog zu Gleichung 20.4 auf Seite 399 und die Potentialbegrenzung analog zu den Ausführungen in Abschnitt 20.1.5.

¹⁴ Der *relative leistungsspezifische Wärmebedarf* $wb^n(t)$ entspricht dem Quotienten $\frac{WGL}{WE_{max}}$ in Gleichung 18.20 auf Seite 369 in Kapitel 18.3.

¹⁵ Der Verlauf des Wärmebedarfs wird in Kapitel 6 näher beschrieben.

20.19 das maximal mögliche Verhältnis zwischen Kraftwerksleistung und Leistung der Nutzwärmeabgabe¹⁶.

Die Wärmeproduktion ("Wärmeerzeugung" WE), die zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden kann, ergibt sich dann zu:

$$WE^n(t) = PM_{BM_{el}}(t) \times \left(\frac{\eta_{BM_{ges}} - \eta_{BM_{el}}}{\eta_{BM_{el}}} \times wb^n(t) \right) \quad (20.20)$$

Die Wärmeerzeugung kann über einen Tageswärmespeicher zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden, wozu eine Bilanzierung des Speicherinhalts, ähnlich wie in Gleichung 20.9 auf Seite 401 vorgenommen werden muß. Dabei ersetzt die Wärmeerzeugung aus der Biomasseverstromung die Speicherfüllung durch die Pumparbeit bei den Pumpspeicherkraftwerken. Gleichungen vom Typ 20.18 sorgen wieder dafür, daß der Speicher auch nur als Tageswärmespeicher eingesetzt wird. Überschüssige Wärmeproduktion kann durch Einführung einer zusätzlichen Variablen (ähnlich $US(t)$ in Gl. 20.3 auf Seite 399) ermöglicht werden, damit die Wärmenutzung ("Wärmeabgabe" WA) und die Wärmeproduktion entkoppelt werden können.

Wenn ein *Mindest-Anteil* (MA) des Wärmebedarfs zwingend durch die Biomasseverstromung gedeckt werden soll, also eine Untergrenze der Wärmeabgabe aus der Biomasseverstromung erzwungen werden soll, dann kann dies durch folgende Formulierung erreicht werden.

$$WA^n(t) \geq WB^n(t) \times (MA) \quad (20.21)$$

Diese Gleichung erzwingt dann über Gleichung 20.19 auch eine Mindest-Stromproduktion aus Biomasse, die aber durch den Tageswärmespeicher zeitlich vom Wärmebedarf entkoppelbar ist. Dadurch wird eine möglichst große Freiheit beim Einsatz der Biomasseverstromung zu Backupzwecken erreicht. Die Wärmeabgabe WA speist sich aus der Wärmeerzeugung WE , ist von ihr zeitlich durch den Speichereinsatz entkoppelbar und wird ähnlich abgebildet, wie das Wärmemanagement bei solarthermischen Kraftwerken (s.u.).

20.1.11 Gleichungen für solarthermische Kraftwerke

Die solarthermischen Kraftwerke, die in dieser Arbeit berücksichtigt werden, bestehen aus drei Hauptkomponenten: Dem eigentlichen Kraftwerksteil, dem Solarfeld und optional auch einem Wärmespeicher. Bei der Auslegung des Kraftwerks kann das Optimum der Größe dieser drei Komponenten, je nach Erfordernissen des Stromversorgungssystems, sehr unterschiedlich ausfallen. Wenn mehr Strom zur Mittagszeit gebraucht wird und die Backupfähigkeit, die die Speicher mit sich bringen, weniger wichtig ist, würde beispielsweise der Speicherteil kleiner gewählt und der Kraftwerksteil eher so ausgelegt werden, daß er die mittags anfallende Wärmeproduktion weitgehend nutzen kann. Die Obergrenze der Größe des Solarfeldes wird – in der jeweiligen Region – durch die maximal zu dessen Installation zur Auswahl gestellten Fläche bestimmt

¹⁶ Die Wirkungsgrade werden dabei über alle Leistungsbereiche als konstant angenommen, was ein Zugeständnis an die lineare Optimierung ist (vgl. Kap. 14).

(vgl. Kap. 4.3.1.3 ab S. 39, s.a. Tab. 4.4 auf Seite 40). Mathematisch erfolgt die Begrenzung der Fläche analog zur Begrenzung der Leistung dargebotsabhängiger Erzeugungstechniken ohne Speichermöglichkeit (vgl. Abs. 20.1.4 ab S. 399). Die Kopplung der momentanen Wärmeabgabe wird analog zu Gleichung 20.4 formuliert.

Die Größe der thermischen Speicher und des Kraftwerksteils ist nicht restringiert, fließt aber mit ihrem Kostenbeitrag in die Zielfunktion ein und wird so rein ökonomisch begrenzt.

Zur Aufteilung der Wärmeleistung aus dem Solarfeld ($WP_{SF}(t)$) bestehen nun mehrere Möglichkeiten. Sie kann entweder vollständig in den Kraftwerksteil fließen ($WP_{SF \Rightarrow KW}(t)$), vollständig in den Speicher ($WP_{SF \Rightarrow SP}(t)$), auf beide aufgeteilt oder als Überschuwärmeleistung ($WP_{US}(t)$) abgeführt¹⁷ werden. Diese Aufteilung wird mit Gleichungen des folgenden Typs formuliert.

$$WP_{SF}(t) = WP_{SF \Rightarrow KW}(t) + WP_{SF \Rightarrow SP}(t) + WP_{US}(t) \quad (20.22)$$

Die Bewirtschaftung des thermischen Speichers unterscheidet sich von der anderer Speicher aufgrund zweier Verlustterme. Ein Verlustterm beschreibt die zeitunabhängigen Verluste, die bei jedem Speichervorgang auftreten. Sie können analog zu den Verlusten eines Pumpspeicherkraftwerks, also analog zu Gleichung 20.9 auf Seite 401 über einen Speicherwirkungsgrad erfasst werden. Der zweite Verlustterm ergibt sich durch zeitabhängige thermische Wärmeverluste ($WV_{SP}(t)$) proportional zum Wärmehalt im Speicher ($WI_{SP}(t)$) und einem Wärmeverlustkoeffizient (wv)¹⁸.

$$WV_{SP}(t) = (wv) \times WI_{SP}(t) \quad (20.23)$$

Abgesehen vom zeitlichen Verlustterm erfolgt die Speicherabbildung mit Zufluß vom Solarfeld und Abfluß zum Kraftwerksteil analog zur mathematischen Abbildung anderer Speicher, wie beispielsweise der Pumpspeicher (vgl. Gl. 20.9 auf Seite 401).

20.1.12 Gleichungen für dargebotsunabhängige Kraftwerke

Unter dargebotsunabhängigen Kraftwerken werden hier Kraftwerke verstanden, deren Betrieb weitgehend unabhängig von den meteorologischen Verhältnissen innerhalb der jeweiligen Region sind. Für einzelne Szenarien sind das fossil befeuerte Kraftwerke sowie Fusionskraftwerke und Brennstoffzellen. Sie sind nach den Vereinfachungen, die in den "Vorbemerkungen zur Kraftwerkseinsatzplanung" beschrieben sind (s. Kap. 14.1 ab S. 194), sehr einfach abzubilden. Die Leistungsbegrenzung erfolgt analog zu Gleichung 20.4 auf Seite 399 allerdings, ohne daß das leistungsspezifische Dargebot berücksichtigt werden müßte¹⁹. Die Leistung kann also bis zur gesamten installierten

¹⁷ In einem realen System könnte natürlich auch ein Teil der Spiegelninnen zeitweilig aus der Produktion genommen werden. Für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung spielt die technische Realisierung des Produktionsverzichts aber keine Rolle.

¹⁸ Der Wirkungsgrad des eigentlichen Speichervorgangs wurde für die Szenarien mit etwas weniger als 93% angesetzt und der Wärmeverlustkoeffizient mit 3%/d, sodaß der Gesamtwirkungsgrad nach einem Tag bei 90% liegt (vgl. Kapitel 4.3.1 auf Seite 29 ff. und Kapitel 4.3.1.4). Die zeitabhängigen Verluste wurden anhand der Berechnungen in [Czi93] abgeschätzt und konservativ mit deutlichen Zuschlägen berücksichtigt.

¹⁹ Der Term für das leistungsspezifische Dargebot wird also gleich 1.

Leistung von der Kraftwerks–Einsatz–Planung – in den durch die implizite Kraftwerks–Auswahl–Planung festgelegten Grenzen – frei gewählt werden. Allerdings fallen durch die Erzeugung direkt anrechenbare Betriebskosten an, die entsprechend Gleichung 20.8 auf Seite 400 in die Zielfunktion einfließen (vgl. Gl. 20.1).

20.1.13 Gleichungen für das HGÜ–Transportsystem

Für den Stromtransport mittels Hochspannungs–Gleichstrom–Übertragung wurden Einspeiseknoten definiert, an denen durch die Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung Umrichter vorgesehen werden können. Entsprechend der skizzierten Leitungstrassen in Abbildung 21.1 auf Seite 409 kann die Optimierung auch über den Ausbau der Leitungssysteme entscheiden. Die Investitionskosten für die Umrichter werden proportional zur ausgewählten Leistung angenommen, bei den Leitungen werden die Kosten zusätzlich proportional zur jeweiligen Seekabel– und Freileitungslänge $Dist_{SK}^{n \Rightarrow m}$ und $Dist_{FL}^{n \Rightarrow m}$ für die Verbindung zwischen einer Region n und einer Region m erfaßt. Die annuitätischen Leitungskosten $KL_{Inv}^{n \Rightarrow m}$ ergeben sich nach

$$KL_{Inv}^{n \Rightarrow m} = P_L^{n \Rightarrow m} \times (IK_{SK} \times AF_{SK} \times Dist_{SK}^{n \Rightarrow m} + IK_{FL} \times AF_{FL} \times Dist_{FL}^{n \Rightarrow m}) \quad (20.24)$$

proportional zur installierten Übertragungsleistung der Leitung $P_L^{n \Rightarrow m}$ und den leistungs– und längenspezifischen Investitionskosten (IK) der Leitungen und Kabel sowie deren Länge, gewichtet mit einem Annuitätsfaktor²⁰ (AF). Dieser Term trägt, ebenso wie die Investitionskosten der Umrichter, durch die Auswahlentscheidung der Optimierung direkt zur Zielfunktion bei.

Die Verluste der Umrichterstationen werden durch einen Term proportional zur installierten Leistung beschrieben, der die Stillstandsverluste repräsentiert und zu jedem Zeitpunkt anfällt²¹. Ein zweiter Term der Umrichterverluste (PM_{UV}^n) ist proportional zur momentanen Umrichterleistung (PM_U^n) mit einem konstanten Verlustfaktor (VF) angesetzt²².

$$PM_{UV}^n(t) = PM_U^n(t) \times (VF) \quad (20.25)$$

Dieser leistungsabhängige Verlust und die Stillstandsverluste gehen als gesonderter Term in die Lastdeckungsbedingung des regionalen Lastknotens ein (vgl. Gl. 20.3 auf Seite 399).

²⁰ Zum Annuitätsfaktor siehe Fußnote 2 auf Seite 398.

²¹ Wie in Kapitel 13.2 auf Seite 186 beschrieben, werden die Stillstandsverluste konservativ mit konstant 1 % der installierten Umrichterleistung angesetzt.

²² Wie in Kapitel 13.2 auf Seite 186 angedeutet, setzt sich der leistungsabhängige Teil des Umrichterverlusts aus den Verlusten verschiedener Bauteile zusammen, die jeweils andere Charakteristika aufweisen [CFMS94]. Die Thyristorventile weisen über den größten Teil des Leistungsbereichs einen konstanten linearen Anstieg der Verluste auf. Die Transformatoren weisen abgesehen von den Magnetisierungsverlusten, die für die Stillstandsverluste verantwortlich sind, einen ohmschen Verlustanteil auf, der eine quadratische Leistungsabhängigkeit mit sich bringt. Diese beiden Komponenten verursachen den größten Teil der Verluste, die bei Volllast etwa gleich hoch sind. Kleinere Verluste fallen noch bei den Filtern auf der Wechselstrom– und der Gleichstromseite mit einer linearen und einer quadratischen Leistungsabhängigkeit an und sehr kleine Verluste weisen die übrigen Aggregate, wie Kühlaggregate u.a. auf. Diese Verluste werden linearisiert und konservativ in jedem Leistungsbereich mit dem Höchstwert bei Volllast von 5 % je Umrichter angesetzt.

Die Verluste auf den Leitungs- und Kabeltrassen ($PM_{LV}^{n \Rightarrow m}$) zwischen zwei Regionen werden – für die lineare Optimierung – ebenfalls in linearisierter Form abgebildet. Zur Bestimmung des Verlustfaktors der jeweiligen Leitungstrasse ($VF_L^{n \Rightarrow m}$) wird dazu von 2/3 der Verluste bei Volllast ausgegangen, die auf einer Trasse gleicher Länge anfallen würden.

$$PM_{LV}^{n \Rightarrow m}(t) = PM_L^{n \Rightarrow m}(t) \times (VF_L^{n \Rightarrow m}) \quad (20.26)$$

20.1.14 Gleichungen für das Lastmanagement

Das Lastmanagement ist ähnlich geregelt wie die Verwaltung des virtuellen Speichers bei den geothermischen Kraftwerken. Die Last, die nicht zeitgleich mit dem Bedarf gedeckt wird, wird dabei wie die Entnahme aus einem Speicher behandelt. Da die Bilanz von Unterdeckung (UD) und Leistungslieferung über der momentanen Nachfrage innerhalb jedes Tages einmal ausgeglichen sein soll, wird ein virtueller Tagesspeicher wieder ähnlich geregelt wie in Gleichung 20.18 für die Geothermie angedeutet. Die Speichergröße ist nicht vorgegeben, aber dafür sind der maximalen Leistungslieferung und der maximalen Unterdeckung Grenzen gesetzt. Die maximale Unterdeckung wird dazu über einen Koeffizienten (MXA_{UD}) begrenzt, der den Maximalen Anteil der momentanen Unterdeckung im Verhältnis zur momentanen Last innerhalb der jeweiligen Region festlegt.

$$UD(t) \leq L(t) \times (MXA_{UD}) \quad (20.27)$$

Dementsprechend wird auch die Leistungslieferung über der momentanen Nachfrage geregelt. Beide fließen in die regionale Lastdeckungsbedingung ein, werden also in Gleichungen des Typs 20.3 auf Seite 399 integriert.

Außerdem wird die Unterdeckung monetär "bestraft", das bedeutet, daß jede Unterdeckung mit einem Kostenbeitrag in der Zielfunktion – also in Gleichung 20.1 (s.S. 397) – verbunden ist²³.

²³ In den Modellen für die Erstellung der Szenarien wurden die Kosten des Lastmanagements also für die momentane Unterdeckung (verbunden mit einer Deckung zu einem anderen Zeitpunkt am gleichen Tag) mit 0,25 €/kWh relativ moderat angesetzt.

21 Regionen

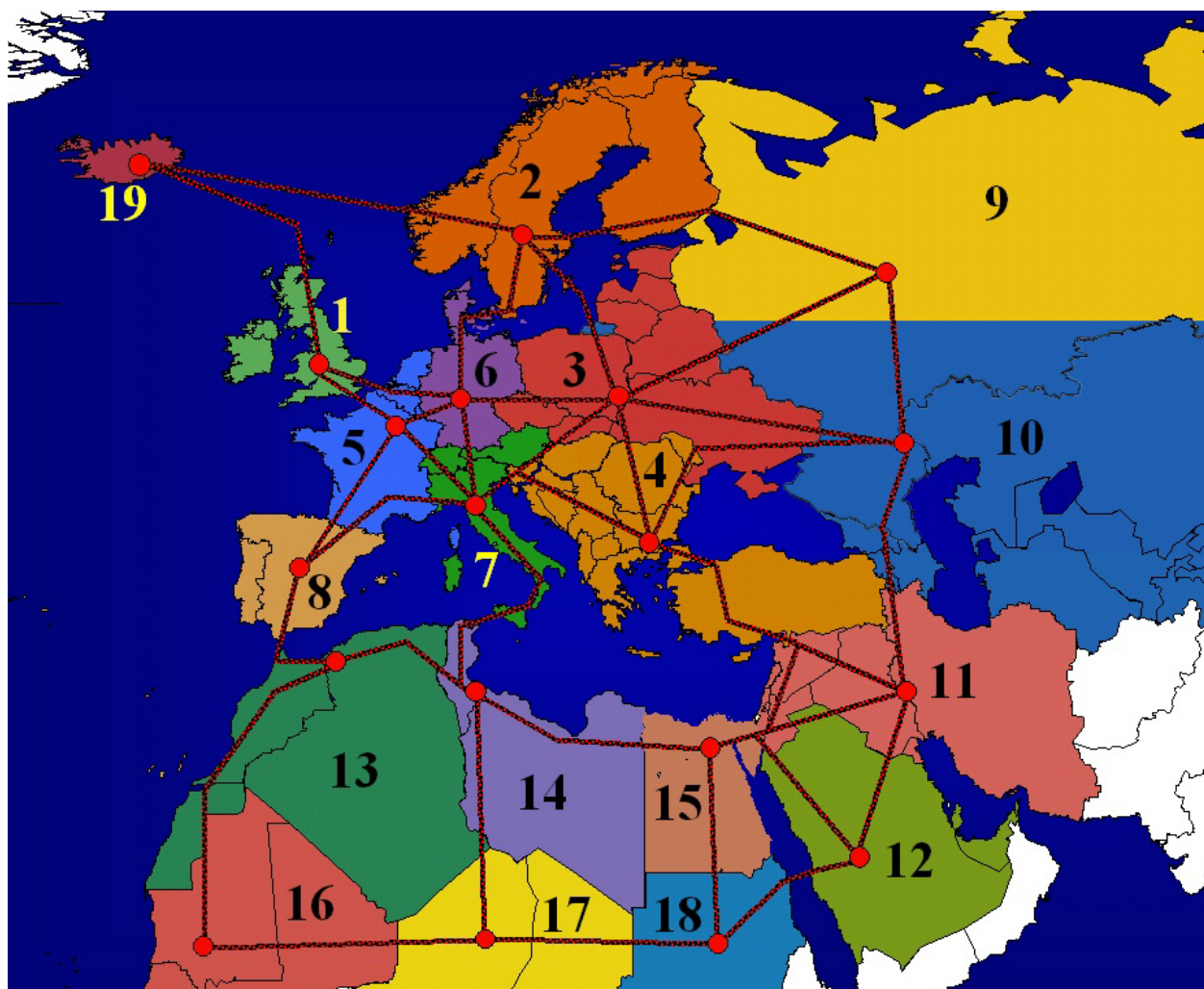


Abbildung 21.1: Unterteilung des berücksichtigten Versorgungsgebietes in 19 Regionen und Andeutung der Trassen für das HGÜ-Netz zu den gedachten Lastknoten² in den rechnerischen Bevölkerungsschwerpunkten der einzelnen Regionen.

Tabelle 21.1: Länderzuordnung zu den verschiedenen Regionen

Nach Regionen sortiert			Nach Ländern sortiert		
Region	Land	Erdteil	Region	Land	Erdteil
1	Großbritannien	Europa	15	Ägypten	Afrika
1	Irland	Europa	4	Albanien	Europa
2	Finnland	Europa	13	Algerien	Afrika
2	Norwegen	Europa	10	Armenien	Asien
2	Schweden	Europa	10	Aserbaidshan	Asien
3	Estland	Europa	5	Belgien	Europa
3	Lettland	Europa	4	Bosnien	Europa

Fortsetzung ⇨

Nach Regionen sortiert			Nach Ländern sortiert		
Region	Land	Erdteil	Region	Land	Erdteil
3	Litauen	Europa	4	Bulgarien	Europa
3	Polen	Europa	6	Dänemark	Europa
3	Slowakei	Europa	6	Deutschland	Europa
3	Tschechische	Europa	12	Emirate	Naher Osten
3	Ukraine	Europa	3	Estland	Europa
3	Weißrußland	Europa	2	Finnland	Europa
4	Albanien	Europa	5	Frankreich	Europa
4	Bosnien	Europa	10	Georgien	Asien
4	Bulgarien	Europa	4	Griechenland	Europa
4	Griechenland	Europa	1	Großbritannien	Europa
4	Jugoslawien	Europa	11	Irak	Naher Osten
4	Kroatien	Europa	11	Iran	Naher Osten
4	Mazedonien	Europa	1	Irland	Europa
4	Moldau	Europa	19	Island	Europa
4	Rumänien	Europa	11	Israel	Naher Osten
4	Slowenien	Europa	7	Italien	Europa
4	Türkei	Naher Osten	11	Jordanien	Naher Osten
4	Ungarn	Europa	4	Jugoslawien	Europa
5	Belgien	Europa	10	Kasachstan	Asien
5	Frankreich	Europa	10	Kirgisistan	Asien
5	Luxemburg	Europa	4	Kroatien	Europa
5	Niederlande	Europa	11	Kuwait	Naher Osten
6	Dänemark	Europa	3	Lettland	Europa
6	Deutschland	Europa	11	Libanon	Naher Osten
7	Italien	Europa	14	Libyen	Afrika
7	Österreich	Europa	3	Litauen	Europa
7	Schweiz	Europa	5	Luxemburg	Europa
8	Portugal	Europa	16	Mali	Afrika
8	Spanien	Europa	13	Marokko	Afrika
9	Russland N (> 55°N; <73°O)	Europa & Sibirien	16	Mauretanien	Afrika
10	Armenien	Asien	4	Mazedonien	Europa
10	Aserbaidshan	Asien	4	Moldau	Europa
10	Georgien	Asien	5	Niederlande	Europa
10	Kasachstan	Asien	17	Niger	Afrika
10	Kirgisistan	Asien	2	Norwegen	Europa
10	Russland S (< 55°N; <73°O)	Europa & Sibirien	7	Österreich	Europa
10	Tadschikistan	Asien	3	Polen	Europa
10	Turkmenistan	Asien	8	Portugal	Europa

Fortsetzung ↔

Nach Regionen sortiert			Nach Ländern sortiert		
Region	Land	Erdteil	Region	Land	Erdteil
10	Usbekistan	Asien	4	Rumänien	Europa
11	Irak	Naher Osten	9	Russland N ($> 55^{\circ}\text{N}$; $< 73^{\circ}\text{O}$)	Europa & Sibirien
11	Iran	Naher Osten	10	Russland S ($< 55^{\circ}\text{N}$; $< 73^{\circ}\text{O}$)	Europa & Sibirien
11	Israel	Naher Osten	13	Sahara	Afrika
11	Jordanien	Naher Osten	12	Saudi-Arabien	Naher Osten
11	Kuwait	Naher Osten	2	Schweden	Europa
11	Libanon	Naher Osten	7	Schweiz	Europa
11	Syrien	Naher Osten	16	Senegal	Afrika
12	Emirate	Naher Osten	3	Slowakei	Europa
12	Saudi-Arabien	Naher Osten	4	Slowenien	Europa
13	Algerien	Afrika	8	Spanien	Europa
13	Marokko	Afrika	18	Sudan	Afrika
13	Sahara	Afrika	11	Syrien	Naher Osten
14	Libyen	Afrika	10	Tadschikistan	Asien
14	Tunesien	Afrika	17	Tschad	Afrika
15	Ägypten	Afrika	3	Tschechische	Europa
16	Mali	Afrika	14	Tunesien	Afrika
16	Mauretanien	Afrika	4	Türkei	Naher Osten
16	Senegal	Afrika	10	Turkmenistan	Asien
17	Niger	Afrika	3	Ukraine	Europa
17	Tschad	Afrika	4	Ungarn	Europa
18	Sudan	Afrika	10	Usbekistan	Asien
19	Island	Europa	3	Weißrussland	Europa

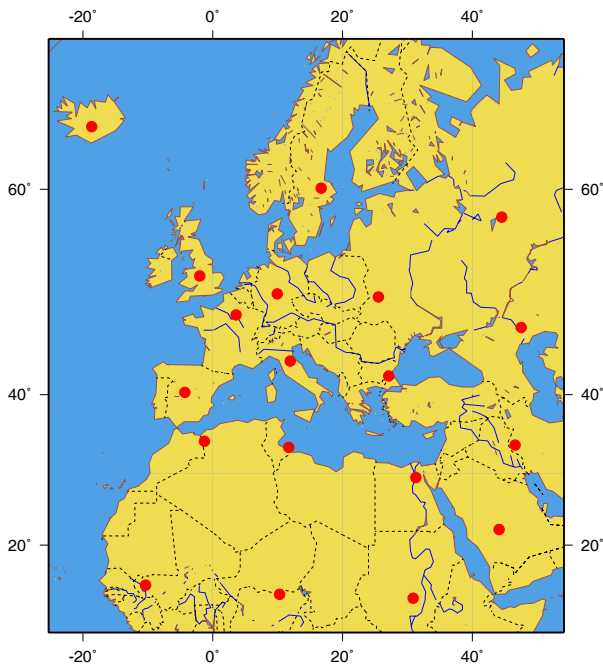


Abbildung 21.2: Bevölkerungsschwerpunkte und Schwerpunkte der Erzeugung aus Photovoltaik in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

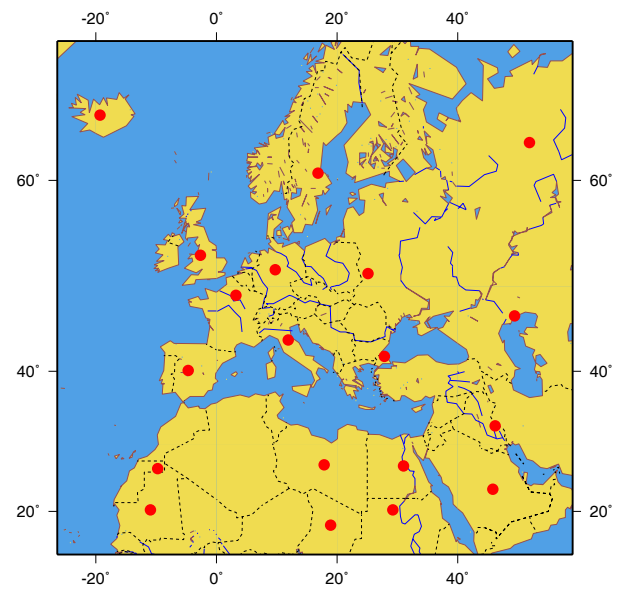


Abbildung 21.3: Für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gedachte Standorte zur Einspeisung in HGÜ-Systeme in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

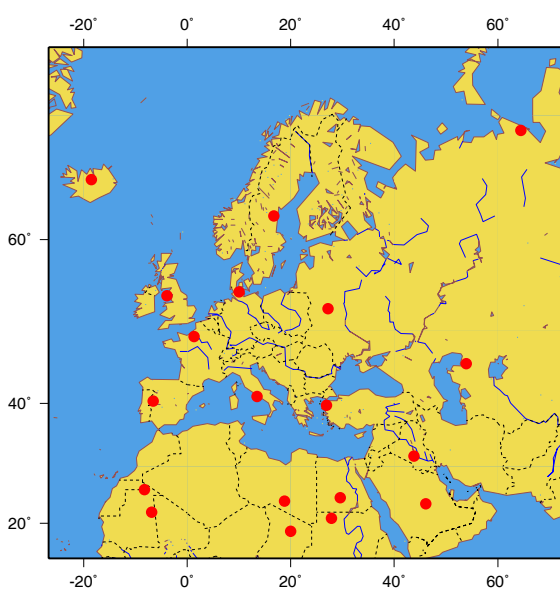


Abbildung 21.4: Schwerpunkte der Erzeugung aus Windkraft an Landstandorten in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

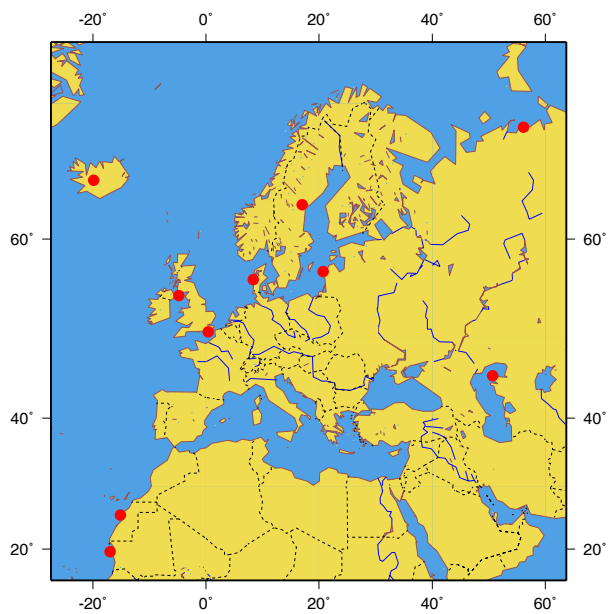


Abbildung 21.5: Schwerpunkte der Erzeugung aus Windkraft an Offshore-Standorten in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

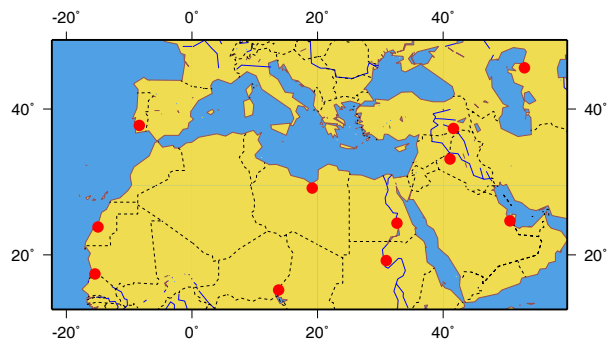


Abbildung 21.6: Ungefähre Standorte der Parabolrinnenkraftwerke in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

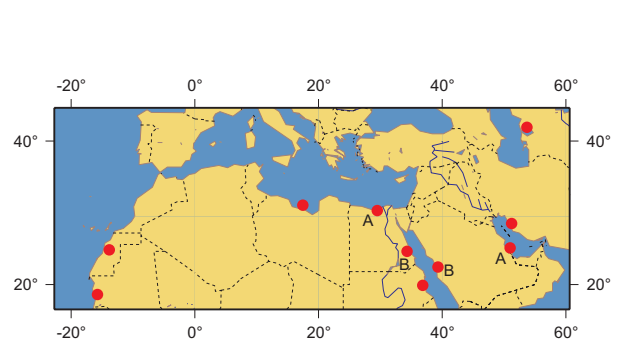


Abbildung 21.7: Schwerpunkte der Erzeugung aus Fallwindkraftwerken in den Regionen (Regionenzuordnung s. Abb. 21.1).

22 Formelzeichen und Indizes

Tabelle 22.1: Liste lateinischer Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheiten
A	Querschnittsfläche	$[m^2]$
AF	Annuitätsfaktor	$[1]$
AL	Auslastung	$[1]$
AV	Anlagenverfügbarkeit	$[1]$
a	Skalierungsfaktor der Weibullverteilung	$[m/s]$
a_{ij}	Koeffizienten der Nebenbedingungen bei der linearen Optimierung	verschiedene
$B_{Verlust}$	Verlustkoeffizient	$[Ws/m^3]$
BK	Betriebskosten	z.B. $[€/kWh]$
BL	Bruttoleistung	z.B. $[kW]$
BP	Brutto-Potential	z.B. $[J]$
BR	Breitengrad	$[^\circ]$
b_i	Werte der rechten Seite der Nebenbedingungen bei der linearen Optimierung	verschiedene
$c_P^{H_2O_{fl}}$	Spezifische Wärmekapazität von Wasser	$[kJ/(kg\ K)]$
$c_P^{H_2O_d}$	Spezifische Wärmekapazität von Wasserdampf	$[kJ/(kg\ K)]$
c_P^L	Spezifische Wärmekapazität von Luft	$[kJ/(kg\ K)]$
c_R	Oberflächenreibungskoeffizient	$[1]$
D	Distanz	z.B. $[km]$
$Dist$	Distanz	z.B. $[km]$
DNS	Direkt-Normal-Strahlung	z.B. $[kWh/(m^2 \times a)]$
E	Energie-Ertrag	z.B. $[kWh]$
E	Feldstärke	$[V/m]$
\dot{E}	Energiefluß (bei Wasserkraft)	$[J/s]$ o. $[W]$
EPV	Photovoltaischer Energie-Ertrag	z.B. $[kWh]$
EV	Eigenverbrauch	z.B. $[kW]$
F	Fläche	z.B. $[km^2]$
GHS	Global-Horizontal-Strahlung	z.B. $[W/(m^2)]$
GK	Gesamtkosten	z.B. $[€]$
g	Gravitationsbeschleunigung	$[m/s^2]$
H	Höhe	$[m]$
HS_{Dif}	Diffus-Horizontal-Strahlung	z.B. $[W/(m^2)]$
HS_{Dir}	Direkt-Horizontal-Strahlung	z.B. $[W/(m^2)]$
h	Höhe	$[m]$
$I_=_$	Gleichstrom	$[A]$
$I_~$	Wechselstrom	$[A]$
IK	Investitionskosten	z.B. $[€]$
$spIK$	Spezifische Investitionskosten	z.B. $[€/kW]$

Tabelle 22.1: Liste lateinischer Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheiten
JE	Jahreserzeugung	z.B. $[kWh]$
K_{Bet}	Betriebsabhängige Kosten	$[\text{€}/h]$
${}_nK_{Bet}$	Negative betriebsabhängige Kosten	$[\text{€}/h]$
K_{Ges}	Gesamtkosten	$[\text{€}]$
K_{Inv}	Verallgemeinerte Investitionskosten	$[\text{€}]$
KF	Kostenfaktor für Geothermie	$[1]$
KL_{Inv}	Fixe Leitungskosten	$[\text{€}/kW]$
k	Formfaktor der Weibullverteilung	$[1]$
k	Spezifische Kosten	z.B. $[\text{€}/kW]$
k_{Bet}	Spezifische betriebsabhängige Kosten	$[\text{€}/(h \times kW)]$
k_T	Clearnessindex	$[1]$
\dot{m}_L	Luftmassendurchsatz	$[m^3/s]$
L_V	Übertragungsverluste (bei Leitungstransport)	z.B. $[W]$
L_E	Entnahmeleistung	z.B. $[W]$
L_p	Peak- oder Spitzenleistung	z.B. $[W]$
M	Masse	$[kg]$
MA	Mindestanteil	$[1]$
MIA	Mindestanteil	$[1]$
MP	Momentanleistung	z.B. $[kW]$
MXA	Maximaler Anteil	$[1]$
NAK	Netzanbindungskosten	$[\text{€}]$
m	Masse	$[kg]$
NL	Nettoleistung	z.B. $[kW]$
P_V	Verlustleistung	z.B. $[W]$
PM	Momentanleistung	z.B. $[kW]$
PR	Performance Ratio	$[1]$
PZ	Zusätzliche Nennleistung	z.B. $[kW]$
p	Druck	$[Pa]$
p_i	Koeffizienten der Zielfunktion	$[\text{€}/\dots]$
pm	Nennleistungsspezifische Momentanleistung	z.B. $[kW/kW_{NL}]$
Q	Wärme	$[J]$
\dot{Q}	Zulauf (bei Wasserkraft)	$[m^3/s]$
\dot{Q}	Wärmeleistung	$[W]$
Qu	Quotient ohne Einheit	$[1]$
R	Widerstand	$[\Omega]$
$r_0^{H_2O}$	Verdampfungsenthalpie von Wasser	$[kJ/(kg\ K)]$
$S_{G\angle FM}$	Globale Einstrahlung auf geneigte Modulfäche	z.B. $[W/(m^2)]$
SE	Stromerzeugung	z.B. $[kW]$
SF	Speicherfüllstand	z.B. $[kWh/h]$
SG	Speichergröße	z.B. $[kWh/h]$

Tabelle 22.1: Liste lateinischer Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheiten
SI	Stromimport	z.B. $[kW]$
SX	Stromexport	z.B. $[kW]$
T	Temperatur	$[K]$
ΔT	Temperaturdifferenz	$[K]$
ΔU	Spannungsdifferenz	$[V]$
$U_{=}$	Gleichspannung	$[V]$
U_{\sim}	Wechselspannung	$[V]$
UD	Unterdeckung der Last bei Lastmanagement	z.B. $[kW]$
US	Überschüssige Stromerzeugung	z.B. $[kW]$
V	Volumen	$[m^3]$
V	Verhältnis	$[1]$
VF	Verlustfaktor	$[1]$
v_{NH}	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe einer WKA	$[m/s]$
v_{xm}	Windgeschwindigkeit in x Metern über Grund	$[m/s]$
\bar{v}	Mittlere Windgeschwindigkeit	$[m/s]$
W	Arbeit	z.B. $[J]$ o. $[kWh]$
\dot{W}	Leistung	$[W]$
W_{SR}	Wärmeproduktion aus Solarrinnen	z.B. $[kWh]$
WB	Wärmebedarf	z.B. $[kWh_{th}]$
WB	Wärmeabgabe	z.B. $[kWh_{th}]$
WE	Wärme–"Erzeugung"	z.B. $[kWh_{th}]$
WGL	Wärme–Grund–Last	z.B. $[kWh_{th}]$
WP	Wärmeleistung	z.B. $[kW]$
w_{ab}	Spezifische Arbeitsfähigkeit	$[Ws/m^3]$
w_{Hub}	Spezifische Hubarbeit	$[Ws/m^3]$
wb	Leistungsspezifischer Wärmebedarf	z.B. $[kWh_{th}/kW]$
wv	Wärmeverlustkoeffizient	$[1]$
ZE	Zusätzliche Erzeugung	z.B. $[kW]$
ZSW	Zeitschrittweite	z.B. $[h]$
z	Zinssatz	$[1]$
z	Tiefe	z.B. $[m]$
z_0	Rauhigkeitslänge	$[m]$
$Z(x)$	Zielfunktion der Optimierung	z.B. $[€]$

Tabelle 22.2: Liste griechischer und sonstiger Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheiten
\emptyset	Mittelwert	verschiedene
Γ	Güte	$[1]$
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz	$[K]$

Tabelle 22.2: Liste griechischer und sonstiger Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung	Einheiten
η	Wirkungsgrad	[1]
$\eta_{\vartheta_{Modul}}$	Wirkungsgrad aufgrund Modultemperatur	[1]
η_{Bz}	Brennstoffzellenwirkungsgrad	[1]
η_C	Carnotwirkungsgrad	[1]
η_{FA}	Feld–Anpassungs–Wirkungsgrad	[1]
η_{KW}	Kraftwerks–Wirkungsgrad	[1]
$\eta_{Mod_{id}}$	Idealer Modulwirkungsgrad	[1]
η_{PS}	Wirkungsgrad Pump–System	[1]
$\eta_{PV_{Sys}}$	Wirkungsgrad eines PV–Systems	[1]
η_{Ref}	Wirkungsgrad aufgrund Reflexionsverlusten	[1]
$\eta_{Schatten}$	Wirkungsgrad aufgrund Verschattung	[1]
$\eta_{Schmutz}$	Wirkungsgrad aufgrund Verschmutzung	[1]
η_{TL}	Teillast–Wirkungsgrad	[1]
η_{TS}	Triebstrang–Wirkungsgrad	[1]
η_{WR}	Wechselrichter–Wirkungsgrad	[1]
θ_Z	Zenitwinkel	[°]
ϑ	Temperatur	[°C]
ϑ_{Modul}	Zellentemperatur in den PV-Modulen	[°C]
λ	Wärmeleitfähigkeit	[W/(m K)]
$\bar{\lambda}$	Mittlere Wärmeleitfähigkeit	[W/(m K)]
Σ	Summe	verschiedene
σ	Standardabweichungen	verschiedene
Φ	Wärmefluß	[W/m ²]
$\Phi_{\frac{GHS}{HS_{Dir}}}$	Direktstrahlungsanteil	[1]

Tabelle 22.3: Liste der Indizes

Index	Bedeutung
\emptyset	Durchschnitt od. Mittelwert
<i>ab</i>	Abgabe
<i>Bet</i>	Betrieb
<i>C</i>	Carnot
<i>D</i>	Diffusor
<i>d</i>	Dampfförmig
<i>E</i>	Entnahme
<i>el</i>	Elektrisch
<i>FA</i>	Feldanpassung
<i>FL</i>	Freileitung

Tabelle 22.3: Liste der Indizes

<i>FM</i>	Modulfläche
<i>fl</i>	Flüssig
<i>G</i>	Global
<i>GTh</i>	Geothermie
<i>Ges</i>	Gesamt
<i>Grd</i>	Grädigkeit
<i>g</i>	Gasförmig
<i>H₂</i>	Wasserstoff
<i>H₂O</i>	Wasser
<i>Ho</i>	Oberer Heizwert
<i>Hu</i>	Unterer Heizwert
<i>Inv</i>	Investition
<i>id</i>	Ideal
<i>in</i>	Hinein bzw. Eintritt
<i>KF</i>	Kostengewichtungsfaktor
<i>KW</i>	Kraftwerk
<i>KWT</i>	Kraftwerkstyp
<i>L</i>	Leitung
<i>Mod</i>	Modul
<i>max</i>	Maximal
<i>min</i>	Minimal
<i>NH</i>	Nabenhöhe
<i>NL</i>	Nennleistung
<i>o</i>	Obere
<i>out</i>	Hinaus bzw. Austritt
<i>PZ</i>	Zusatzleistung
<i>pot.</i>	Potentiell
<i>Ref</i>	Reflexion
<i>RD</i>	Rotordurchmesser
<i>SF</i>	Solarfeld
<i>SK</i>	Seekabel
<i>SP</i>	Speicher
<i>SR</i>	Solarrinnen
<i>Sys</i>	System
<i>sp</i>	Spezifisch
<i>TL</i>	Teillast
<i>TM</i>	Trockenmasse
<i>th</i>	Thermisch
<i>U</i>	Umrichter
<i>US</i>	Überschuß

Tabelle 22.3: Liste der Indizes

<i>Umg</i>	Umgebung
<i>u</i>	Untere
<i>V</i>	Verlust
<i>WKA</i>	Windkraftanlage
<i>WT</i>	Wärmetauscher
<i>wg</i>	wärmegeführt

Glossar

A

adiabatisch Adiabatisch nennt man eine Zustandsänderung eines thermodynamischen Systems bei der weder Wärmezufuhr oder –entzug stattfindet.

Aerosol In der Luft schwebende feste oder flüssige Teilchen die die Atmosphäre trüben.

Albedo Quotient aus dem Strahlungsstrom, der von den Oberflächen reflektiert wird, zu einfallendem solarem Strahlungsstrom summiert über alle Wellenlängen.

B

BFE Schweizer Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz, <http://www.energie-schweiz.ch/>.

BSRN Baseline Surface Radiation Network (BSRN), Zürich, Schweiz, <http://bsrn.ethz.ch/>.

C

CENTREL Organisation der Verbundnetzbetreiber in Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn, Sitz in Warschau, Polen, <http://www.centrel.org/>.

CNR Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique, Rabat, Marokko, <http://www.cnr.ac.ma/>.

Comel Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad.

CRU Climatic Research Unit, University of East Anglia, Norwich, UK, <http://www.cru.uea.ac.uk/>.

CRU2000 Klimadatensatz der Climatic Research Unit (CRU), beschrieben in [HJN00].

D

Dauerlinie Eine Dauerlinie wird gebildet indem die Zeitreihe einer Größe nach der Höhe der einzelnen Werte sortiert und so dargestellt wird. Man kann an ihr z.B. die Dauer (Häufigkeit) ablesen die ein beliebiger Wert der Zeitreihe über– oder unterschritten wird.

DEWI Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, <http://www.dewi.de/>.

Diffus–Horizontal–Strahlung Diffusstrahlung auf eine horizontale Fläche.

Diffusstrahlung Strahlung, die durch Streuprozesse oder durch Absorption in und Emission von Körpern entsteht. Sie ist im Gegensatz zu Direktstrahlung ungerichtet, kommt also aus "allen" Himmelsrichtungen.

Direkt–Horizontal–Strahlung Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche.

Direkt–Normal–Strahlung Direktstrahlung auf eine Fläche die senkrecht zu ihrer Verbindungs-linie mit der Sonne steht, also der Sonne zugeneigt.

Direktstrahlung Strahlung, die ohne Streu- oder Absorptionsprozesse von der Sonne direkt zum Strahlungsempfänger gelangt. Die Direktstrahlung ist gerichtete Strahlung (aus Richtung der Sonne), die sich durch abbildende Optiken fokussieren läßt.

Dish–Solar–Systeme Dish–Solar–Systeme bestehen aus einer rotationssymmetrisch parabolisch gekrümmten spiegelnden Konzentratorschale (Dish kommt aus dem Englischen und bedeutet Schüssel.) mit kurzer Brennweite, die die gerichtet einfallende direkte Solarstrahlung auf einen Receiver bündelt. Der Konzentrator und der Receiver werden kontinuierlich zweiachsig der Sonne nachgeführt (s. z.B. [HLS02]).

DKRZ Das Deutsche Klimarechenzentrum, Hamburg, <http://www.dkrz.de/>.

DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, <http://www.dlr.de/>.

E

ECMWF European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF bzw. EZMW), London/Reading, England, <http://www.ecmwf.int/>.

EDF Electricite de France, französisches Stromversorgungsunternehmen, Paris, Frankreich.

EKD-Modell Modell von D.G. Erbs, S.A. Klein und J.A. Duffie; Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation (s. [BD91] S. 82).

E.ON E.ON Energie, Energiedienstleistungsunternehmen, München.

EPRI Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, California, USA.

ERA–15 ECMWF ERA–15 Data, Re-Analysis generated for 15 Years (ERA–15) from December 1978 to February 1994, European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF), London/Reading, England (s. [EZM]).

exergetisch Die Exergie ist der Teil der Energie der maximal in mechanische Energie umgewandelt werden kann, wenn das System ins thermodynamische Gleichgewicht mit der Umgebung kommt. Der nicht arbeitsfähige Teil der Energie wird Anergie genannt.

EZMW Europäisches Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF bzw. EZMW), London/Reading, England, <http://www.ecmwf.int/>.

F

FWKW Fallwindkraftwerk: Anlage zur Erzeugung von Strom aus künstlich erzeugten Fallwinden (s. Kap. 9 auf Seite 125 ff. u. Kap. 18.4 auf Seite 370 ff.).

G

Global–Horizontal–Strahlung Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche.

Globalstrahlung Mit Globalstrahlung bezeichnet man die gesamte auf eine Fläche einfallende solare Strahlung. Sie ist die Summe von Diffusstrahlung und Direktstrahlung. Auch die Global–Horizontal–Strahlung wird häufig vereinfachend nur als Globalstrahlung bezeichnet.

GuD Gas– und Dampfkraftwerk: Beim GuD–Kraftwerk wird das heiße Abgas aus einer Gasturbine in einem Abhitzedampferzeuger zur Erzeugung von Dampf genutzt, der in einer Dampfturbine zur weiteren Stromerzeugung eingesetzt wird.

I

Innertropische Konvergenzzone Die ”Intertropical Convergence Zone” (ITCZ) ist der äquatornahe Bereich, in dem die nach ihrem Weg über die Ozeane stark mit Feuchtigkeit angereicherten Nordostpassate der Nordhalbkugel und die Südostpassate der Südhalbkugel konvergieren (s.a. [SFDb], [Mau99b] u. [Bey]).

IPP Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching bei München, <http://www.ipp.mpg.de/>.

ISSET Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, <http://www.iset.de>.

ITCZ Siehe Innertropische Konvergenzzone.

K

Konzentrationsverhältnis Das Konzentrationsverhältnis bei Solarkraftwerken ist das Verhältnis aus der Apperturfläche des konzentrierenden Spiegels zur Fläche der Abbildung der Sonne im Brenn”punkt” oder der Brenn”linie”.

Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung Als Kraftwerks–Einsatz– und –Auswahl–Planung wird in dieser Arbeit die gekoppelte Optimierung von Systemkonfiguration und Einsatz aller Komponenten des Versorgungssystems bezeichnet, mit der die wirtschaftlich optimale Stromversorgung für die einzelnen Szenarien gesucht wird (s.a. 14 auf Seite 193 ff.).

L

Laufwasserkraftwerk Laufwasserkraftwerk siehe LWKW.

LLNL Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), Livermore, Kalifornien, USA, <http://www.llnl.gov/>.

LSTM Lehrstuhl für Strömungsmechanik (LSTM), Friedrich–Alexander–Universität, Erlangen/Nürnberg, <http://www.lstm.uni-erlangen.de/>.

LWKW Laufwasserkraftwerke sind Wasserkraftwerke die den Zulauf direkt zu Stromerzeugung nutzen, ohne ihn in größerem Umfang zwischenspeichern zu können. Teilweise können Pegelstandsänderungen als Speicher mit relativ kleinen Volumina genutzt werden. Diese Betriebsweise nennt sich Schwellbetrieb.

M

MCFC Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle: MCFC vom Englischen Molten Carbonate Fuel Cell.

N

NCAR National Center for Atmospheric Research (NCAR), Boulder, Colorado, USA, <http://www.ncar.ucar.edu/>.

NCEP National Centers for Environmental Prediction (NCEP), Camp Springs, Maryland, USA, <http://wwwt.ncep.noaa.gov/>.

Nordel Institution für die Kooperation der Transportnetzbetreiber der nordischen Länder Dänemark, Finnland, Island, Norwegen und Schweden, Fredericia, Dänemark, <http://www.nordel.org/>.

P

PAFC Phosphorsäure-Brennstoffzelle: PAFC vom Englischen Phosphoric Acid Fuel Cell.

Parabolrinnenkraftwerk Parabelförmige Spiegelrinnen konzentrieren die direkte Sonneneinstrahlung auf ein flüssiges Wärmeträgermedium, das in einem Metallrohr innerhalb eines (i.d.R.) evakuierten Glasrohres fließt. Die aufgenommene Energie wird üblicherweise in einem Wärmetauscher an Speisewasser eines konventionellen Dampfkraftwerks abgegeben und so zur Stromerzeugung genutzt.

PEMFC Polymermembran-Brennstoffzellen: PEMFC vom Englischen Proton Exchange Membrane Fuel Cell.

PFKW Plasmafusionskraftwerk.

Pool Optionaler Kraftwerks- und Leitungspark aus dem die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung bei der Optimierung für die Szenarien auswählen kann, um die kostengünstigste Lösung der Versorgungsaufgabe zu bestimmen.

PSA Plataforma Solar de Almería (PSA), Almería, Spanien, <http://www.psa.es/>.

PSKW Als Pumpspeicherkraftwerke werden hier nur "Wasserkraftwerke" verstanden, die keinen nennenswerten Zulauf haben aber einen Speicher, der über Pumpen mit Wasser aus einem tiefergelegenen Reservoir befüllt wird. Die potentielle Energie des oben gespeicherten Wassers wird zur Stromerzeugung meist zur Abdeckung von Spitzenlast eingesetzt.

Pumpspeicherkraftwerk Pumpspeicherkraftwerk siehe PSKW.

S

SEGS Solar Electric Generating System (SEGS), für Parabolrinnenkraftwerke verwendet.

SOFC Festoxid-Brennstoffzelle: Abkürzung SOFC vom Englischen Solid Oxyde Fuel Cell.

Solar-Turm-Systeme In Solar-Turm-Systemen lenken einzeln der Sonne nachgeführte Spiegel (Heliostate) die direkte Sonnenstrahlung auf einen zentralen Wärmetauscher (Receiver), der sich auf einem Turm befindet. "Auf diese Weise lässt sich die Sonnenstrahlung einige hundert Mal konzentrieren, sodass sich effizient einige 100 MW an Strahlungsleistung kompakt übertragen lassen. Die konzentrierte Strahlung wird benutzt, um Hochtemperaturwärme bis zu 1100°C bereitzustellen" [BHPP02].

Solarrinnenkraftwerk Siehe Parabolrinnenkraftwerk.

Solarvielfach Das Solarvielfache bezeichnet die Dimensionierung der Spiegelfläche zur Leistung eines Parabolrinnenkraftwerks. Vergleiche Fußnote 23 auf Seite 30.

Summenstandort Das Wort Summenstandort wird in dieser Arbeit verwendet, um die Aggregation vieler Einzelstandorte innerhalb einer Region zum Ausdruck zu bringen. So werden beispielsweise bei der Windenergie Zeitreihen der potentiellen Stromerzeugung aus Zeitreihen an einzelnen Gitterpunkten der ECMWF-Reanalysedaten ERA-15 gebildet (Einzelstandorte). Diese Einzelstandorte wurden zuvor anhand der potentialen Jahreserzeugung für die einzelnen Regionen selektiert und bei größeren Potentialen an Land z.B. auch noch in Standorte 1. und 2. Wahl untergliedert, bevor die Zeitreihen der Einzelstandorte jeder dieser beiden Standortkategorien jeweils flächengewichtet zu einer gemittelten Zeitreihe des Summenstandorts 1. und 2. Wahl addiert wurden. Ähnliche Verfahren wurden bei anderen dargebotsabhängigen Erzeugungsoptionen (Photovoltaik ...) angewandt.

SWKW Speicherwasserkraftwerke sind Wasserkraftwerke die den Zulauf in Speichern auffangen können, deren Kapazität oftmals für die Erzeugung von mehreren Monaten in Vollast ausreichen. Damit läßt sich Zulauf und Erzeugung weitgehend endkoppeln.

T

TRNSYS The TRaNsient energy SYstem Simulation tool, <http://www.trnsys.com/>.

U

UCPTE siehe UCTE.

UCTE Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Brüssel, Belgien <http://www.ucte.org/>.

USF Wissenschaftliches Zentrum für Umweltsystemforschung, Kassel, <http://www.usf.uni-kassel.de/usf/>.

V

VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt/Berlin, <http://www.strom.de>.

VEAG Vereinigte Energiewerke AG.

W

Wasserkraftwerk Wasserkraftwerk siehe WKW.

Windkraftanlage Windkraftanlage siehe WKA.

WKA Windkraftanlage: Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie.

WMEP Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm.

WRDC World Radiation Data Centre, St. Petersburg, Rußland, <http://wrdc-mgo.nrel.gov/>.

Z

Zykluswirkungsgrad Wirkungsgrad eines Systems über einen vollständigen Arbeitszyklus, z.B. für Be- und Entladen eines Speichers.

Literaturverzeichnis

- [ABB02] ABB, Autor n. b. ; DORMANN, J. (Hrsg.): *HVDC multi-terminal system*. Internet-Veröffentlichung, Asea Brown Boveri Ltd (ABB), Zürich, Schweiz. März 2002. – Verfügbar über:
<http://www.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/viewUNID/C1256D71001E0037C12568320062FDBC>
- [ABB03] ABB, Autor n. b. ; DORMANN, J. (Hrsg.): *Thyristor valves, projects 1970 - Reference brochure*. Internet-Veröffentlichung, Asea Brown Boveri Ltd (ABB), Zürich, Schweiz. 2003. – Verfügbar über:
<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=POW-0013&Action=Launch>
- [ABB⁺04] ALSEMA, E. ; BEURSKENS, L. ; BOULANGER, P. ; DURSTEWITZ, M. ; LAUKAMP, H. ; D. MOOR, H. ; PERRIN, M. ; SEEBREGTS, A. ; ZUCCARRO, C. ; SCHAEFFER, G. (Hrsg.): *Synthesis report Photex-project*. Internet-Veröffentlichung, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, Niederlande. Januar 2004. – Verfügbar über: <http://www.energytransition.info/photex/publication.html>
- [ABC⁺96] ARPE, K. ; BENGTSOON, L. ; CHRISTOPH, M. ; CLAUSSEN, M. ; DÜMENIL, L. ; ESCH, M. ; GIORGETTA, M. ; ROECKNER, E. ; SCHLESE, U. ; SCHULZWEIDA, U.: *The atmospheric general circulation model ECHAM-4: Model description and simulation of present-day climate* / Max-Planck-Institut für Meteorologie. Hamburg, September 1996 (218). – Report. Verfügbar über:
<http://www.mpimet.mpg.de/deutsch/Sonst/Reports/Listen/Report96.html>
- [ABC⁺01] AIRAGHI, A. ; BOLT, H. ; CALVO, J. ; FROIS, B. ; GAUBE, M. ; HÖGBERG, L. ; KING (CHAIRMAN), D. ; MARBACH, G. ; WALSGROVE, S.: *Conclusions of the Fusion Fast Track Experts Meeting*. Internet-Veröffentlichung, European Fusion Development Agreement (EFDA). Dezember 2001. – Verfügbar über:
http://www.efda.org/downloading/debates/King_report_Dec_2001.pdf
- [ABDM⁺90] V. D. AUWERA, L. ; BURKE, L. ; DUCHÊNE-MARULLAZ, P. ; LALAS, D. ; LAVAGNINI, A. ; MENDES, C. ; MOORES, B. ; MORENO, P. ; PETERSEN, E. L. ; TROEN, I. ; ULBRICHT-EISSING, M. ; WIERINGA, J.: *Europäischer Windatlas*. Europäische Gemeinschaft, Generaldirektion für Wissenschaft und Forschung, Brüssel : Risø National Laboratory, 1990 (1)
- [ABE⁺93] ASAL, H. ; BRUMSHAGEN, H. ; EROULT, M. ; HASSON, B. ; KULA, M. ; MOGUIREV, V. ; PIRET, J.-P. ; RIPPAN, G. ; SEIPEL, E. ; SMIRNOV, I. ; SOULIS, E. ; VERGELLI, L.: *Elements for the development of a future European power system* / Union der Elektrizitätswirtschaft (Eurelectric). 1993 (04002Ren9326). – Report. Verfügbar über:
<http://www.eurelectric.org/CatPub/Document.aspx?FolderID=1573&DocumentID=11793>
- [ABF⁺03] ARINGHOFF, R. ; BRAKMANN, G. ; FITZPATRICK, C. ; GARCIA, J.-L. ; GEYER, M. ; MILLS, D. ; STADERMANN, G. ; TESKE, S. ; AUBREY, C. (Hrsg.): *Solar Thermal Power 2020 – Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change* /

- European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA), Birmingham, Großbritannien und Greenpeace International, Amsterdam, Niederlande. 2003. – Report. Verfügbar über:
<http://www.greenpeace.nl/multimedia/download/1/331711/0/SolarThermalPower.pdf>
- [ACI03] ACIL TASMAN AND PARSONS BRINCKERHOFF, Autor n. b.: National Hydrogen Study / ACIL Tasman and Parsons Brinckerhoff. Canberra, Australien, 2003. – Report for the Australian Government Department of Industry, Tourism and Resources. Verfügbar über:
http://www.industry.gov.au/assets/documents/itrinternet/Hydrogen_StudyOct200320031021120716.pdf
 . – ISBN 0 642 72273 0
- [Acq02] ACQUOTTA, G.: *Telefonische Mitteilungen zu Kosten und Kostenentwicklungen von Hochspannungskabeln*. 1998–2002. – Pirelli, Mailand, Italien
- [ADE⁺03] ARANGO, V. ; DISHART, S. ; EPSTEIN, P. ; FRITH, K. ; MCNAMARA, M. ; MCNEILL, C.: *UNDP, Swiss Re and the Harvard Center For Health and the Global Environment embark on groundbreaking study*. Internet–Veröffentlichung, Swiss Re, Zürich, Schweiz. September 2003. – Verfügbar über:
<http://www.swissre.com/INTERNET/pwswpspr.nsf/a2c3aad3ba6ba44bc125699a005d2ba1/ec479d8cbf76dd7f85256dad004d7fdf>
- [ADH⁺01] ALCAMO, J. ; DÖLL, P. ; HENRICHS, T. ; LEHNER, B. ; RÖSCH, T. ; SIEBERT, S.: *Kapitel 2 The Global Integrated Water Model WaterGAP 2.1 in EuroWasser – Model-based assessment of European water resources and hydrology in the face of global change*. Internet–Veröffentlichung, Kassel World Water Series 5, Center for Environmental Systems Research, Kassel. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.usf.uni-kassel.de/usf/archiv/dokumente/kwws5.en.htm>
- [AEF01] AACKEN, M. van ; ELLMER, M. ; FROMENTAAND, E. *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken*. Referat, Institut für Technologie und Management, Fachgebiet Energie– und Rohstoffwirtschaft, TU–Berlin. Februar 2001
- [AFK⁺01] ANI, F. ; FUNAZUKURI, T. ; KARIM, M. ; MASUDA, T. ; MIURA, K. ; SHIRAI, Y. ; SUGAWARA, K. ; SUSANTO, H.: *Efficient Use of Oil Palm Wastes as Renewable Resource for Energy & Chemicals*. Internet–Veröffentlichung, Projektskizze, New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Kawasaki, Japan. März 2001. – Verfügbar über:
<http://www.nedo.go.jp/itd/grant-e/yukou/yeilist.htm>
- [Afr01] AFRICAN ENERGY, Autor n. b.: Weaving the Southern African Power Pool tapestry. In: *African Energy, Resource Publications, Südafrika* 1 (2001), Nr. 2. – Verfügbar über: <http://www.africanenergy.co.za/magazines/evol1no2/story01.htm>
- [Agb80] AGBABIAN, Autor n. b.: *Aeroelectric Solar Power – A Description of its Configuration, Performance Characteristics, Construction Methods, Economic Factors, Environmental Impacts, and Resistance to Natural Phenomena* / Agbabian Associates. El Segundo, California, 1980. – Forschungsbericht
- [AGHN98] ARINGHOFF, R. ; GEYER, M. ; HOLLÄNDER, A. ; NAVA, P.: Hälfte des weltweit produzierten Solarstroms. In: *Sonnenenergie* (1998), Nr. 3, S. 33–37

- [AGL⁺01] ALTMANN, M. ; GAUS, S. ; LANDINGER, H. ; STILLER, C. ; WURSTER, R.: *Endbericht: Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung*. Internet-Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. Oktober 2001. – Verfügbar über:
http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/GEO_Studie_Wasserstoff_oeffentlich.pdf
- [AHK96] ALBIGER, J. ; HANSELMANN, M. ; KALTSCHMITT, M.: PROFAKO: Ein umfassendes Instrument für die Kraftwerkseinsatzplanung. In: *VDI BERICHTE 1252, Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft* (1996), Mai, S. 101–110
- [Al-98] AL-SAKAF, O.: Application possibilities of solar thermal power plants in Arab countries. In: *Renewable Energy* 14 (1998), Nr. 1–4, S. 1–9. – Verfügbar über:
<http://else.hebis.de/cgi-bin/sciserv.pl?collection=journals&journal=09601481&issue=v14i1-4>
- [Alb92] ALBERG, M.: *Wärmetechnische Untersuchungen des Teillastverhaltens von Fallwindkraftwerken*. Hannover, Institut für Kältetechnik und Angewandte Wärmetechnik, Universität Hannover, Diplomarbeit, November 1992
- [Alb04] ALBERS, A.: Auswirkungen der Abregelungscharakteristik von Enercon-Windenergieanlagen bei Sturm auf den Jahresenergieertrag / Deutsche WindGuard. Varel, Januar 2004 (PP 04006). – Bericht. Zugesandt von ENERCON, Aurich
- [All96] ALLNOCH, N.: Zur Aussagekraft mittlerer Jahreswindgeschwindigkeitswerte. In: *Windkraft Journal: Natürliche Energie: Deutsche Gesellschaft für Windenergie* 96 (1996), Nr. 4, S. 24–26
- [Alt03] ALTERNATIVE FUELS CONTACT GROUP: *Market Development of Alternative Fuels*. Internet-Veröffentlichung, Union Internationale des Transports Publics (UITP), Brüssel, Belgien. Dezember 2003. – Bericht der "Alternative Fuels Contact Group" der Europäischen Commission, Verfügbar über:
<http://www.uitp.com/About/comdiv/euc/policy.cfm>
- [AMESM98] AWAD, M. ; MAHMOUD, I. ; EL-SHARKAWI, E. ; MINISTRY OF ELECTRICITY & ENERGY, KAIRO, ÄGYPTEN, M. S.: *Direct Current Interconnection Between Egypt And Democratic Republic Of Congo*. Internet-Veröffentlichung, World Energy Council (WEC), 17th WEC Congress, Houston, USA. Februar 1998. – Verfügbar über:
http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_2_11.asp
- [And98] ANDERTON, J.: *New Zealand: the power crisis the government created*. Internet-Veröffentlichung, Green Left Weekly, Australien. 1998. – Verfügbar über:
<http://www.greenleft.org.au/back/1998/308/308p16.htm>
- [And03] ANDERSEN, E.: *Elektronische und telefonische Mitteilungen zur linearen Optimierung und Entwicklungen angepasster Versionen des MOSEK-Solvers*. 2001–2003. – MOSEK, Kopenhagen, Dänemark, weitere Informationen über:
<http://www.mosek.com/homepages/e.d.andersen/>
- [ANU98] ANU, Autor n. b.: *Hot Rock Energy Background Briefing: Heat mining technologies – Reservoir engineering*. Internet-Veröffentlichung, Australian National Uni-

- versity (ANU), Australien. August 1998. – Verfügbar über:
<http://hotrock.anu.edu.au/contents.htm>
- [AR01] ALTMANN, M. ; RICHERT, F.: *Hydrogen Production at Offshore Wind Farms*. Internet–Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. Dezember 2001. – Verfügbar über:
<http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/GEO2001OffshoreH2.pdf>
- [Ari98] ARINGHOFF, R.: Europas erstes kommerzielles solarthermisches Kraftwerk: THE-SEUS auf Kreta. In: *Sonnenenergie* (1998), Nr. 3, S. 41–43
- [AS01] ALTMANN, M. ; STILLER, C.: *GEO-Studie: Wasserstoff-Erzeugung in offshore Windparks*. Internet–Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. September 2001. – Verfügbar über:
<http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/HandoutOffshoreH2GEO.pdf>
- [ASS96] ABRAHAMSSON, B. ; SAKSVIK, O. ; STOMBERG, H.: Modern HVDC Thyristor Valves. In: *International Conference on Electrical Engineering (ICEE'96), Beijing, China*, ABB Power Systems, Ludvika, Sweden, August 1996. – Internet–Veröffentlichung, verfügbar über:
<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=1JNL100095-609&Action=Launch>
- [ASU00] ASUE, Autor n. b.: Stationäre Brennstoffzellen – Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven / Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE). Kaiserslautern, 2000. – Forschungsbericht. Verfügbar über:
http://www.asue.de/online_praesentation/ASUE-Brennstoffzellen.pdf
- [Att99] ATTIG, D.: Zukunftschancen der Kraft–Wärme–Kopplung in einem liberalisierten Energiemarkt. In: BLUM, W. (Hrsg.): *Energie Plutonium Strom und die Umwelt*. Heidelberg, März 1999, S. 181–190
- [Aue99] AUER, J.: *Kernenergie: Ist ein Ausstieg möglich?* Internet–Veröffentlichung, Deutsche Bank Research, Frankfurt am Main. Februar 1999. – Verfügbar über:
<http://www.umwelt.deutsche-bank.de/pdf/kernenergie.pdf>
- [AW86] ADERMANN, H.-J. ; WAGNER, H.: Verfahren zur Kraftwerkseinsatzoptimierung. VDE-Verlag, Berlin, 1986 (22). – ETZ-Report
- [BAF02] BAFA, Autor n. b.: *Energie-Statistiken: Amtliche Mineralöl-daten 2001, Dezember und Jahr*. Internet–Veröffentlichung, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn. 2002. – Verfügbar über:
<http://www.bafa.de/1/de/service/archiv/statistik/energie/statistik-energie.htm>
- [Bak04] BAKHTIARI, S.: World oil production capacity model suggests output peak by 2006 – 07. In: *Oil & Gas Journal*, (2004), April, S. 18–20. – Verfügbar über:
<http://ogj.pennnet.com/home/home.cfm>
- [Bal03] BALLOCH, D.: *List of HVDC projects with marine infrastructure*. Internet–Veröffentlichung, David Balloch & Associates Pty. Ltd., Melbourne, Australien. August 2003. – Verfügbar über: <http://www.dballoch.com.au/HVDC.html>

- [Bar87] BARTSCH, G.: Energieberatung, Energiemanagement: Handbuchreihe. In: WINJE, D. (Hrsg.) ; HANISCH, R. (Hrsg.): *Physikalisch-technische Grundlagen* Bd. 3. Berlin u.a. : Springer-Verlag u.a., 1987
- [Bar00] BARD, J.: Wasserkraft zur regenerativen Energienutzung. In: AGV (Hrsg.): *AgV-Forum: Energiepolitik und regenerative Energien*. Bonn, 2000 (1), S. 28–37
- [Bar02] BARD, J.: Wasserkraft. In: *Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien*. Berlin : Erich Schmidt Verlag, Juli 2002, Kapitel 5, S. 181–194
- [Bau99] BAUMERT, M.: Energie aus Holz. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 49 (1999), September, Nr. 10, S. 692–696
- [BBB⁺90] BECKER, G. ; BIELENBERG, K. ; BURKHARDT, T. ; FUCHS, F. ; KRÖMKE, F. ; LÖFFLER, P. ; NEUMANN, G. ; ORZESKO, S. ; SCHREMS, R. ; STECKHAN, B. ; NISCHKE, J.: EDV-Optimierung des Kraftwerkseinsatzes – Definitionen, Anforderungen, Verfahren. In: *Sonderdruck (Nr. 4752) aus ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT. Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)* 89 (1990), Nr. 15, S. 848–855. – ISSN 0013–5496
- [BBB⁺01] BERNDES, G. ; BOUMAN, L. ; BROEK, R. v.d. ; FAAIJ, A. ; HOOGWIJK, M.: A Review of Assessments on the Future Global Contribution of Biomass Energy. In: *Global Restrictions on biomass Availability for Import to the Netherlands (GRAIN)*. 2001. – Final Report, Utrecht Centre for Energy research (UCE), Utrecht, Niederlande, verfügbar über: <http://www.novem.nl/default.asp?menuId=10&documentId=34290>
- [BBB⁺03] BENHAMOU, K. ; BENNOUNA, A. ; BRÜGMANN, H.-J. ; CZISCH, G. ; FELL, H.-J. ; FISCHEDICK, M. ; HAAS, A. ; JISCHA, M. ; KABARITI, M. ; KNIES, G. ; LEHMANN, H. ; LEHMANN, K.-P. ; METZ, P. ; MICHAELOWA, A. ; U., Möller ; NOKRASCHY, H. ; SATOGUINA, H. ; SCHÖNWIESE, C.-D. ; TRIEB, F.: *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation "TREC" – for development, climate stabilisation and good neighbourhood, Deutsche*. Internet-Veröffentlichung der "German Ass. Club of Rome" und des "Hamburg Climate Protection Foundation" bei Saharawind.com, Marokko. November 2003. – Verfügbar über: <http://saharawind.com/documents/trec.paper.pdf>
- [BBC⁺98] BIERBOOMS, W. ; BUSSEL, G. van ; COCKERILL, T. ; FERGUSON, M. ; GÖRANSSON, B. ; HARLAND, L. ; HARRISON, R. ; KOUWENHOVEN, H. ; KÜHN, M. ; VUGTS, J. ; WIECHERINK, R. ; KÜHN, M. (Hrsg.): *Opti-OWECS: Structural and Economic Optimization of Bottom Mounted Offshore Wind Energy Converters* / Institute for Wind Energy, Delft University of Technology und Andere. Delft, Niederlande, August 1998. – Final Report: Volume 0. Verfügbar über: http://www.offshorewindenergy.org/reports/Opti-OWECS_Vol0.pdf
- [BBD⁺97] BECKER, H. ; BUTER, S. ; DERTZ, W. ; ENGELHARDT, H. ; FUNK, G. ; HERZIG, K. : Technische und wirtschaftliche Kenndaten von Freileitungen bei DHÜ und HGÜ. In: *ETZ Elektronik + Automation* 98 (1997), Nr. 11, S. 711–715

- [BBG⁺79] BABEY, D. ; BROOK, C. ; GUFFANTI, M. ; MARINER, R. ; MUFFLER, J. ; SWANSON, J.: Hydrothermal convection systems with reservoir temperatures > 90°C, in Muffler, L. (Hrsg.): Assessment of geothermal resources of the United States - 1978. In: *U.S. Geological Survey Circular, Washington, USA* (1979), Nr. 790, S. 18–85
- [BBL00] BEZROUKIKH, P. ; BORISENKO, M. ; LANDBERG, L. ; STARKOV, A.: *Russian Wind Atlas*. Moscow : Russian Ministry of Fuel and Energy, 2000. – Informationen verfügbar über: <http://www.rdtee.msk.ru/english/infbull/n2/2inf2.htm>. – ISBN 5–7542–0067–6
- [BBZ01] BROWER, M. ; BAILEY, B. ; ZACK, J.: Applications and Validations of the Mesomap Wind Mapping System in Different Climatic Regimes. In: AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA) (Hrsg.): *Conference Proceedings: Windpower 2001*. Washington, DC, USA : AWEA, Juni 2001. – Veröffentlichung auf CD-Rom, S. keine Seitenangaben
- [BCG⁺00] BANKS, H. ; COOPER, C. ; GORDON, C. ; GREGORY, J.M. ; JOHNS, T.C. ; MITCHELL, J.F.B. ; SENIOR, C.A. ; WOOD, R.A.: The simulation of SST, sea ice extents and ocean heat transports in a version of the Hadley Centre coupled model without flux adjustments. In: *Climate Dynamics* 16 (2000), Nr. 2/3, S. 147–168. – Verfügbar über: <http://www.meto.gov.uk/research/hadleycentre/models/gordon00/index.html>
- [BCHK98] BUSSEL, G. van ; COCKERILL, T. ; HARRISON, R. ; KÜHN, M. ; KÜHN, M. (Hrsg.): Opti-OWECS: Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites / Institute for Wind Energy, Delft University of Technology und Andere. Delft, Niederlande, August 1998. – Final Report: Volume 3. Verfügbar über: http://www.offshorewindenergy.org/reports/Opti-OWECS_Vol3.pdf
- [BCJ⁺04] BARNETT, D. ; COLLINS, M. ; JONES, G. ; MURPHY, J. ; SEXTON, D. ; STAINFORTH, D. ; WEBB, M.: Quantification of Modelling Uncertainties in a Large Ensemble of Climate Change Simulations. In: *Nature* (2004), August, Nr. 430, S. 768–772. – Verfügbar über: http://www.nature.com/cgi-taf/DynaPage.taf?file=/nature/journal/v430/n7001/abs/nature02771_fs.html
- [BCK⁺02] BRISCHKE, L.-A. ; CZISCH, G. ; KNIES, G. ; KRONSHAGE, S. ; NITSCH, J. ; SCHILLINGS, C. ; TRIEB, F.: Combined Solar Power and Desalination Plants for the Mediterranean Region – Sustainable Energy Supply using Large Scale Solar Thermal Power Plants. In: *Desalination, "EUROMED 2002: Technologies and Strategies"* Bd. 152. Sharm-El-Sheikh, Ägypten : Desalination, Mai 2002. – Verfügbar über: <http://www.desline.com/articoli/4899.pdf>, S. 39–46
- [BD91] BECKMAN, W. ; DUFFIE, J.: *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2. USA : Wiley-Interscience, 1991. – ISBN 0–471–51056–4
- [Bdd04] BEURSKENS, L. ; DE NOORD, M. ; DE VRIES, H.: Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation – A data overview / Energy research Centre of the Netherlands (ECN). Petten, Niederlande, Februar 2004 (ECN-C–03-006). – ECN-Report. Verfügbar über: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03006.pdf>

- [BDE⁺98] BELENERGO ; DC BALTIJA ; EESTI ENERGIA ; LATVENERGO ; LIETUVOS ENERGIJA ; PPGC ; PREUSSENELEKTRA ; RAO EES ROSSIJ ; VEAG, Autoren n. b.: TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route – Phase I / European Commission: Trans-European Energy Networks. Gelsenkirchen, April 1998. – Executive Summary. Übermittelt von Uwe Radtke, E.ON Netz, Lehrte
- [BDE⁺00] BELENERGO ; DC BALTIJA ; EESTI ENERGIA ; LATVENERGO ; LIETUVOS ENERGIJA ; PPGC ; PREUSSENELEKTRA ; RAO EES ROSSIJ ; VEAG, Autoren n. b.: TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route – Phase II / European Commission: Trans-European Energy Networks. Gelsenkirchen, Mai 2000. – Executive Summary. Übermittelt von Uwe Radtke, E.ON Netz, Lehrte
- [BdE02] BDEVEV, Autor n. b.: *Erdgas – Preise*. Internet-Veröffentlichung, Bund der Energieverbraucher e.V. (BdEvev), Bad Honnef. März 2002. – Verfügbar über:
http://www.energienetz.de/index.php4?pre_cat_open=41&id=115&subid=312&search_artikel_id=312
- [BDFLP00] BIOLLAY, F. ; DAURIAT, A. ; FROMENTIN, A. ; LUCAS-PORTA, H.: Caractérisation de filières de production de bioéthanol dans le contexte helvétique. / Laboratory of Energy Systems (LASEN). Lausanne, Schweiz, 2000 (Rapport LASEN 140.102). – Mandat de l'Office Fédéral de l'Energie, Rapport final. Verfügbar über:
<http://lasen.epfl.ch/page39417.html>
- [BDH⁺03] BERGER, F. ; DANY, G. ; HAUBRICH, H.-J. ; LUTHER, M. ; VON SENGBUSCH, K.: Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 53 (2003), September, Nr. 9, S. 562–567
- [BDW00] BECK, H.-P. ; DOWRUENG, A. ; WEHRMANN, E.-A.: *Manuskript zur Vorlesung Energiesysteme; Teil: Elektrische Energieversorgungssysteme: Kapitel 5, Wirtschaftliche Aspekte*. Internet-Veröffentlichung, erstellt am Institut für Elektrische Energietechnik, Technische Universität Clausthal, veröffentlicht vom Institut für Energie- und Automatisierungs-Technik, TU-Berlin. Januar 2000. – Verfügbar über:
<http://www.iee.tu-berlin.de/lehre/ETiii/Download/tu-clausthal/S8804K5.pdf>
- [BE40] B. EPP, D K.: Diesmal dominierte die Photovoltaik. In: *Sonne Wind & Wärme* (20040), August, Nr. 8, S. 24–29
- [BE03] BOSSEL, U. ; ELIASSEN, B.: *Energy and the Hydrogen Economy*. Internet-Veröffentlichung, Asea Brown Boveri Ltd (ABB), Baden-Dättwil, Schweiz und Fuel Cell Consultant, Oberrohrdorf, Schweiz. Januar 2003. – Verfügbar über:
<http://www.methanol.org/pdf/HydrogenEconomyReport2003.pdf>
- [Bec99] BECK, H.-P.: *Energiesysteme, Teil: Elektrische Energieversorgungssysteme*. Vorlesungsmanuskript. 1999. – Verfügbar über:
<http://www.iee.tu-clausthal.de/Skripten/Onlineskripte/>

- [BEF⁺86] BARCHET, W.R. ; ELLIOTT, D.L. ; FOOTE, H.P. ; HOLLADAY, C.G. ; SANDUSKY, W.F.: *Wind Energy Resource Atlas of the United States*. Internet-Veröffentlichung, erstellt von: Pacific Northwest Laboratory (heute: Pacific Northwest National Laboratory). 1986. – Verfügbar über: <http://redc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/>
- [BEG⁺98] BISHANOV, V. ; ELLUS, L. ; GORBENKO, A. ; GOROSHKO, S. ; GRETCHANOVSKI, A. ; HANSSON, B. ; IVER, B. ; JANKAUSKAS, A. ; KACZANOWSKI, A. ; KHVOCHTCHINSKAIA, Z. ; KNUDSEN, H. ; KOSKINEN, M. ; KOZLOVSKI, A. ; LANDSBERG, M. ; LAPINSKIS, V. ; LJASHENKO, V. ; LÖFGREN, B. ; LUTHER, M. ; MÜCKE, S. ; NADTOCAJEVS, V. ; ORLOWSKA, T. ; OUTTS, N. ; PERVOUSHIN, Y. ; PETERSON, V. ; REINISCH, R. ; SCHICHLER, C. ; SCHRÖDER, G. ; SKEMA, L. ; STØVRING-HALLSSON, S. ; VIRTANEN, V. ; HOLOSTOV, S. ; WALVE, K.: *Baltic Ring Study, Power System Analysis Report: Volume 1: Main Part / Baltic Ring Electricity Co-operation Committee (BALTREL)*. 1998. – Forschungsbericht. Veröffentlichung auf CD-Rom
- [Bel99] BELJAARS, A.: *Elektronische Mitteilung über Berechnungsmethoden und Parametersetzung zur realistischen Abschätzung von Bodennahen Windverhältnissen aus Winddaten der ERA-15*. Juli 1999. – National Centers for Environmental Prediction (NCEP)
- [Ben98] BENNOUNA, A.: *Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in Marokko*. Februar 1998. – Vortrag am Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET, Kassel
- [ben00] N. BENANNT, EG&G Services Parsons, Inc. Science Applications International Corporation, A.: *Fuel Cell Handbook*. 5. Springfield, Virginia, USA : National Technical Information Service, U.S. Department of Commerce, Oktober 2000. – Verfügbar über: <http://www.fuelcells.org/fchandbook.pdf>
- [BEP] BAYERNWERK AG ; EDF ; PREUSSEN ELEKTRA AG (PROJEKTLEITER) AND RWE ENERGIE AG, year = 1997 type = Abschlußbericht month = Jan annote = E.on: – Forschungsbericht
- [Ber03] BERHAD, S.: *Standards for Oil Palm Fibre*. Internet-Veröffentlichung, Association Of Southeast Asian Nations (ASEAN), Jakarta, Indonesien. März 2003. – Verfügbar über: <http://www.aseansec.org/7011.htm>
- [Ber04] BERGER, P.: *Elektronische und telefonische Mitteilungen zu MTU-HotModule-Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen*. 2004. – MTU CFC Solutions München
- [Bey] BEYER, B.: *Das Top-Wetter.de Wetterlexikon*. Internet-Veröffentlichung, Top-Wetter.de, Hürth-Efferen. – Verfügbar über: <http://www.top-wetter.de/lexikon/>
- [BF01] BROEK, R. v.d. ; FAALJ, A.: *Sustainable Production of Biomass in Nicaragua for Export to the Netherlands*. In: *Global Restrictions on biomass Availability for Import to the Netherlands (GRAIN)*. 2001. – Final Report, Utrecht Centre for Energy research (UCE), Utrecht, Niederlande, verfügbar über: <http://www.novem.nl/default.asp?menuId=10&documentId=34290>
- [BFE99] BFE, Autor n. b.: *Gesamte Erzeugung und Abgabe Elektrischer Energie in der Schweiz 1992 bis 1997*. Mitgeteilt von: H. Isenschmid, Bundesamt für Energie-

- wirtschaft (BFE). 1999. – Monatswerte der Erzeugung der schweizer Kraftwerke und des Speicherinhalts von Speicherwasserkraftwerken vom "Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)" Daten ab 1997 Verfügbar über:
<http://www.energie-schweiz.ch/bfe/de/statistik/elektrizitaet/>
- [BFL⁺98] BENGTSSON, L. ; FEICHTER, J. ; LELIEVELD, J. ; RODHE, H. ; ROECKNER, E.: Transient climate change simulations with a coupled atmosphere-ocean GCM including the tropospheric sulfur cycle / Max-Planck-Institut für Meteorologie. Hamburg, Juli 1998 (266). – Report. Verfügbar über:
<http://www.mpimet.mpg.de/deutsch/Sonst/Reports/Listen/Report98.html> oder: Journal of Climate, 12, 3004-3032, 1999
- [BFLW01] BANFI, S. ; FILIPPINI, M. ; LUCHSINGER, C. ; WILD, J.: *Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz – Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale*. Internet-Veröffentlichung, Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH-Zürich, Schweiz. März 2001. – Verfügbar über:
http://www.cepe.ethz.ch/download/projects/BFE_Ber_Competitiveness_Hydropower.pdf
- [BFR02] BLESLE, M. ; FAHL, U. ; REMME, U.: *Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung", Endbericht Szenarienstudie, Teil 4 Anlage 1: Szenarienerstellung IER*. Internet-Veröffentlichung der Anlage des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Enquete-Kommission, Deutscher Bundestag. Oktober 2002. – Verfügbar über:
http://www.bundestag.de/gremien/ener/ener_studien_szenarien4.pdf
- [BFS02] BFS, Autor n. b.: *Internationale Statistik, Europäische Union - Schweiz*. Internet-Veröffentlichung, Bundesamt für Statistik (BFS), Neuchâtel, Schweiz. 2002. – Verfügbar über: http://www.statistik.admin.ch/stat_int/dint_eu.htm
- [BGH⁺02] BRAKMANN, G. ; GEYER, M. ; HÄBERLE, A. ; HENNECKE, K. ; LERCHENMÜLLER, H. ; LÜPFERT, E. ; SCHIEL, W. ; WITTEW, V.: Parabolrinnensysteme. In: FVS (Hrsg.): *Themen 2002 der Jahrestagung des ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS), Solare Kraftwerke*. Stuttgart, 2002. – Verfügbar über:
http://www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/Parabol_01.pdf
- [BH99] BEER, H. ; HURTIG, E.: Das geothermische Feld in Brandenburg. In: *Brandenburgische geowissenschaftliche Beiträge / Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg, Kleinmachnow* (1999), Nr. 1, S. 57–68
- [BHJ⁺04] BENGALY, K. ; HO, Y. ; JELAN, Z. ; LIANG, J. ; ONG, H.: Optimization of steam treatment as a method to increase in situ degradability of oil palm (*Elaeis guineensis*) frond in Malaysia. In: *Livestock Research for Rural Development* 16 (2004), März, Nr. 3. – Verfügbar über: <http://www.cipav.org.co/lrrd/lrrd16/3/ben16019.htm>
- [BHK⁺98] BRUNTT, M. ; HANSSON, B. ; KNUDSEN, L. ; NURMINEN, H. ; RADTKE, U. ; STØVRING-HALLSSONAND, S.: Baltic Ring Study, Power System Analysis Report: Multiterminal HVDC Systems / Baltic Ring Electricity Co-operation Committee (BALTREL). 1998. – Forschungsbericht. Veröffentlichung auf CD-Rom

- [BHPP02] BUCK, R. ; HOFFSCHMIDT, B. ; PITZ-PAAL, R.: Solarturmkraftwerkssysteme. In: FVS (Hrsg.): *Themen 2002 der Jahrestagung des ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS), Solare Kraftwerke*. Stuttgart, 2002. – Verfügbar über: http://www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/Solartu_01.pdf
- [BHVW02] BOND, A. ; HICKS, J. ; VOSS, G.M. ; WILSON, H.: *Development of the Spherical Tokamak Power Plant – Paper presented at the 6th International Symposium on Fusion Nuclear Technology (ISFNT-6)*. Internet-Veröffentlichung, EURATOM/UKAEA Fusion Association, United Kingdom Atomic Energy Authority, Culham, Großbritannien. April 2002. – Verfügbar über: <http://www.fusion.org.uk/techdocs/reno2.pdf>
- [BIN97] BINE, Autor n. b.: Hydrothermale Geothermie in Nordostdeutschland. In: FACHINFORMATIONSZENTRUM KARLSRUHE (Hrsg.): *Infoblätter des BINE Projekt Info-Service*. Eggenstein–Leopoldshafen, November 1997 (8)
- [BIN99] BINE, Autor n. b.: Europäische Geothermieprojekt Soultz–sous–Forêts. In: FACHINFORMATIONSZENTRUM KARLSRUHE (Hrsg.): *Infoblätter des BINE Projekt–Info–Service*. Eggenstein–Leopoldshafen, 1999 (6)
- [BIN01] BINE, Autor n. b.: Geothermie. In: FACHINFORMATIONSZENTRUM KARLSRUHE (Hrsg.): *basisEnergie: BINE Informationsdienst*. Eggenstein–Leopoldshafen, Juli 2001 (8). – Verfügbar über: <http://194.175.173.199/pdf/publikation/bild0801.pdf>
- [Bis98] BISCHOF, R.: Energie– und Umweltökonomie der Windkraft: Fakten gegen Fiktionen. In: PRESS, Ponte (Hrsg.): *Windiger Protest – Konflikte um das Zukunftspotential der Windkraft*. Bochum : F. Alt and J. Claus and H. Scheer, 1998, S. 37–70
- [BJH⁺97] BÜHLER, R. ; JENNI, A. ; HASLER, P. ; NEUSCHWANDER, P. ; NUSSBAUMER, T.: Energie aus Holz: Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz / Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern. Bern, Schweiz, Juli 1997 (30724). – Schlußbericht: Programm Biomasse
- [BK98] BADIN, J. ; KIRSCHNER, J.: Biomass greens US power production. In: *Renewable Energy World* 1 (1998), November, Nr. 3, S. 40–45
- [BK00] BEERBAUM, S. ; KAPPELMANN, K.-H.: Rechnet sich Biomasse? In: *Spektrum der Wissenschaft* (2000), Mai, S. 91–92
- [BKW97] BRETSCHNEIDER, P. ; KUHN, T. ; WERNSTEDT, J.: Prognosebasierte Einsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mittels hierarchischer Optimierung. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI–Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997, S. 27–38
- [BLMW87] BALTES, K. ; LUTZ, E. ; MÜLLER, M. ; WERLE, D.: *Handbuch ausgewählter Klimastationen der Erde*. 4. Trier : G. Richter, Forschungsstelle Bodenerosion der Universität Trier Mertesdorf, 1987
- [BLS97] BUCK, R. ; LAING, D. ; SCHIEL, W.: Solarthermie für dezentrale Stromerzeugung. In: *Strom aus Sonne und Wind, Themen 96/97, ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS)* (1997), S. 102–109

- [BM01] BALZER, G. ; MÜLLER, H.: Capacitor Commutated Converters for High Power HVDC Transmission. In: *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*. London, U.K., November 2001
- [BM03] BOECKH, M. ; MÜHLEISEN, M.: Die Brennstoffzelle im Heizkeller. In: *Sonne Wind & Wärme* (2003), Februar, Nr. 2, S. 79–81
- [BMU02] BMU, Autor n. b.: *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*. Internet-Veröffentlichung, Bundesumweltministerium (BMU). Januar 2002. – Verfügbar über: http://www.bmu.de/download/b_offshore03.php
- [BMU04] BMU, Autor n. b.: *Broschüre: Bioenergie – Nachwuchs für Deutschland*. Internet-Veröffentlichung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Mai 2004. – Verfügbar über: http://www.bmu.de/de/txt/download/b_broschuere_bioenergie/
- [BMW02] BMWI, Autor n. b.: *Energiedaten: Erdgas-Statistiken: Ausgewählte Statistiken zur Entwicklung des deutschen Gasmarktes*. Internet-Veröffentlichung, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). Juni 2002. – Verfügbar über: <http://www.bmwi.de/Homepage/Politikfelder/Energiepolitik/Energiedaten/Energiedaten.jsp>
- [BOC96] BAIN, R. ; OVEREND, R. ; CRAIG, K.: Biomass-Fired Power Generation. In: *Biomass Usage for Utility and Industrial Power Conference*. New York, Mai 1996
- [Bog97] BOGENRIEDER, W.: *Persönliche Mitteilung*. 1997. – Vereinigte Energiewerke AG VEAG, Berlin
- [Bog98] BOGENRIEDER: *Schriftliche Mitteilung*. 1998. – Vereinigte Energiewerke AG VEAG, Berlin
- [Bog99] BOGENRIEDER, W.: *Persönliche Mitteilung über Wirkungsgrade von verschiedenen Pumpen-, Turbinen-, Motor und Generatorvarianten für Pumpspeicherkraftwerke*. September 1999. – Vereinigte Energiewerke AG VEAG, Berlin
- [Bog02] BOGENRIEDER, W.: Moderne Pumpspeicherwerke im Gigawattbereich – Darstellung am Beispiel des PSW Goldisthal. In: FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK (ISET), Institut (Hrsg.): *Siebentes Kasseler Symposium Energiesystemtechnik – Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung: Energiespeicher und Energietransport*. Kassel, November 2002, S. 39–59
- [Bor00] BORLAUG, N.: *The Green Revolution Revisited and the Road Ahead*. Internet-Veröffentlichung, Nobel e-Museum, The Nobel Foundation, Stockholm, Schweden. September 2000. – Verfügbar über: <http://www.nobel.se/peace/articles/borlaug/index.html>
- [Bos03] BOSSEL, U.: *Die Welt braucht eine nachhaltige Energiewirtschaft, keine Wasserstoffwirtschaft*. Internet-Veröffentlichung, European Fuel Cell Forum, Luzern, Schweiz. Oktober 2003. – Verfügbar über: <http://www.efcf.com/reports/>
- [Bos04a] BOSSEL, U.: *Brennstoffzellen ja, aber bitte ohne Wasserstoff*. Internet-Veröffentlichung, MVV Energie AG, eBusiness Competence Center, Mannheim. März 2004. – Verfügbar über: <http://www.energie.de/bsznewsletter/dokumente/bossel.pdf>

- [Bos04b] BOSSEL, U.: *Telefonische Mitteilungen zu Angaben in [BE03]*. 2004. – European Fuel Cell Forum (EFCF), Oberrohrdorf, Schweiz <http://www.efcf.com/>
- [Boy01] BOYÉ, H.: *Persönliche Mitteilung*. Juli 2001. – Electricité de France Marokko (EDF)
- [BP99] BISNER, H. ; PEREZ, R.: *Fortran Funktion DIRMAX*. Per E-Mail von R. Perez zugesandt. September 1999. – Fortran Implementierung von Transferfunktionen zur Berechnung der Direktstrahlung aus Stundenwerten von Globalstrahlungsdaten u. a. meteorologischer Größen.
- [BP01] BLIESENER, M. ; PUDE, R.: *Miscanthusanbau*. Internet-Veröffentlichung. Februar 2001. – Verfügbar über: <http://www.miscanthus.de/anbau.htm>
- [Brö00] BRÖSAMLE, H.: *Solarthermische Kraftwerke - Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS*. Vechta, Institut für Umweltwissenschaften (IUW), Hochschule Vechta, Dissertation, 2000
- [Bri00] BRIDLE, R.: *China Three Gorges Project*. Internet-Veröffentlichung, British Dam Society (BDS), London, England. November 2000. – Verfügbar über: http://www.britishdams.org/current_issues/3Gorges2.pdf
- [Bro04] BROWN, L.: *Eco-Economy Updates: Europe Leading World Into Age of Wind Energy*. Internet-Veröffentlichung, Earth Policy Institute, Washington DC, USA. April 2004. – Verfügbar über: <http://www.earth-policy.org/Updates/Update37.htm>
- [BRSV95] BUSCH, R. ; RITTIGER, D. Povhand J. ; SPENDEL, K. ; VOLLMAR, H.: *Techno-Economic Study of Bulk Power Transmission Over Long Distances for a High Temperature Superconducting Cable and Conventional AC and DC Overheadline Systems*. 1995. – Interne Veröffentlichung Siemens/EV NP-ZFE, Erlangen: Beitrag zur EUCAS 1995
- [BRT97] BACH, C. ; RÖLLING, H. ; THIELE, W.: Integrierte Einsatzplanung vom Tag bis zum Jahr. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI-Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997, S. 55–69
- [Bru95] BRUMSHAGEN, H.: Hochspannungs-Gleichstrom zur Übertragung elektrischer Energie zwischen Ländern und Kontinenten. In: SCHULTZE, K. (Hrsg.): *59. Physikertagung Berlin 1995: Klimaverträgliche Energienutzung und Energiememorandum 1995 der DPG zum Klimagipfel*. Bad Honnef : DPG, 1995, S. 170–202
- [BS87] BRONSTEIN, I. N. ; SEMENDJAJEW, K. A.: *Taschenbuch Der Mathematik*. 23. Thun/Frankfurt a.M. : Verlag Harri Deutsch, 1987
- [BS88] BRONSTEIN, I. N. ; SEMENDJAJEW, K. A.: *Ergänzende Kapitel zum Taschenbuch der Mathematik*. 5. Thun/Frankfurt a.M. : Verlag Harri Deutsch, 1988
- [BS97] BROWER, M. ; SIMON, R.: *Wind Map: New Mexico Annual Mean Wind Speed*. Internet-Veröffentlichung, Brower & Company, Andover, Massachusetts, USA. 1997. – Verfügbar über: <http://www.browerco.com/newmex.html>

- [BS99] BENNOUNA, A. ; STAISS, F.: Perspektiven der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie in Marokko. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3-926979-71-2, S. 77-99
- [BSH04] BSH, Autor n. b.: *Meeresnutzung: Windparks*. Internet-Veröffentlichung, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). April 2004. – Verfügbar über: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>
- [BSR92] BSRN, Autor n. b.: *Baseline Surface Radiation Network (BSRN)*. Internet-Veröffentlichung, Datenzugang des "World Climate Research Programme (WCRP)". 1992. – Verfügbar über: <http://bsrn.ethz.ch/>
- [BT99] BRÖSAMLE, H. ; TRIEB, F.: Solarthermische Kraftwerke Potentiale und Perspektiven. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3-926979-71-2, S. 55-67
- [Bü99] BÜHLER, A.: *Simulation eines Offshore Windparks in der Nordsee*. Hamburg, Fachbereich Physik der Universität Hamburg, Diplomarbeit, 1999. – Verfügbar über: <http://home.t-online.de/home/offshore-wind/html/start.htm>
- [Bud04] BUDIG, C. *Interne Auswertung des WMEP-Datenbankbestandes und davon abgeleiteter Werte der Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland 1994-2003*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel. 2004
- [BV95] BEYER, U. ; VOERMANS, R.: Solarthermische und photovoltaische Stromerzeugungsanlagen im Vergleich. In: WINKRA-RECOM (Hrsg.): *Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie '95*. Hannover : Winkra-Recom, 1995, S. 267-280
- [BW96] BLACKWELL, D.D. ; WISIAN, K. W.: *Geothermal Recsource Evaluation Based on Heat Flow and Thermal Conductivity for the United States*. Internet-Veröffentlichung, Geothermal Energy Technical Site, US Department of Energy (DOE). 1996. – Verfügbar über: <http://geotherm.inel.gov/fy96/explorat/exp-02.html>
- [BW97] BÜNGER, U. ; WEINDORF, W.: Brennstoffzellen - Einsatzmöglichkeiten für die dezentrale Energieversorgung. In: *Sonnenenergie* 22 (1997), Februar, Nr. 1, S. 16-19. – Verfügbar über: <http://www.hyweb.de/Wissen/brennsto.htm>
- [BW03] BURGH, G. ; WILSON, J.: *The Hydrogen Report – An Examination of the Role of Hydrogen In Achieving U.S. Energy Independence*. Internet-Veröffentlichung, TMG/The Management Group, Grosse Pointe, Michigan, USA. Juli 2003. – Verfügbar über: http://www.tmgtech.com/images/Energy_Economics_Rev_B.doc
- [BWW98] BWW, Autor n. b.: *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand Jan. 1998*. Biel-Bienne, Schweiz : Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), heute: Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG), 1998
- [BWWZ01] BUSSMANN, W. ; WEINDORF, W. ; WURSTER, R. ; ZITTEL, W.: *Geothermal Hydrogen - A Vision?* Paper Presented At Euroepan Geothermal Energy Council's 2nd

- Business Seminar, Egec 2001, March 8 - 9, Altheim, Austria, Internet Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/geoh22001.pdf>
- [Cam00] CAMPANA, K.: *Elektronische Mitteilung über Berechnungsmethoden und Eigenschaften von Strahlungsdaten der NCEP/NCAR-Reanalyse*. Januar 2000. – National Centers for Environmental Prediction (NCEP)
- [Car75] CARLSON, P.: *Power Generation through Controlled Convection (Aeroelectric Power Generation)*. Patentschrift: United States Patent 3,894,393. Juli 1975. – Verfügbar über: <http://patft.uspto.gov/netahtml/srchnum.htm>
- [Car93] CARLSON, P.: *The Aeroelectric Oasis – A Proposed System to Provide Electrical Power and Irrigation to the Desert Regions of the World* / P. Carlson. Pasadena, California, USA, 1993. – Forschungsbericht. Nur mit Genehmigung des Autors erhältlich
- [Car04] CARPE DIEM SOLAR, Autoren n. b.: *Development of a new support structure for Parabolic Trough collectors VC1 (Full surface collector)*. In: DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (Hrsg.) ; PSE (Hrsg.): *Proceedings EuroSun2004* Bd. 1. Freiburg : PSE, Freiburg, Juni 2004, S. 859–863
- [CDHHK02] CZISCH, G. ; DURSTEWITZ, M. ; HAHN, B. ; HOPPE-KILPPER, M.: *Bericht zur Markt- und Kostenentwicklung bei Windenergieanlagen*. Internet-Veröffentlichung. März 2002. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/02-03-01_Abschlußbericht_EEG.pdf
- [CE01] CZISCH, G. ; ERNST, B.: *High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example*. In: AWEA (Hrsg.): *Windpower 2001, AWEA 2001 CONFERENCE PROCEEDINGS*. Washington, DC : AWEA, 2001. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- [CEM⁺92] CZISCH, G. ; EBERSPERGER, R. ; MAUCH, W. ; MÜNKER, M. ; SCHAEFER, H.: *Systemquervergleich zwischen einem projektierten und einem ausgeführten Wasserkraftwerk an der Lechsteustufe 8a bei Kinsau unter besonderer Berücksichtigung des kumulierten Energieaufwands und der kumulierten CO₂-Emissionen* / Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU-München. München, November 1992. – Endbericht
- [CFH⁺94] CHEN, Z. ; FRANK, M. ; HERZOG, H. ; POTTER, R. ; TESTER, J.: *Prospects for Universal Geothermal Energy from Heat Mining*. In: *Science & Global Security* 5 (1994), Nr. 1, S. 99–121. – Verfügbar über:
http://www.princeton.edu/globsec/publications/pdf/5_1tester.pdf
- [CFMS94] CAPELLIN, R. ; FISCHER, W. ; MOSTERS, M. ; SCHMIDT, G.: *HVDC Essentials For Economic Bulk Power Transmission*. In: *2nd Afro-Asian Conference on "Power Generation, Transmission and Distribution"*. Kuala Lumpur, Malaysia, September 1994. – Sonderdruck: Siemens Deutschland

- [CFW03] CARLSSON, L. ; FLISBERG, G. ; WEIMERS, L.: Recent evolution in classic HVDC. In: *The 4th International Conference on Power Transmission & Distribution Technology 2003*. Changsha, China, Oktober 2003. – Verfügbar über: <http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=1JNL100096-152&Action=Launch>
- [CG00] CZISCH, G. ; GIEBEL, G.: *Folien und Abschrift des gesprochenen Textes zum Vortrag: "A Comparison of Intra- and Extraeuropean Options for an Energy Supply with Wind Power" auf der "EWEA Special Topic Conference": "Wind Power for the 21st Century"*. Internet-Veröffentlichung. 2000. – Verfügbar über: <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/wind21/overview.html>
- [CG01] CZISCH, G. ; GIEBEL, G.: A Comparison of Intra- and Extraeuropean Options for an Energy Supply with Wind Power. In: WIP (Hrsg.): *Wind Power for the 21st Century, EWEA Special Topic Conference*. München : WIP-Renewable Energies 2001, 2001. – Verfügbar über: http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/projekte/wind_power_b_9_2000.pdf, S. 69–72 auf CD-ROM
- [CGM03] CZISCH, G. ; GIEBEL, G. ; MORTENSEN, N.: Effects of Large-Scale Distribution of Wind Energy in and around Europe. In: *Risø International Energy Conference: Energy Technologies for post Kyoto targets in the medium term*. Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, Mai 2003. – Vortrag und Veröffentlichung verfügbar über: <http://www.risoe.dk/konferencer/energyconf/presentations/giebel.pdf> und <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Risoe200305.pdf>
- [Cha93] CHABOT, B.: Combien? Fusion Thermonucléaire contrôlée ou fusion bien tempérée? Prélude à une étude des coûts du kilowattheure. In: *SYSTÈMES SOLAIRES 086* 086 (1993), Februar, S. 50 ff.
- [CHK96] COOK, I. ; HENDER, T.C. ; KNIGHT, P.J.: Key Issues for the Economic Viability of Magnetic Fusion Power. In: *FUSION TECHNOLOGY* Bd. 30, 1996. – Verfügbar über: <http://www.fusion.org.uk/techdocs/reno2.pdf>, S. 1605–1612
- [Chr02] CHRISTOFERSEN, J.: *Analysis of HVDC System Performance Correlated to Converter Transformer Performance*. Internet-Veröffentlichung, CIGRE Study Committee 12 u. 14, International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich. August 2002. – Verfügbar über: http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Meeting%20Reports/JTF_Report.pdf
- [CI01] CONSENTEC ; IAEW, Autoren n. b.: Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion / Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW) und CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. Aachen, Dezember 2001. – Final Report. Verfügbar über: http://www.iaew.rwth-aachen.de/publikationen/EC_congestion_final_report_appendix.pdf
- [CJ03] CHRISTIANSEN, P. ; JENSEN, J.: *Telefonische Mitteilungen zum Offshorewindpark Horns Rev*. 1998–2003. – Elsam Project, Fredericia, Dänemark

- [CKHP99] COHEN, G. ; KEARNEY ; H. PRICE, W.: Performance History and Future Costs of Parabolic Trough Solar Electric Systems. In: *Proceedings of the 9th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Journal de Physique IV* Bd. 9. Font-Romeu, Frankreich, Juni 1999, S. 169–179
- [CKT01] CZISCH, G. ; KRONSHAGE, S. ; TRIEB, F.: Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung –. In: FVS (Hrsg.): *Themen 2001 der Jahrestagung vom ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS) Integration Erneuerbarer energien in Versorgungsstrukturen*. Berlin, 2001. – Verfügbar über: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/fvs_2001_potsdam.pdf
- [CL96] CHRISTOFERSEN, D. ; LINDH, P.-O.: *CIGRE SCI4 Compendium of HVDC Schemes Throughout the World*. Internet-Veröffentlichung, CIGRE Study Commitee 14, International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich. April 1996. – Verfügbar über: <http://www.transmission.bpa.gov/cigresc14/Frontpage%20Compindium.htm>
- [CL98a] CLERICI, A. ; LONGHI, A.: Competitive Electricity Transmission Systems as an Alternative to Pipeline Gas Transport for Electricity Delivery. In: *17th WEC Congress: Efficient Development and Application of Conventional Resources*. Houston, Texas, USA, September 1998. – Verfügbar über: http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17tech_papers.asp
- [CL98b] CZISCH, G. ; LUX, R. *Mögliche methodische Vorgehensweise zur Ermittlung von Struktur und Fahrweise eines gesamteuropäischen nuklear-regenerativen Kraftwerksparks*. Internes Arbeitspapier, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieversorgung IER/Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET, Stuttgart/Kassel. 1998
- [CL01] CZISCH, G. ; LEHNER, B.: *Bearbeitung von Wärmeflußdaten und Temperaturdaten sowie Erstellung verschiedener Karten unter Verwendung der Daten "A New Global Heat Flow Compilation" der "International Heat Flow Commission" (IHFC) und des "Department of Geological Sciences the University of Michigan"*. 2001. – Kassel
- [CLV01] CZISCH, G. ; LEHNER, B. ; VASSOLO, S.: *Kapitel 8: Europe's Hydropower Potential Today and in the Future in EuroWasser – Model-based assessment of European water resources and hydrology in the face of global change*. Internet-Veröffentlichung, Kassel World Water Series 5, Center for Environmental Systems Research, Kassel. 2001. – Verfügbar über: <http://www.usf.uni-kassel.de/usf/archiv/dokumente/kwws5.en.htm>
- [CLV03] CZISCH, G. ; LEHNER, B. ; VASSOLO, S.: The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. In: *Energy Policy (Elsevier)* (2003), Dezember. – Artikel im Druck. Verfügbar über: <http://www.sciencedirect.com/>
- [Coc02] COCHAND, M.: *Vorlesung – Heuristiken in der Kombinatorischen Optimierung*. Internet-Veröffentlichung zur Vorlesung, Institute for Operations Research, Eidgen-

- nössischen Technischen Hochschule Zürich (ETHZ). April 2002. – Verfügbar über:
<http://www.ifor.math.ethz.ch/edu/Heuristiken/index.en.html>
- [Com01] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Autoren n. b.: Communication from the Commission to the European Parliament and the Council – European Energy Infrastructure / Commission of the European Communities. Brüssel, Dezember 2001 (COM(2001) 775 final, 2001/0311 (COD)). – Final Report. verfügbar über:
http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/pdf/2001/com2001_0775en01.pdf
- [Cor03] CORDOVÉS HERRERA, M.: *Cane, Sugar and the Environment*. Internet-Veröffentlichung, Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations, Rom, Italien. Mai 2003. – Verfügbar über:
<http://www.fao.org/DOCREP/005/X4988E/x4988e01.htm>
- [Cou04] COULBOURN, T.: *Elektronische und telefonische Mitteilungen zum PAFC-System PureCellTM 200 von UTC Fuel Cells*. 2004. – UTC Fuel Cells, Richmond, Virginia, USA, weitere Informationen über: <http://www.utcfuelcells.com>
- [CP01] CREAMER, M. ; PERLMAN, J.: *Interview: John Perlman (South African Broadcasting SAfm) with Martin Craemer (Publisher of Engineering News, Mining Weekly and Polity) in On-The-Air*. Internet-Veröffentlichung, Engineering News, Garden View, Südafrika. Juni 2001. – Verfügbar über:
<http://www.engineeringnews.co.za/components/print.asp?id=541>
- [CPL] CPLEX: *ILOG CPLEX optimization software*. – Internetseite:
<http://www.ilog.com/products/cplex/>
- [Cre00] CREUZBURG, M.: Solarthermie und Photovoltaik im Kostenvergleich. In: *Sonne Wind & Wärme* (2000), Nr. 1, S. 12–15
- [CRR00] CHARPENTIER, J.P. ; RAGHUVÉER, S. ; RUDERVALL, R.: High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems - Technology Review Paper. In: *Energy Week 2000*. Washington, DC, USA, März 2000. – Verfügbar über:
http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf oder
[http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/1F9C0B21D6976934C12569AC0029956E/\\$file/Energyweek'00.pdf](http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/1F9C0B21D6976934C12569AC0029956E/$file/Energyweek'00.pdf)
- [CS04] CZISCH, G. ; SCHMID, J.: Low Cost but Totally Renewable Electricity Supply for a Huge Supply Area — a European/Transeuropean Example. In: *Proceedings: The 3rd World Wind Energy Conference & Renewable Energy Exhibition – The 2nd Wind Power Asia*. Peking, China, November 2004. – Verfügbar über:
<http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/WWEC2004.pdf>
- [Czi93] CZISCH, G.: Vorstudie zu einem Solarkraftwerk mit Hochtemperaturwärmespeichern / DLR-Stuttgart. Stuttgart, Juni 1993. – Unveröffentlichter Bericht. Ansprechpartner, R. Tamme
- [Czi00] CZISCH, G.: *Seebodenprofile in ausgewählten Gebieten in und um Europa*. Internet-Veröffentlichung. November 2000. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/Windenergie/offshoreflaechenauswahl_2.pdf

- [Czi01a] CZISCH, G.: *Global Renewable Energy Potential – Approaches to its Use*. Vortrag und Internet-Veröffentlichung. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/overview.htm>
- [Czi01b] CZISCH, G.: Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. In: BLUM, W. (Hrsg.): *Energie Plutonium Strom und die Umwelt – 17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000)*. Bad Honnef : DPG – AKE, 2001. – Veröffentlichung zum Vortrag auf der Frühjahrskonferenz 1999 – verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf, S. 213–232
- [Czi04] CZISCH, G.: Least-Cost European/Transeuropean Electricity Supply Entirely with Renewable Energies. In: *STOA Workshop Long Term Energy Prospects and the Role of Renewable Energies*. Brüssel, Belgien, März 2004. – Verfügbar über:
<http://www.europarl.eu.int/workshop/renewable/addocs/czisch.pdf>
- [Dam97] DAMBORG, S.: Denmark goes offshore. In: *Windkraft Journal: Natürliche Energie: Deutsche Gesellschaft für Windenergie* 17 (1997), Nr. 4, S. 10–12
- [Dan63] DANTZIG, G.: *Linear Programming and Extensions*. Princeton, New Jersey, USA : Princeton University Press, 1963
- [Dav80] DAVIES: Review of oceanic and global heat flow estimates. In: *Reviews of Geophysics and Space Physics* 18 (1980), S. 718–722
- [DEH⁺01] DURSTEWITZ, M. ; ENSSLIN, C. ; HAHN, B. ; HOPPE-KILPPER, M. ; ROHRIG, K.: Windenergie Report Deutschland 2001 / Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel, 2001. – Forschungsbericht
- [DEH⁺02] DURSTEWITZ, M. ; ENSSLIN, C. ; HAHN, B. ; HOPPE-KILPPER, M. ; ROHRIG, K.: Windenergie Report Deutschland 2001 / Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel, 2002. – Forschungsbericht
- [DEH⁺03] DURSTEWITZ, M. ; ENSSLIN, C. ; HAHN, B. ; HOPPE-KILPPER, M. ; ROHRIG, K.: Windenergie Report Deutschland 2003 / Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel, 2003. – Forschungsbericht
- [Dep03] DEPARTMENT OF AGRICULTURE, Autor n. b.: *Oil Palm (Elaeis guineensis)*. Internet-Veröffentlichung, Department of Agriculture, Sabah, Malaysia. Mai 2003. – Verfügbar über: http://www.sabah.gov.my/tani/english/crop_oil_palm.htm
- [DeS04] DESTATIS, Autor n. b.: *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Wichtige gesamtwirtschaftliche Größen*. Internet-Veröffentlichung, Statistisches Bundesamt Deutschland (Destatis), Wiesbaden. August 2004. – Verfügbar über:
<http://www.destatis.de/basis/d/vgr/vgrtab1.php>
- [DFGS00] DRACH, R. ; FIORINO, M. ; GLECKLER, P. ; DA SILVA, A.: *lats4d, A minimum fuss gs script for writing NetCDF, HDF-SDS or GRIB files from GrADS using the PCMDI LATS interface* (<http://www-pcmdi.llnl.gov>). Internet-Veröffentlichung, NASA - Goddard Space Flight Center (NASA/GSFC), Program for Climate Model Diagnosis and Intercomparison (PCMDI) at the Lawrence Livermore National Laboratory

- (LLNL). 2000. – Programmbeschreibung verfügbar über:
<http://dao.gsfc.nasa.gov/software/grads/lats4d/lats4d.html>
- [DFV01] DEETJEN, H. ; FESCHE, H.-W. ; VOSTEEN, R. Schellschmidt H.: *Influence of Temperature on Thermal Conductivity and Thermal Heat Capacity for Different Types of Rock*. Internet Veröffentlichung eines Posters: Präsentiert auf der "5th International Meeting on Heat Flow and Structure of the Lithosphere Kostelec nad Černými Lesy" in Tschechien. Juni 2001. – Verfügbar über:
http://www.gga-hannover.de/gga_org/gga_sekt/s4/ergebnis/geotherm/temp_abh.gif s.a.
<http://www.ig.cas.cz/Confer/Report.htm>
- [DG97] DEMEO (EPRI PROJECT MANAGER), E. ; GALDO (DOE PROJECT MANAGER), J.: *Renewable Energy Technology Characterizations / Electric Power Research Institute (EPRI)*. Palo Alto, California, USA, Dezember 1997 (TR-109496). – EPRI-Report. Beschreibung verfügbar über:
http://www.epri.com/OrderableItemDesc.asp?product_id=TR-109496
- [DGH00] DÜMENIL GATES, L. ; GOLZ, C. ; HAGEMANN, S.: *Observed historical discharge data from major rivers for climate model validation / Max-Planck-Institut (MPI) für Meteorologie*. Hamburg, 2000 (307). – MPI - Report. Verfügbar über:
http://www.mpimet.mpg.de/de/web/download.php?src=max_scirep&file=pdfupload&id=307&filename=report307.pdf
- [DGKR97] DECKER, B. ; GROCHOWSKI, J. ; KIEFER, K. ; RÖSSLER, E.: *Minderertragsanalyse und Optimierungspotentiale an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen des 1000-Dächer-Programms*. In: *Strom aus Sonne und Wind, Themen 96/97, Forschungsverbund Sonnenenergie* (1997), S. 32–38
- [DH96] DREPPER, W. ; HINZ, H.-J.: *Mittelfristige Energieeinsatzplanung im hydrothermischen Verbundsystem*. In: *VDI BERICHTE 1252, Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft* (1996), Mai, S. 423–432
- [DHHK01] DURSTEWITZ, M. ; HAHN, B. ; HOPPE-KILPPER, M.: *Offshore-Windenergienutzung in der AWZ – Potentiale, Netzintegration, Stromgestehungskosten*. In: *Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Gesch.-Z.: I A 2 - 02 08 15 - 48/01* (2001), Dezember. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/Offshore-Windenergienutzung_in_der_AWZ.pdf
- [DHL⁺02] DERSCH, J. ; HÄBERLE, A. ; LERCHENMÜLLER, H. ; MERTINS, M. ; TRIEB, F. ; WITTWER, C. ; ZAHLE, C.: *The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations*. In: *11th Solar Paces International Symposium, International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. Zürich, Schweiz, September 2002. – Verfügbar über: <http://www.pse.de/downloads/fresnel.solarpaces.pdf> oder
http://www.solarpaces.org/solarpaces_fresnel_9_2002.pdf
- [DHM00] DMITRIEV, G. ; HOISTAD, D. ; MININ, V.: *Large-Scale Integration of Wind Energy Into the Power Grid – A Possibility of Alternative Way*. Internet-Veröffentlichung: Institute of Physics and Technology for North Power Engineering, Kola Research Center of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Murmansk Oblast,

- Russland und Norwegian Society for Environmental Protection, Naturvernforbundet, Oslo, Norwegen. 2000. – Verfügbar über:
<http://www.greenworld.org.ru/eng/gwnews/brgw/num7/bulln73.htm>
- [Die97] DIETZ, J.: *The ITER Project*. Oktober 1997. – Vortrag im Rahmen des SERF-Projektes der EU am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), München
- [DKKV99] DONAVATI, C. ; KÖRBER, G. ; KÖRBER, H. ; VISAVACHONPRADIT, I.: Practicality of Energies from Biomass Waste: Generating 2.4 MW_{el} of Electricity and 2.6 MW_{th} of Heat from Rice Husk of a Rice Mill. / Angewandte Physik Consulting (APC). Stuttgart, 1999. – Bericht
- [DL02] DICKS, A. ; LARMINIE, J.: *Fuel Cell Systems Explained*. Chichester, England : Wiley, 2002. – ISBN 0-471-49026-1
- [DLN97] DIENHART, H. ; LANGNISS, O. ; NITSCH, J.: Entwicklungsstrategien für solare Energiesysteme und die Rolle von Wasserstoff am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland. In: *VDI BERICHTE 1252, Fortschrittliche Energiewandlung und – Anwendung II* (1997), März, S. 767–782
- [DLR94] DLR, Autor n. b.: *SEGS Technology Assessment and Transferability to the Mediterranean Region*. 1994. – Interne Studie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart
- [DMN⁺95] D., Garrad A. ; MATTHIES, H. G. ; NATH, C. ; SCHELLIN, T. E. ; M., Scherweit ; ET AL.: *Study of Offshore Wind Energy in the EC, Joule I*. Germanischer Lloyd / Garrad Hassan and Partners / Windtest KWK, Hamburg / Bristol / Kaiser-Wilhelm-Koog. Brekendorf : Natürliche Energie, 1995
- [DMP⁺84] DE FRANCO, N. ; MANZONI, G. ; PARIS, L. ; VALTORTA, M. ; ZINI, G.: Present Limits of Very Long Distance Transmission Systems. In: *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*. Paris, Frankreich, August 1984 (37–12)
- [DNR98] DUMBRELL, R. ; NARAYAN, S. ; RAHMAN, S.: HDR Geothermal Energy Resources in Australia – Prospects and Progress. In: *Geothermische Energie* 6 (1998), Dezember, Nr. 2/3, S. 23–29
- [Dob03] DOBELMANN, J.: Germany's solar success – the 100'000 roofs programme reviewed. In: *Renewable ENERGY World* 6 (2003), Nr. 6, S. 68–79. – Verfügbar über:
http://www.jxj.com/magsandj/rew/2003_06/index.html
- [DOE96] DOE, Autor n. b.: *International Energy Annual 1996*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 1996. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/iea96.html>
- [DOE97] DOE, Autor n. b.: *U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1996*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 1997. – Verfügbar über:
http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/dsm99/dsm_sum99.html
- [DOE00] DOE, Autor n. b.: *Interim Report of the Department of Energie's Power Outage Study Team: Findings from the Summer of 1999*. Internet-Veröffentlichung, US

- Department of Energy (DOE), Energy Information Administration, Office of Policy and International Affairs, USA. Januar 2000. – Verfügbar über:
<http://www.policy.energy.gov/electricity/interim.pdf>
- [DOE01a] DOE, Autor n. b.: *International Electricity Information, International Electricity Generation Information, Hydroelectric Power, All Countries, 1980–2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table26.xls>
- [DOE01b] DOE, Autor n. b.: *International Electricity Information, International Electricity Generation Information, World Electricity Installed Capacity by Type, January 1, 1999*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iea99/table64.xls>
- [DOE02a] DOE, Autor n. b.: *International Electricity Information, International Net Electricity Consumption Information, Total Electric Power, All Countries, 1980–2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2002. – Verfügbar über:
<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls>
- [DOE02b] DOE, Autor n. b.: *International Electricity Information, World Gross Domestic Product at Market Exchange Rates, 1980–2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2002. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tableb2.xls>
- [DOE02c] DOE, Autor n. b.: *International Electricity Information, World Primary Energy Consumption, 1980–2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2002. – Verfügbar über:
<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tablee1.xls>
- [DOE02d] DOE, Autor n. b.: *International Energy Annual 2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. April 2002. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/>
- [DOE02e] DOE, Autor n. b.: *International Energy Annual 2000: World Production of Crude Oil, NGPL, Other Liquids, and Refinery Processing Gain, 1991–2000*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Februar 2002. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/pet.html>
- [DOE02f] DOE, Autor n. b.: *Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade: Table FE2. Typical Costs and Capacity of New Transmission Lines*. Internet–Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. März 2002. – Verfügbar über:
http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_trans_capacity/table2.html
- [DOE03] DOE, Autor n. b.: *The Bridge to the Corn Ethanol Industry*. Internet–Veröffentlichung, U.S. Department of Energy's National Biofuels Program, USA. März 2003. – Verfügbar über: <http://www.ott.doe.gov/biofuels/cornbridge.html>

- [DOE04] DOE, Autor n. b.: *International Energy Annual 2002, World Gross Domestic Product at Market Exchange Rates, 1980-2002*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Juni 2004. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tableb2.xls>
- [Dor98] DORN, H.-K.: *Mündliche Mitteilung auf dem Workshop "Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie" am 30. September 1998, über Ergebnisse einer Studie zum Bau eines Wasserkraftwerks bei Inga*. 1998. – Lahmeyer International, Frankfurt
- [Dor03] DORN, H.-K.: *Telefonische Mitteilung über Ergebnisse der Studien [LE95] und [LE97]*. 2003. – Lahmeyer International, Frankfurt
- [Dre99] DREIER, T.: *Ganzheitliche Bilanzierung von und Halbzeugen: Teil V Biogene Kraftstoffe*. Internet-Veröffentlichung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. 1999. – Verfügbar über: <http://www.ffe.de/download/gabie/biogen.pdf>
- [Dre00] DREIER, T.: *Ganzheitliche Systemanalyse und Potenziale biogener Kraftstoffe*. München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU-München, Dissertation, 2000. – IfE-Schriftenreihe, Heft 42, E&M Verlag
- [Dre01] DREIER, T.: *Elektronische und telefonische Mitteilungen zu weltweiten Biomassepotentialen sowie deren Ermittlung und Übermittlung weltweiter Länderdaten der Biomassepotentiale nach [Dre00]*. 1999–2001. – Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU-München
- [DS01] DREIER, T. ; SALLER, A.: *Ganzheitliche Bilanzierung und Einsatzmöglichkeiten biogener Kraftstoffe*. Internet-Veröffentlichung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. 2001. – Verfügbar über: <http://www.ffe.de/details/mobil/biogen/biogen2.htm>
- [DSV04] DRIEVER, H. ; SCHOLHÖLTER, G. ; VOLLMÜLLER, M.: *Telefonische Mitteilungen zu Kosten und Verlusten von Erdgaspipelines sowie elektronische Übermittlung von Daten und Auslegungsrechnungen für Erdgas- und Wasserstoffpipelines*. Juli 2000–2004. – WINGAS GmbH, Kassel
- [Due02] DÜRRSCHMIDT, W. (Hrsg.) ; LORYCH, L. (Hrsg.) ; TRIEB, F. (Hrsg.): *Concentrating Solar Power Now – Clean Energy For Sustainable Development*. Broschüre und Internet-Veröffentlichung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin/Bonn. Juli 2002. – Verfügbar über: <http://www.bmu.de/files/cspk.pdf>
- [Duk83] DUKE, J. ; FOR NEW CROPS & PLANT PRODUCTS, Center (Hrsg.): *Handbook of Energy Crops: Saccharum officinarum*. Internet-Veröffentlichung, Department of Horticulture and Landscape Architecture, Purdue University, West Lafayette, USA. 1983. – Verfügbar über: http://www.hort.purdue.edu/newcrop/duke_energy/dukeindex.html
- [Dur98] DURSTEWITZ, M. *Interne Auswertung des WMEP-Datenbankbestandes 1990–1997*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel. 1998

- [Duw01] DUWIND, Autor n. b. (Hrsg.): Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe – Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe / Delft University Wind Energy Research Institute (Duwind), u. A. Delft, Niederlande, Dezember 2001 (Duwind 2001.006). – Final Report. Verfügbar über:
http://www.offshorewindenergy.org/ca-owee/indexpages/downloads/CA-OWEE_Complete.pdf
- [DW01a] DREIER, T. ; WAGNER, U.: Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft Teil 2: Wasserstoffspeicherung und Infrastruktur. In: *BWK* 53 (2001), Nr. 3, S. 47–54
- [DW01b] DREIER, T. ; WAGNER, U.: Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft Teil 3: Ausgewählte Prozessketten der Bereitstellung. In: *BWK* 53 (2001), Nr. 6, S. 59–66
- [Eas01] EASENERGY, Autor n. b.: *EasEnergy Technologies Page: First Generation Of 400 kV Underground Cables With High Cross-section*. Internet-Veröffentlichung, EasEnergy, Campbell, Kalifornien, USA. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.easenergy.com/techno.htm#grid>
- [Ebe01] EBERL, U.: *Die Effizienz-Weltmeister: Brennstoffzellen mit Gasturbinen*. Internet-Veröffentlichung, Siemens AG, München. Februar 2001. – Verfügbar über:
http://w4.siemens.de/FuI/de/archiv/zeitschrift/heft1_00/artikel09/
- [EC04] EC, Autor n. b.: *Energy & Transport in figures - Statistical pocket book 2003*. Internet-Veröffentlichung, European Commission (EC), Directorate-General Energy and Transmission, Brüssel, Belgien. 2004. – Verfügbar über:
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/2003_en.htm
- [ECD03a] ECDGE&T, Autor n. b.: *EU Energy and Transport in Figures: Energie: Gas*. Internet-Veröffentlichung, European Commission Directorate-General for Energy and Transport (ECDGE&T). Januar 2003. – Verfügbar über:
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/etif/lists/topic_gas.html
- [ECD03b] ECDGE&T, Autor n. b.: *EU Energy and Transport in Figures: Statistical pocket book 2003*. Internet-Veröffentlichung, European Commission Directorate-General for Energy and Transport (ECDGE&T). März 2003. – Verfügbar über:
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/2003_en.htm
- [ECE03] ECEU, Autor n. b.: Consultation Regarding Draft Transport Rules (Part F of the Electricity Governance Rules 2003), Appendix 1: Overview of Transpower System, HVDC Link / Electricity Commission Establishment Unit Ministry of Economic Development. Wellington, Neuseeland, November 2003. – Consultation Paper. Verfügbar über:
<http://www.med.govt.nz/ers/electric/establishment/transport-consultation/paper/index.html>
- [EDF95] EDF, Autor n. b. *EDF, Technische Betriebsergebnisse 1994*. Januar 1995
- [EDF96] EDF, Autor n. b. *EDF, Technische Betriebsergebnisse 1995*. Januar 1996
- [EDF97] EDF, Autor n. b. *EDF, Technische Auswertungsergebnisse 1996*. Januar 1997
- [EDF98] EDF, Autor n. b.: *EDF, Technische Auswertungsergebnisse 1997*. Januar 1998. – Electricité de France (EDF)

- [Edw69] EDWARDS, A.: A Compilation of Thermal Property Data for Computer Heat-Conduction Calculations / University of California Lawrence Radiation Laboratory (UCRL). 1969. – Report Nummer UCRL-50589. Daten Verfügbar über: <http://www.users.globalnet.co.uk/~dmprice/ta/materials.htm>
- [Edw94] EDWIN, K.: Optimierung in der Energieversorgung - Wege und Ziele. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft* Bd. VDI-Berichte Nr. 1140. Düsseldorf : VDI Verlag, 1994, S. 1–17
- [EEA04] EEA, Autor n. b.: *Impacts of Europe's changing climate*. Internet-Veröffentlichung, European Environment Agency (EEA), Kopenhagen, Dänemark. August 2004. – Verfügbar über: http://reports.eea.eu.int/climate_report_2_2004/en
- [EEH02] EEHC, Autor n. b.: *EEHC Statistics – Hydro Energy*. Internet-Veröffentlichung, Egyptian Electricity Holding Company (EEHC), Ägypten. 2002. – Verfügbar über: <http://www.egelec.com/english/HYDRO.HTM>
- [EEX04] EEX, Autor n. b.: *Strom Terminmarkt, Gesamtübersicht : Cal-05 base 28.06.02–01.10.04*. Internet-Veröffentlichung, European Energy Exchange, Leipzig. September 2004. – Verfügbar über: http://www.eex.de/futures_market/market_data/futures_graph.asp?marketdaten_date=10/1/2004&zoom=all&type=F1BY&period=2005.01
- [EF96] EICHHOLTZ, A. ; FOCKEN, B.: Perspektiven der Verbunderweiterung nach Nord-europa. In: *Sonderdruck aus Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1996), Nr. 10, S. 630–646
- [EGL⁺02] ESTEBAN, A. ; GEYER, M. ; LANGENKAMP, J. ; LÜPFERT, E. ; NAVA, P. ; MANDELBERG, E. ; OSUNA, R. ; SCHIEL, W. ; SCHWEITZER, A. ; ZARZA, E.: EuroTrough - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation. In: *11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. Zürich, Schweiz, September 2002. – Verfügbar über: http://www.solucar.es/eurotrough/downloads/EuroTroughPaperZurich2002_web.pdf
- [EH01] ERBER, G. ; HORN, M.: *Stromkrise in Kalifornien - ein Warnzeichen für Europa?* Internet-Veröffentlichung, DIW-Wochenbericht 32/01, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin. 2001. – Verfügbar über: <http://www.diw.de/deutsch/publikationen/wochenberichte/docs/01-32-1.html>
- [EHKW98] ERGE, T. ; HOFFMANN, V. ; KIEFER, K. ; WIEMKEN, E.: *1000-Dächer-Meß- und Auswerteprogramm, Jahresjournal 1997*. August 1998. – 1. Auflage
- [EIA00] EIA, Autor n. b.: *International Energy Outlook 2004*. Internet-Veröffentlichung, Energy Information Administration (EIA), Washington, DC, USA. Mai 200. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>
- [EK97] EDWIN, K. ; KLAFKA, P.: Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten. In: *Sonderdruck (Nr. 4752) aus ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT. Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)* 96 (1997), Nr. 6, S. 217–225. – ISSN 0013–5496

- [EK03] ENQUETE-KOMMISSION: *Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"*. Internet-Veröffentlichung, Enquete-Kommission, Deutscher Bundestag. Januar 2003. – Verfügbar über: <http://www.bundestag.de/gremien/ener/index.html>
- [Eli04] ELIASSEN, B.: *Elektronische Übermittlung der Preise von Wasserelektrolyseuren der Firma "Norsk Hydro Electrolysers" und weitere telefonische Mitteilungen*. 2004. – Norsk Hydro Electrolysers, Notodden, Norwegen, <http://www.electrolysers.com/>
- [ELS02] ELSAM, Autor n. b.: *Horns Rev Offshore Wind Farm*. Internet-Veröffentlichung, ELSAM, Fredericia, Dänemark. 2002. – Verfügbar über: http://www.hornsrev.dk/s.a.http://www.hornsrev.dk/Engelsk/nyheder/nyh_maj_02/uk-maj_02.htm
- [ELT] ELTRA, Autor n. b.: *Horns Rev Wind Farm*. Internet-Veröffentlichung, ELTRA (Übertragungsnetzbetreiber in Westdänemark), Fredericia, Dänemark. – Verfügbar über: <http://www.hornsrev.dk/s.a.http://www.eltra.dk/composite-13170.htm>
- [Enc96] ENCARTA. *Microsoft Encarta Weltatlas*. CD Rom. 1996
- [Epp00] EPP, B.: Kompakte Heizzentrale erzeugt Strom. In: *Sonne Wind & Wärme* (2000), März, Nr. 3, S. 40–42
- [ER99] ENZILI, M. ; REHFELD, K.: *Auswertungen aus dem Wind Ressourcen & TERNA Project in Marokko*. Meßergebnisse des Deutsches Windenergie-Instituts (DEWI), Wilhelmshaven. 1999. – Elektronische Mitteilungen
- [Erd02] ERDMANN, G.: Kostenfragen bei der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen. In: *Brennstoffzelle für die dezentrale Hausenergieversorgung* (2002), Februar. – Verfügbar über: <http://www.tu-berlin.de/zek/koop/publikationen/brennstoffzelle.html>
- [ERE04] EREC, Autor n. b.: *20% By 2020*. Internet-Veröffentlichung, European Renewable Energy Council (EREC), Brüssel, Belgien. 2004. – Verfügbar über: http://www.erec-renewables.org/documents/Berlin_2004/targets/EREC_Targets_2020_def.pdf
- [Erf98] ERFURT, A.: Kernfusion: Neuer Weltrekord für Jet-Experiment – Erstmals Fusionsleistung von 12 Megawatt erzielt. In: *Strom-Themen: Informationen zu Energie und Umwelt*. Frankfurt a. M. : Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE), Januar 1998, S. 7
- [Ern03] ERNE, L. *Persönliche Mitteilung über Stilllegungs- Entsorgungs- und Reinvestitionskosten des KKL*. Telefonat mit Erne, Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), Leibstadt, Schweiz. Januar 2003
- [ERWW97] EDMONDS, P.H. ; ROSS, D.W. ; WILEY, J.C. ; WOOTTON, A.J.: Compact Tokamak Reactors. In: *NUCLEAR FUSION* 37 (1997), Nr. 7, S. 927–937
- [ESA04] ESA, Autor n. b.: *Klimaschutz in Schulen Sachsen-Anhalts*. Internet-Veröffentlichung, Energieagentur Sachsen-Anhalt (ESA), Merseburg. 2004. – Verfügbar über: <http://www.energieagentur-lsa.de/KSSchulen.htm>

- [ESR99] ESRI, Autor n. b.: *Electric Power Plants*. Datensatz, Environmental Systemy Research Institute (ESRI). 1999. – Verfügbar über:
<http://mapserver2.esri.com/cgi-bin/wt?m=4&r=3&cd=s>
- [ESWZ01] EINAV, A. ; SETTY, S. ; WURZBURGER, U. ; ZASLAVSKY, D.: *ENERGY TOWERS for Producing Electricity and Desalinated Water without a Collector / Technion*. Haifa, Israel, 2001. – Forschungsbericht. Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/new_et-brochure_zaslavsky.pdf
- [ETS00] ETSO, Autor n. b.: *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe, winter 2000-2001, working day, peak hours (Non binding values)*. Internet-Veröffentlichung, Association of European Electricity Transmission System Operators (ETSO). Juli 2000. – Verfügbar über:
http://www.ets-net.org/media/download/NTC_winter_2000-2001.pdf
- [ETS01] ETSO, Autor n. b.: *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report*. Internet-Veröffentlichung, Association of European Electricity Transmission System Operators (ETSO). April 2001. – Verfügbar über:
<http://www.ets-net.org/media/download/Transfer Capacity Definitions.pdf>
- [Eur01] EUROWIND, Autor n. b.: *EuroWind: Windenergienutzung in Westafrika*. Internet-Veröffentlichung, EuroWind, Kerpen, Deutschland. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.windprognose.de/Westafrika.html>
- [EV99] EV, Autor n. b.: *Erdöl-Vereinigung: Jahresbericht 1998*. Internet-Veröffentlichung, Erdöl-Vereinigung (EV), Zürich, Schweiz. Januar 1999. – Verfügbar über:
www.erdoel.ch/doc/375087916918092002.pdf
- [EWE] EWE, Autor n. b.: *Mauvoisin II Hydropower Scheme Switzerland*. Internet-Veröffentlichung, Electrowatt Ekono, Zürich, Schweiz. – Verfügbar über:
http://www.ewe.ch/20061_e_Mauvoisin_II_72.pdf
- [EWE99] EWEA, Autor n. b. *Windstärke 10*. Studie: European Wind Energy Association (EWEA), Forum for Energy and Development (fed) und Greenpeace International. Oktober 1999
- [EWE02] EWEA, Autor n. b.: *EWEA Focusses Research Priorities*. In: *Wind Directions* (2002), Mai, S. 35. – European Wind Energy Association (EWEA), Brüssel Belgien
- [EXE] EXERGY, Autor n. b.: *The Kalina Cycle: A Quantum Leap in Power Generation*. Internet-Veröffentlichung: Exergy, Inc., Hayward, Kalifornien, USA. – Verfügbar über: <http://www.exrg.com/>
- [EXT02] EXTOOL, Autor n. b.: *Experience curve: a tool for energy policy programmes assessment (EXTOOL)*. Internet-Veröffentlichung, ISET, Kassel. 2002. – Verfügbar über: <http://www.iset.uni-kassel.de/extool/>
- [EZM] EZMW, Autor n. b.: *ECMWF Re-Analysis generated for 15 Years (ERA-15) from December 1978 to February 1994*. Datensammlung, European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF), London/Reading, England. – Informationen verfügbar über:
<http://www.ecmwf.int/products/data/archive/descriptions/er/>

- [EZM95] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF): *MARS User Guide (For Data Retrieval)*, *ECMWF Computer Bulletin B6.7/2*. Revision 11. September 1995. – Meteorological Archival and Retrieval System (MARS), Liste archivierter met. Parameter verfügbar über:
http://wms.ecmwf.int/products/data/technical/GRIB_tables/table_160.html
- [EZM02] EZMW, Autor n. b.: *IFS documentation, III. Dynamics and numerical procedures, Chapter 2.2 Discretization*. Internet-Veröffentlichung, European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF), London/Reading, England. April 2002. – Informationen über das "Integrated Forecast System (IFS)" verfügbar über: <http://wms.ecmwf.int/research/era/Era-15.html>
- [FAO04] FAO, Autor n. b.: *FAOSTAT data, 2004: Agricultural Data*. Internet-Veröffentlichung, Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations, Rom, Italien. Februar 2004. – Verfügbar über:
<http://faostat.fao.org/faostat/collections?version=ext&hasbulk=0&subset=agriculture>
- [FAS03] FAS, Autor n. b.: *World Agricultural Production: Circular Series WAP 06 – –03*. Internet-Veröffentlichung, Foreign Agricultural Service (FAS), United States Department of Agriculture, Washington, DC, USA. Juni 2003. – Verfügbar über:
<http://www.fas.usda.gov/wap/circular/2003/03-06/Wap%2006-03.pdf>
- [Fed03] FEDDEK, P.: *Solarthermische Kraftwerke*. Projekt-Info 12/03, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen. 2003. – Verfügbar über:
<http://www.bine.info/pdf/publikation/bi1203internet3.pdf>
- [Fei00] FEIX, O.: *Elektronische Mitteilung über Speicherkapazitäten im Gebiet der UCTE, Stand 1997*. 2000. – Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCTE, Berlin
- [Fel95] ZUM FELDE, A.: Statement: Fachkonferenz Biomasse; Betriebserfahrungen, Wirtschaftlichkeit. In: *Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie 95*. Hannover : Winkra-Recom Messe- und Verlags GmbH, 1995. – ISBN 3-9804393-1-3, S. 389-394
- [Fic96] FICHTNER, Autor n. b. *Leistungsbeschreibung EMSY*. Fa. Fichtner, Stuttgart. 1996
- [Fio95] FIORINO, M.: *REGRID Version 2.0beta, NMC GrADS User-Defined Function #1*. Internet-Veröffentlichung. 1995. – Programmbeschreibung verfügbar über:
<http://dao.gsfc.nasa.gov/software/grads/lats4d/regrid2.doc>
- [Fio00] FIORINO, M.: *Elektronische Mitteilung zur Verwendung der Strahlungsdateninterpolation mit der lats4d-Routine REGRID unter Grads und zur Wahl der Interpolationsmethode*. Januar 2000. – Program for Climate Model Diagnosis and Intercomparison (PCMDI) at the Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)
- [Fis95] FISCHEDICK, M.: *Erneuerbare Energie und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund. Technische Effekte, Kosten Emissionen*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Fakultät für Elektrotechnik, Dissertation, 1995. – IER Forschungsbericht 20
- [Fis98] FISCHER, W.: *Schriftliche und persönliche Mitteilungen*. 1998. – Fischer, EV HA8, Siemens, Erlangen

- [FJ01] FZ-JÜLICH, Autor n. b.: *Anhörung zur Kernfusion vor dem Bundestagsausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung*. Internet-Veröffentlichung, Forschungszentrum (FZ) Jülich. März 2001. – Verfügbar über:
http://www.fz-juelich.de/ipp/politik/bundestag/anhoerung_01_03_28/
- [FK95] FISCHEDICK, M. ; KALTSCHMITT, M.: *Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund: Möglichkeiten und Grenzen*. Heidelberg : Müller, 1995
- [Fle96] FLECHNER, B.: *Notwendige Modellierungsgenauigkeit bei der Einsatzplanung in hydrothermischen Systemen*, RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Forschungsgesellschaft Energie 33, Dissertation, 1996
- [Fle01] FLEISCHER, T.: *Technische Herausforderungen durch neue Strukturen in der Elektrizitätsversorgung*. Internet-Veröffentlichung der TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 3 / 10. Jahrgang, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Karlsruhe. September 2001. – Verfügbar über:
<http://www.itas.fzk.de/deu/tadn/tadn013/flei01a.htm>
- [FLM94] FLAIG, H. ; LINCKH, G. ; MOHR, H.: Die energetische Nutzung von Biomasse aus der Land und Forstwirtschaft / Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Stuttgart, Januar 1994. – Einzelgutachten im Rahmen des Projektes "Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg"
- [FM99] FAIRHURST, T. ; MUTERT, E.: Oil Palm - The Great Crop of South East Asia: Potential, Nutrition and Management. In: *IFA Regional Conference for Asia and the Pacific*. Kuala Lumpur, Malaysia, November 1999. – Verfügbar über:
http://www.fertilizer.org/ifa/form/pub_det.asp?id=52
- [Foy99a] FOYN, J.: *Elektronische Übermittlung der stündlichen Lastdaten Norwegens 1995 und 1996*. Januar 1999. – Nord Pool, Oslo, Norwegen, <http://www.nordpool.no/>
- [Foy99b] FOYN, J. *Wochenwerte der Stromproduktion nach Kraftwerks-Typ in Norwegen und Schweden, 1995 – 1998*. Datenweitergabe, Nord Pool – The Nordic Power Exchange. 1999
- [FR88] FÖLLINGER, O. ; ROPPENECKER, G.: *Optimierung dynamischer Systeme: Eine Einführung für Ingenieure*. 2. München Wien : Oldenburg Verlag, 1988
- [FVS97] FVS (Hrsg.) ; ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS) (Veranst.): *Strom aus Sonne und Wind, Themen 96/97*. Berlin, 1997 . – Verfügbar über:
<http://www.fv-sonnenenergie.de/Publikationen/index.php?id=5&list=36>
- [FVS03] FVS (Hrsg.) ; ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS) (Veranst.): *Solare Kraftwerke, Themen 2002*. Berlin, 2003 . – Verfügbar über:
<http://www.fv-sonnenenergie.de/Publikationen/index.php?id=5&list=29>
- [FWK99] FÜR FWKW, M. Hortal ECMWF O.: *Beratung zu und elektronische Übermittlung von orographischen Daten des ECMWF zum ERA-15-Gitter*. Oktober 1999. – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF), London/Reading, England

- [Gar04] GARRAD HASSAN AND PARTNERS, Autor n. b.: *Sea Wind Europe*. Internet-Veröffentlichung, Greenpeace, London, Großbritannien. März 2004. – Verfügbar über: <http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6204.pdf>
- [GEA01] GEA, Autor n. b.: *Geothermal Energy*. Internet-Veröffentlichung, Geothermal Energy Association (GEA). April 2001. – Verfügbar über: <http://www.geo-energy.org/RedBrochure.pdf>
- [Gei02] GEITMANN, S.: *Wasserstoff als Kraftstoff*. Internet-Veröffentlichung, Hydrogeit, Kremen. 2002. – Verfügbar über: <http://www.hydrogeit.de/grundwissen.pdf>
- [Gei03] GEITMANN, S.: *Brennstoffzelle im Übergang von fossiler zu regenerativer Energie*. Internet-Veröffentlichung, energieportal24. September 2003. – Verfügbar über: <http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/bz-uebergang.pdf>
- [GEN] GENI: *Endorsements*. Internet-Veröffentlichung, Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, Kalifornien, USA. – Verfügbar über: <http://www.geni.org/energy/endorsements/individual/endorsements.html>
- [GEN95] GENI: *GENI Newsletters first quarter 1995: Electricity Reduces Population Growth and Enables Sustainable Development*. Internet-Veröffentlichung, Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, Kalifornien, USA. 1995. – Verfügbar über: <http://www.geni.org/energy/library/newsletters/newsletter95.html#development>
- [GEN04] GENI, Autor n. b.: *A World Wide Web of Electricity – A Compelling Global Strategy for Peace and Sustainable Development*. Internet-Veröffentlichung, Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, Kalifornien, USA. Mai 2004. – Verfügbar über: <http://www.geni.org/globalenergy/index2.shtml>
- [GGG⁺97] GOEBEL, O. ; GESKE, P. ; GEYER, M. ; HENNECKE, K. ; HERRMANN, U.: Direkt Dampferzeugung in Parabolrinnen-Solarkraftwerken. In: *Strom aus Sonne und Wind, Themen 96/97, Forschungsverbund Sonnenenergie* (1997), S. 110–116
- [GHK⁺97] GIBSON, J. ; HERNANDEZ, A. ; KÅLLBERG, P. ; NOMURA, A. ; SERRANO, E. ; UPPALA, S.: ERA Description. In: *ECMWF Re-Analysis (ERA) Project Report Series* Bd. 1. London/Reading, UK : ECMWF, Juli 1997. – Verfügbar über: ftp://ftp.ecmwf.int/pub/era/era15/1_ERA15_Description.ps.gz
- [GHS94] GÜTH, G. ; HÄUSLER, M. ; SCHLAYER, G.: Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen. In: *Global Link – Interkontinentaler Energieverbund: VDI BERICHT 1129*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1994, S. 233–249
- [Gia01] GIACHETTO, M.: *Persönliche Mitteilung über den Ausbau des Speicherwasserkraftwerks Grande Dixence*. November 2001. – Grande Dixence AG, Sion, Schweiz
- [Gie99] GIERSE, H.: Biomasse – ein neues Kraftwerksprojekt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1999), Nr. 10, S. 697–698
- [Gie01] GIEBEL, G.: *Fortschritts-Berichte VDI Reihe 6, Energietechnik*. Bd. 444: *On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2001. – Verfügbar über: <http://www.drgiebel.de/thesis.htm>

- [GJL⁺02] GOMES, S. ; JONSSON, T. ; LJUNGQVIST, R. ; N.MARTINS ; MENZIES, D.: Modeling Capacitor Commutated Converters in Power System Stability Studies. In: *Transactions On Power Systems* Bd. 17. Rio de Janeiro, Brasilien : IEEE, Power Engineering Society, Mai 2002. – Verfügbar über:
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/tocresult.jsp?isNumber=21737&page=1> s.a.
<http://www.pacdyn.cepel.br/english/papers/ieeeficial.pdf>, S. 371–377
- [GJM⁺95] GRÜBLER, A. ; JEFFERSON, M. ; McDONALD, A. ; MESSNER, S. ; NAKIĆENOVIĆ, N. ; ROGNER, H.-H. ; SCHRATTENHOLZER, L.: Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond / IIASA/WEC. WEC, London, United Kingdom, August 1995. – Report
- [GJN00] GRIMMIG, B. ; JAHN, U. ; NASSE, W.: Analysis of Photovoltaic Systems / International Energy Agency (IEA). 2000 (IEA-PVPS T2-01: 2000). – Report. Verfügbar über: http://www.oja-services.nl/iea-pvps/products/download/rep2_01.pdf
- [GJS80] GALSON, D. ; JAUPART, C. ; SCLATER, J.: The heat flow through oceanic and continental crust and the heat loss of the earth. In: *Reviews of Geophysics and Space Physics* 18 (1980), S. 269–311
- [GK89] GEYER, M. ; KLAISS, H.: 194 MW Solarstrom mit Rinnenkollektoren. In: *Brennstoff Wärme Kraft (BWK)* (1989), Nr. 6, S. 288–295
- [GK98] GEYER, M. ; KLAISS, H. *Sonne, Sand und SEGS in Kalifornien – Kommerzielle solarthermische Kraftwerke stellen in Kalifornien 194 MWe Spitzenlastkapazität.* Unveröffentlichte Langfassung von [GK89]. 1998
- [GKOP97] GÖTTLICHER, G. ; KLOSTER, R. ; OELJEKLAUS, G. ; PRUSCHEK, R.: Gas-Dampfkraftwerke mit hohen Wirkungsgraden. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung* Bd. VDI-Berichte Nr. 1321. Bochum : VDI Verlag, 1997, S. 1–18
- [GM97] GIESECKE, J. ; MOSONYI, E.: *Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb.* Berlin / Heidelberg / New York : Springer-Verlag, 1997
- [GM01] GOLÉ, A. ; MEISINGSET, M.: A Comparison of Conventional and Capacitor Commutated Converters based on Steady-State and Dynamic Considerations. In: *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission.* London, U.K., November 2001
- [GMOW98] GILGEN, H. ; MORCRETTE, J.-J. ; OHMURA, A. ; WILD, M.: The distribution of solar energy at the earth's surface as calculated in the ECMWF Re-Analysis. In: *Geophysical Research Letters* 25 (1998), Dezember, Nr. 23, S. 4373–4376. – ISSN 0094–8276
- [GMR⁺97] GOLLMER, R. ; MÖLLER, A. ; RÖMISCH, W. ; SCHULTZ, R. ; SCHWARZBACH, G. ; J.THOMAS: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI-Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997. – Verfügbar über:
<http://www-iam.mathematik.hu-berlin.de/bmbf1/vdi97/index.html>, S. 71–85

- [Gnü00] GNÜCHTEL, S.: *Elektroenergietransport*. Internet-Veröffentlichung, Leonardo-Projekt "Energie und Umwelt", TU Dresden. Juli 2000. – Verfügbar über: http://metp02.mw.tu-dresden.de/Electric_energy
- [Gnü01] GNÜCHTEL, S.: *Optimierung*. Internet-Veröffentlichung, Leonardo-Projekt "Energie und Umwelt", TU Dresden. Juli 2001. – Verfügbar über: <http://metp02.mw.tu-dresden.de/Optimisation>
- [Gou01] GOUGH, R.: Issues in Tribal Wind Development in the Context of Tribal, National and International Policy. In: (AWEA), American Wind Energy A. (Hrsg.): *Conference Proceedings: Windpower 2001*. Washington, DC, USA : AWEA, Juni 2001. – Veröffentlichung auf CD-Rom, S. keine Seitenangaben
- [Gov02] GOVENDER, V.: *Partnership Initiatives Information Sheet: African Energy Legacy Projects*. Projektbeschreibung im Internet, United Nations: Johannesburg Summit 2002, Südafrika. 2002. – Verfügbar über: http://www.johannesburgsummit.org/html/sustainable_dev/p2_sd_africa1.html
- [GP99] GRÖTSCHEL, M. ; PADBERG, M.: Die optimierte Odyssee. In: *Spektrum der Wissenschaft* (1999), April, Nr. 4, S. 76–85. – Verfügbar über: <http://elib.zib.de/pub/UserHome/Groetschel/Spektrum/index2.html>
- [GPT99] GOMMES., R. ; PETRASSI, F. ; THOMAS, G.: *Global Climate Maps: Map of biomass potential*. Internet-Veröffentlichung, Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations, Rom, Italien. 1999. – Verfügbar über: <http://www.fao.org/WAICENT/FAOINFO/sustdev/EIdirect/climate/EIsp0002.htm>
- [GQ00] GEYER, M. ; QUASCHNING, V.: Konzentration auf die Sonne. In: *Sonne Wind & Wärme* (2000), Nr. 4, S. 50–53. – Verfügbar über: <http://www.volker-quaschning.de/artikel/konzenson/index.html>
- [Gra00] GRASSI, G.: Bioethanol - Industrial world perspectives. In: *Renewable Energy World* (2000), Mai, S. 86–97. – Verfügbar über: http://www.jxj.com/magsandj/rew/2000_03/bioethanol.html
- [Gre99] GREMMEL, H. (Hrsg.): *Schaltanlagen*. 10. Mannheim : ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, November 1999
- [Gre01] GREENPEACE, Autor n. b. ; CAMERON, M. (Hrsg.) ; TESKE, S. (Hrsg.): *Solargeneration*. Internet-Veröffentlichung, Greenpeace,. September 2001. – Verfügbar über: <http://archive.greenpeace.org/climate/climatecountdown/solargeneration/>
- [Gre04] GREINER, H.: *Telefonische Mitteilungen zu Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)*. 2004. – Abt. Fuel Cells and Energy Conversion, Siemens AG, Erlangen
- [Gru03] GRUNWALD, A. ; BWE (Hrsg.): *Windenergie 2003, Marktübersicht*. 14. Osnabrück : Steinbacher Druck, Februar 2003. – ISBN 3–9808–236–1–X
- [GRW96] GEIGER, B. ; REINER, K. ; WAGNER, U.: *Untersuchung von Prozeßketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft*. Energie & Management Verlagsgesellschaft: Herrsching, 1996. – IfE Schriftenreihe, Heft 34, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU-München

- [GRW99] GAWELL, K. ; REED, M. ; WRIGHT, M.: Preliminary Report: Geothermal Energy, The Potential for Clean Power from the Earth / Geothermal Energy Association (GEA). Washington, DC, USA, April 1999. – Forschungsbericht. Zusammenfassung verfügbar über:
<http://www.geo-energy.org/PotentialReport.htm>
- [Gue99] GUETTA, R.: *Telefonische Mitteilung über die Kosten von Wasserzuführungssystemen für Fallwindkraftwerken*. Oktober 1999. – Technion, Haifa, Israel
- [Gue00] GUETTA, R.: *Elektronische Mitteilungen über das Kostengerüst von Fallwindkraftwerken*. Mai 2000. – Technion, Haifa, Israel
- [GV99] GATTINGER, M. ; VOIGTLÄNDER, P.: Potentiale: Wasserkraft. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – Autoren sind Mitarbeiter der Siemens AG, KWU Abt. REF, Erlangen. – ISBN 3-926979-71-2, S. 15–25
- [GW94] GOLLMER, J. ; WUTKE, B.: Hierarchische Entscheidungsfindung in komplexen Planungsprozessen der Energieversorgung: Strategien, Modelle, Beispiele. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft* Bd. VDI-Berichte Nr. 1140. Düsseldorf : VDI Verlag, 1994, S. 271–285
- [H201] H2, Autor n. b.: *The Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project*. Internet-Veröffentlichung, a hydrogen powered world, The Clean Energy Educational Trust, London, England. Mai 2001. – Verfügbar über:
http://www.hydrogen.co.uk/h2/euro_quebec_h2project.htm
- [Haa99] HAAS, A.: *Windenergiekonzentration – Die Modifikation der freien Windströmung durch Fangstrukturen*. Würzburg, Physikalisches Institut der Universität Würzburg, Diplomarbeit, Februar 1999
- [Hag98] HAGEMANN, S.: *Entwicklung einer Parametrisierung des lateralen Abflusses für Landflächen auf der globalen Skala*. Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg, Fachbereich Geowissenschaften, Universität Hamburg, Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades, Januar 1998
- [Hah98] HAHN, B.: *Auswertung des WMEP-Datenbankbestandes 1990–1996*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel. 1998
- [Hah99] HAHN, B.: *Bisherige Erfolge der Windenergienutzung in Deutschland*. Vortrag und Internet-Veröffentlichung, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel. 1999. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/erfolge_der_windenergie.pdf
- [Han96] HANSELMANN, M.: *Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Fakultät für Elektrotechnik, Dissertation, August 1996. – IER Forschungsbericht 29
- [Hau96] HAU, E.: *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz und Wirtschaftlichkeit*. 2. Heidelberg : Springer, 1996

- [Hau03] HAUBRICH, H.-J.: Systemtechnische Weiterungen der Netzintegration von Windkraftwerken. In: KERNENERGIE, Informationskreis (Hrsg.): *Internet-Veröffentlichung zum "Forum in Berlin" (F.i.B.)*. Bonn, Februar 2003. – Verfügbar über: <http://www.infokreis-kernenergie.de/d/foruminberlindetail.cfm?fidUR=601>
- [Häb03] HÄBERLEIN, M.: *HTML-Vorlesungsskript, Anorganische und Allgemeine Chemie, Kapitel 1.3, Die chemischen Elemente*. Studiengänge Verfahrenstechnik und Bioverfahrenstechnik, Fachbereich 2, Fachhochschule Frankfurt a. M. Dezember 2003. – Verfügbar über: <http://www.fbv.fh-frankfurt.de/mhwww/ach-vorlesung/>
- [Hei90] HEIN, D. *Kernkraftwerke*. Vorlesungsmanuskript. 1990
- [Hei95] HEINLOTH, K.: Potential der Biomasse als Energieträger in Deutschland und Europa. In: WINKRA-RECOM (Hrsg.): *Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie '95*. Hannover : Winkra-Recom, 1995. – ISBN 3-9804393-1-3, S. 305-314
- [Hel98] HELGASON, T.: *Schriftliche Mitteilung*. 1998. – ORKUSTOFNUN – National Energy Authority, Reykjavik
- [Her03] HERDIN, G.: *Wasserstoff als Antriebsenergie für konventionelle Ottomotoren*. Internet-Veröffentlichung. Juni 2003. – Verfügbar über: <http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/h2forottomotoren.pdf>
- [Hes96] HESSER, J.: *Vorlesung – Evolutionäre Algorithmen*. Internet-Veröffentlichung zur Vorlesung, Lehrstuhl für Informatik V, Universität Mannheim. Mai 1996. – Verfügbar über: <http://www-li5.ti.uni-mannheim.de/hesser/Bioinformatik/web/script.shtml>
- [HH71] HOFFMANN, U. ; HOFMANN, H.: *Einführung in die Optimierung*. Weinheim : Verlag Chemie GmbH, 1971
- [HH02] HAW-HAMBURG, Autor n. b.: *Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen in der Energietechnik*. Internet-Veröffentlichung, Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW) Hamburg, Fachbereich Maschinenbau und Produktion Forschungsschwerpunkt Brennstoffzellen und rationelle Energieverwendung, Hamburg. Dezember 2002. – Verfügbar über: <http://www.haw-hamburg.de/m/forschung/brennstoffzellen/>
- [HHJK02] HINSCH, C. ; HORBELT, A. ; JANSEN, L. ; KÖPKE, R.: Windkraft-Nutzung in Deutschland 2001 (Beilage im Februarheft). In: *Neue Energie, Zeitschrift des Bundesverbandes WindEnergie (BWE)* (2002), Februar. – BWE, P. Ahmels (Hrsg.)
- [HHP01] HARVEY, H. ; HEITZ, E. ; PAULOS, B.: *California and the Energy Crisis: Diagnosis and Cure*. Internet-Veröffentlichung, Energy Foundation, San Francisco, CA USA. März 2001. – Verfügbar über: http://www.ef.org/california/downloads/CA_crisis.pdf
- [HJL⁺97] HELLBACH, A. ; JESSEL, I. ; LAUTENSCHLAGER, M. ; LENZEN, P. ; THIEMANN, H.: *Climate and Environmental Data Retrieval and Archive (CERA)*. Datenbank mit Zugang über ein "WWW-Gateway" am Deutschen Klimarechenzentrum (DKRZ). 1997. – Verfügbar über: <http://www.dkrz.de/forschung/project/cera.html>

- [HJN00] HULME, M. ; JONES, P.D. ; NEW, M.: Representing Twentieth-Century Space–Time Climate Variability. Part II: Development of 1901–96 Monthly Grids of Terrestrial Surface Climate. In: *Journal of Climate* 13 (2000), Nr. 13, S. 2217–2238. – Wiesbaden
- [HJP93a] HURTER, S. ; JOHNSON, J. ; POLLACK, H.: Heat Flow from the Earth’s Interior: Analysis of the Global Data Set. In: *Reviews of Geophysics* 31 (1993), August, Nr. 3, S. 267–280
- [HJP93b] HURTER, S. ; JOHNSON, J. ; POLLACK, H.: *A New Global Heat Flow Compilation*. International Heat Flow Commission (IHFC) und Department of Geological Sciences the University of Michigan. 1993. – Verfügbar über:
ftp://ftp.ngdc.noaa.gov/Solid_Earth/Global_Heatflow/
- [HJS98] Reihe: Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Geothermische Energie In: HEINEMEYER, K. ; R. JUNG ; SCHULZ, R.: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998*. Hannover/Berlin : Bundesanstalt für Geowissenschaften u. Rohstoffe (BGR), 1998, S. 351–385. – ISBN 3–510–95842–X
- [HJT99] HOLMBERG, P. ; JONSSON, T. ; TULKIEWICZ, T.: Evaluation of Classical, CCC and TCSC Converter Schemes for Long Cable Projects. In: *8th European Conference on Power Electronics and Applications, CD-ROM Proceedings*. Lausanne, Schweiz, September 1999. – Verfügbar über:
[http://www.abb.com/global/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/B73C049A69EBC00AC125683800327C00/\\$file/epe99.pdf](http://www.abb.com/global/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/B73C049A69EBC00AC125683800327C00/$file/epe99.pdf)
- [HKF] HKF, Autor n. b.: *SYNTHESIS: Afro-Europäischer Solarenergie Verbund*. Internet–Veröffentlichungen, Hamburger Klimaschutz-Fonds (HKF), Hamburg. – Verfügbar über: <http://www.klimaschutz.com/synth/>
- [HKW99] HUENGES, E. ; KALTSCHMITT, M. ; WOLFF, H. ; KALTSCHMITT, M. (Hrsg.) ; HUENGES, E. (Hrsg.) ; WOLFF, H. (Hrsg.): *Energie aus Erdwärme*. Stuttgart : Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1999
- [HLS02] HELLER, P. ; LAING, D. ; SCHIEL, W.: Dish-Stirling-Systeme – Eine Technologie zur dezentralen solaren Stromerzeugung. In: FVS (Hrsg.): *Themen 2002 der Jahrestagung des ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS), Solare Kraftwerke*. Stuttgart, 2002. – Verfügbar über:
http://www.fv-sonnenenergie.de/fileadmin/fvsonne/publikationen/Dish-St_01.pdf
- [Hof91] HOFFMAN, C.: *Wärmetechnische Untersuchungen an Fallwindkraftwerken*. Hannover, Institut für Kältetechnik und Angewandte Wärmetechnik, Universität Hannover, Diplomarbeit, Juni 1991
- [Hof02a] HOFFMANN, E.: Bioenergie. In: *Markt– und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien*. Berlin : Erich Schmidt, 2002, S. 53–153
- [Hof02b] HOFFMANN, W.: *Die PV Solarstromindustrie: Ein nachhaltig wachsender Zukunftsmarkt*. Internet–Veröffentlichung, RWE Solar, Alzenau. 2002. – Verfügbar über:
<http://www.rweschottosolar.de/cms/de/files/2003/8/631959491570937500rv0xg0yjbopvewbggeri2vmk.pdf>

- [Hol03] HOLIHAN, P.: *Technology, Manufacturing, and Market Trends in the U.S. and International Photovoltaics Industry*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. September 2003. – Verfügbar über: http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/rea_issues/solar.html
- [Hop04] HOPFER, M.: *Telefonische Mitteilungen zu Brennstoffzellen*. 2004. – Technische Grundsatzfragen, Neue Technologien, E.ON Energie AG, München
- [Hos96a] HOSTER, F.: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*. München : Oldenburg Verlag, 1996. – C. v. Weit-zäcker, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.)
- [Hos96b] HOSTER, F.: Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Strom-handel und Erzeugungsstruktur - Resultate eines Simulationsmodells des europäi-schen Kraftwerksparks. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft, ZfE 96* (1996), Nr. 4, S. 303–318. – Wiesbaden
- [Hos98] HOSTER, F.: *Persönliche Mitteilung*. 1998. – WINGAS, Kassel
- [Hos01] HÜTTE Taschenbücher der Technik. *Elektrische Energietechnik. Band 3: Netze*. 30. Berlin : G. Hosemann, 2001
- [Här] HÄRING, M.: *Projekt "Deep Heat Mining In Basel"*. Internet-Veröffentlichung. – Verfügbar über: http://www.geothermal.ch/Einstieg_d.html
- [Här00] HÄRING, M.: *Erneuerbare Energien: Nur Geothermie läuft rund um die Uhr – Eine unterschätzte Primärenergiequelle*. Internet-Veröffentlichung. 2000. – Verfügbar über: http://www.geothermie.de/presse/erneuerbare_energien.htm
- [Här01] HÄRING, M.: *Grafiken zum Projekt "Deep Heat Mining In Basel", "Temperatur-profil in Basel" und "Geologisches Übersichtsprofil Otterbach"*. Internet-Veröf-fentlichung. November 2001. – Verfügbar über:
<http://www.geothermal.ch/Tempgrad.GIF> und
<http://www.geothermal.ch/OT2%20Summary.GIF>
- [Här02] HÄRING, M.: *Kennzahlen zum Projekt "Deep Heat Mining In Basel"*. Persönliche, elektronische Mitteilung. Juli 2002
- [HRW99] HEIN, D. ; RÜLING, R. ; WENZ, A.: Rechnergestützte Anlageneinsatzplanung – PLAKON: Anforderungen, Aufbau, Beispiele. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung* Bd. VDI-Berichte Nr. 1457. Düsseldorf : VDI Verlag, März 1999. – Verfügbar über:
http://www.ltk.mw.tu-muenchen.de/publikationen/pdf/Veroeff_VDI_Maerz99_muenchen.pdf,
<http://www.ltk.mw.tu-muenchen.de/>, S. 437–448
- [HS94] HANSELMANN, M. ; SCHAAL, D.: Das Einsatzoptimierungsprogramm PROFAKO in der praktischen Anwendung – Erfahrungsbericht. In: VEREIN DEUTSCHER IN-GENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft* Bd. VDI-Berichte Nr. 1140. Düsseldorf : VDI Verlag, 1994, S. 291–308

- [HS97] HUENGES, E. ; SCHULZ, R.: Geothermische Energie – Ein Internationaler Überblick. In: *Geowissenschaften* 15 (1997), Juli, Nr. 7, S. 212–217. – Ernst & Sohn, Berlin
- [HS98] HALL, D. ; SCRASE, J.: Will biomass be the environmentally friendly fuel of the future? In: *Biomass & Bioenergy* 15 (1998), Januar, Nr. 4–5, S. 357–367
- [HS00] HUOTARI, J. ; SOLANTAUSTA, Y.: Power production from wood — comparison of the Rankine cycle to concepts using gasification and fast pyrolysis. In: BECKMAN, D. (Hrsg.) ; ÖSTMAN, A. (Hrsg.) ; OVEREND, R. (Hrsg.) ; PODESSER, E. (Hrsg.) ; SOLANTAUSTA, Y. (Hrsg.): *IEA Bioenergy Task 22: Techno-economic assessment for bioenergy applications 1998~ – 1999; Final report*. Technical Research Centre of Finland (VTT), 2000. – Verfügbar über: <http://www.inf.vtt.fi/pdf/tiedotteet/2000/T2024.pdf>, S. 90–134
- [Häu99] HÄUSLER, M.: Energietransport über Land und See mit Gleichstrom. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3–926979–71–2, S. 99–109
- [Häu02a] HÄUSLER, M.: *Telefonische Hinweise und Tips zur Hochspannungs–Gleichstrom–Übertragung*. 1998–2002. – ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, Mannheim
- [Häu02b] HÄUSLER, M.: *Folien zum Vortrag: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung für das europäische Verbundnetz [Häu02c]*. Elektronische Übermittlung der Vortragsfolien. November 2002
- [Häu02c] HÄUSLER, M.: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung für das europäische Verbundnetz. In: FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK (ISET), Institut (Hrsg.): *Siebentes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik – Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung: Energiespeicher und Energietransport*. Kassel, November 2002, S. 224–229
- [Hue99] HUENGES, E.: *Grafik der Wärmeflüsse in Mitteleuropa*. Dezember 1999. – Elektronische Übermittlung einer Grafik aus [HKW99]: GeoForschungsZentrum Potsdam
- [Hue00] HUENGES, E.: *Telefonische Hinweise und Tips zur Abschätzung von geothermischen Temperaturprofilen und Bohrkosten für geothermische Kraftwerke*. 1999–2000. – GeoForschungsZentrum Potsdam
- [Hur00] HURTIG, E.: *Schriftliche und telefonische Mitteilungen über realistische Schätzwerte für Wärmeleitfähigkeiten von Gestein großer Mächtigkeit und weitere für die Geothermie relevante Informationen*. Januar 2000. – Gesellschaft für Sensorik, Geotechnischen Umweltschutz und Mathematische Modellierung (GESO), Tetlow
- [Hus98] HUSS, M.: Erfahrungen mit Offshore-Windparks – Projekt ”TunøKnob” / Dänemark. In: *Tagungsband zum Kongreß Erneuerbare Energie 98*. Hannover : Winkra-Recom, 1998, S. 29–36
- [HW74] VON HERZEN, R. ; WILLIAMS, D.: Heat Loss from the Earth: New Estimate. In: *Geology* 2 (1974), Nr. 7, S. 327–328

- [HWU97] HAILER, S. ; WÜLBECK, H.-F. ; UFER, A. *Betriebserfahrungen mit einem Planungswerkzeug für hydrothermische Kraftwerkssysteme*. Internes Papier der Energie-Versorgung Schwaben, Stuttgart. 1997
- [ICO01] ICOLD MEDIA, Autor n. b. ; GRENIER, E. (Hrsg.): *A Grid For Africa? Giant Hydroelectric Project In Congo*. Internet-Veröffentlichung, Icold World Press Review, International Commission On Large Dams (ICOLD), Paris, Frankreich. Oktober 2001. – Verfügbar über: <http://www.icold-cigb.org/grenierDAMS.htm#ober>
- [IEAa] IEA, Autor n. b.: *IEA Energy Statistics – R&D Database*. Internet-Veröffentlichung, International Energy Agency (IEA), Paris, Frankreich. Juni. – Verfügbar über: <http://library.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/stats/rd.asp>
- [IEAb] IEA, Autor n. b.: *Photovoltaic Power Systems Programme: Trends in photovoltaic applications in selected IEA countries between 1992 and 2002*. Internet-Veröffentlichung, International Energy Agency (IEA), Paris, Frankreich. Juni. – Verfügbar über: <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/isr/index.htm>
- [IEA02] IEA, Autor n. b.: *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. IEA-Veröffentlichung, International Energy Agency (IEA), Paris, Frankreich. Dezember 2002. – Verfügbar über: <http://www.iea.org/public/studies/flexibility.htm>
- [IEA03] IEA, Autor n. b.: *Renewables for Power Generation – Status & Prospects*. 2003. Paris, Frankreich : International Energy Agency (IEA), Paris, Frankreich, 2003
- [IEC96] IEC, Autor n. b.: *Iowa Wind Resource Assessment*. Internet-Veröffentlichung, Iowa Energy Center (IEC), Iowa, USA. 1996. – Verfügbar über: <http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind/assessment/index.htm>
- [IGA02] IGA, Autor n. b.: *Installed Generating Capacity*. Internet-Veröffentlichung, International Geothermal Association (IGA), Pisa, Italien. April 2002. – Verfügbar über: <http://iga.igg.cnr.it/electricitygeneration.php>
- [IHF93] IHFC, Autor n. b.: *Global Heat Flow Data*. Internet Veröffentlichung: International Heat Flow Commission (IHFC). 1993?. – Verfügbar über: <http://www.geo.lsa.umich.edu/IHFC/heatflow.html>
- [IHK02] IWET ; HÄUSER, H. ; KEILER, J.: *Betreiber-Datenbasis für Windenergieanlagen*. 2002. – Ingenieur-Werkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg
- [IME] IMERCSA, Autor n. b.: *The Zambezi Basin Series: Factsheet 2: Energy Resources*. Internet-Veröffentlichung, Musokotwane Environment Resource Centre for Southern Africa (IMERCSA), Harare, Simbabwe. – Verfügbar über: <http://www.sardc.net/imercsa/zambezi/zfsheet/zfsheet02.html>
- [IMP⁺91] INEICHEN, P. ; MAXWELL, E. ; PEREZ, R. ; SEALS, R. ; ZELENKA, A.: *Dynamic Models for Hourly Global-to-Direct Irradiance Conversion*. In: SOCIETY, American Solar E. (Hrsg.): *1991 Solar World Congress, Proceedings of the Biennial Congress of the International Solar Energy Society* Bd. 1 Part II. Denver, Colorado, USA, 1991, S. 951–965

- [Ing94] INGVARSSON, G.: Strom aus Island – Eine Vision? In: *Euroforum-Konferenz, Neuordnung des Wettbewerbs in der Energieversorgung*. Düsseldorf, 16./17. März 1994
- [Inv97] INVERNIZZI, A. *Long Distance Transmission of Photovoltaic Power Generation*. Druckschrift "Relazione n° URE 97/04" des "ENEL S.p.A. Electric Research Centre" zum Workshop "Very Large Scale PV Power Generation", Tokyo, März 1997. März 1997
- [IPC01] IPCC, Autor n. b.: IPCC Third Assessment Report – Climate Change 2001: The Scientific Basis; Summary for Policymakers; Report of Working Group I / Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Genf, Schweiz, 2001. – Report. Verfügbar über:
<http://www.ipcc.ch/pub/spm22-01.pdf>
- [IPC04] IPCC, Autor n. b.: *Homepage des IPCC*. Internet-Veröffentlichung, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Genf, Schweiz. September 2004. – Verfügbar über:
<http://www.ipcc.ch/>
- [IPP] IPP: *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), Garching*. – Informationen verfügbar über: <http://www.ipp.mpg.de/>
- [IPP02] IPP, Autoren n. b.: *Kernfusion: Folge 2 – Berichte aus der Forschung*. Internet-Veröffentlichung, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), Garching. Dezember 2002. – Verfügbar über:
<http://www.ipp.mpg.de/ippcms/de/pr/publikationen/pdf/berichte.pdf>
- [IWR02] IWR, Autor n. b. ; DORMANN, J. (Hrsg.): *Weltweiter Markt Photovoltaik Solarthermie*. Internet-Veröffentlichung, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Münster. April 2002. – Verfügbar über:
http://www.iwr.de/solar/markt/mkt_welt.html
- [Jah04] JAHN, U.: *Ausgewählten Daten und Auswerteergebnissen zur Verfügbarkeit von Photovoltaikankagen aus dem Datenbestand des "IEA-PVPS Programms" [IEAb] (elektronische übermittelt)*. 2004. – Institut für Solarenergieforschung Hameln/Emmerthal (ISFH): <http://www.isfh.de/>
- [JJS⁺93] JESSE, J. ; JUNG, R. ; SCHULZ, R. ; KAPPELMEYER, O. ; RUMMEL, F. ; RUMMEL, Fl. ; KAPPELMEYER, O. (Hrsg.) ; RUMMEL, F. (Hrsg.): *Erdwärme – Energieträger der Zukunft?, Fakten-Forschung-Zukunft*; 2. Karlsruhe : CF Müller, 1993. – ISBN 3-7880-7493-0
- [JK03] JODL, S. ; KUHN, W.: *Miscanthus-Forschung: Vom Ziergras zur Rohstoffpflanze - 10 Jahre Miscanthus-Forschung*. Internet-Veröffentlichung, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München. März 2003. – Verfügbar über:
<http://www.stmlf.bayern.de/lwg/landespflege/info/miscan.html>
- [JL83] JACOBS, E. ; LASIER, D.: *A Theoretical Analysis of Natural-Convection Towers for Solar-Energy Conversion / Solar Energy Research Institute*. Golden, Colorado, Mai 1983 (NTIS Bestell Nummer: DE83011956). – Report. Verfügbar über:

- Department of Commerce, Technology Administration National Technical Information Service (NTIS), Springfield, Virginia, USA
- [JN03] JAHN, U. ; NASSE, W.: *Performance von Photovoltaik-Anlagen*. Projekt-Info 3/03, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen. 2003. – Verfügbar über:
http://www.bine.info/templ_meta.php/publikationen/projektinfo/236/search_year=2003/
- [Joh00] JOHNSEN, B.: Gittermasttürme für den Export und den Heimischen Markt – Die höchste Serienanlage der Welt. In: *Erneuerbare Energien* (2000), Dezember, Nr. 12, S. 16. – Auch verfügbar über:
<http://www.erneuerbareenergien.de/1200/hoeanlage.html>
- [Jon97] JONES, S.: *TRNSYS–Subroutine TYPE96, Parabolic Trough Field Model*. Überlassen von R. Pitz-Paál und P. Schwarzbözl (DLR). 1997. – Entwickelt im "Concentrating Solar Technology and Applications Task" Task III von IEA SolarPACES;
http://solarpaces.org/task_iii.htm
- [JPP98] JONES, S. ; PITZ-PAAL, R. *A Reference Manual, Release 1.0, for a TRNSYS Model Library for Solar Thermal Electric Components (STEC)*. Überlassen von R. Pitz-Paál und P. Schwarzbözl (DLR). Oktober 1998
- [Jun03] JUNG, R.: *Brennstoffzellensysteme in der Entwicklung*. Internet-Veröffentlichung, Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik (IWV), Forschungszentrum Jülich, Jülich. August 2003. – Verfügbar über:
<http://www.fz-juelich.de/iwv/iwv3/brennstoffzellen/allgemeines/anwendungen/>
- [Kah98] KAHN, R.: 107 MW of wind power. In: *Renewable Energy World* 1 (1998), Juli, Nr. 1, S. 10–13
- [Kal01] KALTSCHMITT, M.: Einleitung und Zielsetzung. In: KALTSCHMITT, M. (Hrsg.) ; HARTMANN, H. (Hrsg.): *Energie aus Biomasse*. Berlin : Springer, 2001, S. 1–33
- [Kan90] KANNGIESSER, K.-W.: Optimale Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination photovoltaischer und hydraulischer Stromerzeugung. In: 2. *Internationaler CMDC Jahreskongreß*. Zürich, Dezember 1990
- [Kan96] KANNGIESSER, K.-W.: *HGÜ – Anlagen und Projektierung*. 1996. – Interne Veröffentlichung Siemens/EV HA 55, Erlangen
- [Kan99] KANNGIESSER, K.-W.: Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3–926979–71–2, S. 111–122
- [Kan03] KANNGIESSER, K.-W. *Telefonische Hinweise und Tips zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung*. 1998–2003
- [Kar00] KAROL, H.: *Elektronische Übermittlung der Daten des stündlichen Stromverbrauchs von Slowakei und Tschechien 1994 und stündliche Zeitreihen für je-*

- den 3. Mittwoch im Monat in Ungarn 1994. April 2000. – CENTREL, <http://www.centrel.org/>
- [Kesa] KESSLER, B.: *Frequently (well, at least once)-asked-questions about El Niño*. Internet–Veröffentlichung, Pacific Marine Environmental Laboratory (PMLE), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). – Verfügbar über: <http://www.pmel.noaa.gov/~kessler/occasionally-asked-questions.html>
- [Kesb] KESSLER, B.: *Southern Oscillation Index*. Internet–Veröffentlichung, Pacific Marine Environmental Laboratory (PMLE), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). – Verfügbar über: <http://www.pmel.noaa.gov/~kessler/ENSO/soi-1950-99b.gif>
- [Kim01] KIM, E.: *The Economic Value of Sustainable Development as Applied to Enhanced Geothermal Power Generation*. Massachusetts, USA, Massachusetts Institute of Technology, Diplomarbeit, Mai 2001. – Verfügbar über: http://web.mit.edu/energylab/www/hjherzog/pdf/Esther_Kim_Thesis.pdf
- [KKL00] KKL, Autor n. b.: *Die 16. Jahresrevision des Kernkraftwerks Leibstadt: 10.08.2000: Regionales Mediengespräch, Projekt Leistungserhöhung vor erfolgreichem Abschluss*. Internet–Veröffentlichung, Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), Leibstadt, Schweiz. August 2000. – Verfügbar über: <http://www.kkl.ch/>
- [KKL02] KKL, Autor n. b.: Geschäftsbericht 2001 / Kernkraftwerk Leibstadt (KKL) AG. 2002. – Forschungsbericht
- [KKS89] KANGIESSER, K.-W. ; KASKE, G. ; SCHMID, P.: Vergleich zwischen Hochspannungsgleichstromübertragung und Wasserstofftransport. In: *Wasserstoff-Energietechnik II: VDI-Bericht 725*. Düsseldorf : VDI-Verlag, März 1989, S. 129–162
- [Kli97] KLIMKE, M.: New Concepts of Terrestrial and Orbital Solar Power Plants for Future European Power Supply. In: *Conference on Space Power Systems, Space and Electric Power for Humanity*. Montreal, Kanada, 24.–28. August 1997, S. 67–72
- [Kli01] KLIMKE, M.: *Systemanalytischer Vergleich von erd- und weltraumgestützten Solarkraftwerken zur Deckung des globalen Energiebedarfs*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2001. – Dissertation veröffentlicht als DLR Forschungsbericht 2001–12
- [KMNT98] KNIES, G. ; MILOW, B. ; NITSCH, J. ; TRIEB, F.: Einführung solarthermischer Kraftwerke auf dem Weltenergiemarkt - eine Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik Deutschlands. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1998), Nr. 6, S. 392–397. – Verfügbar über: <http://www2.dlr.de/TT/system/publications/et-3-sw.doc>
- [KMR00] KRATZ, M. ; MÜLLER, G. ; RÖMER, J.: *Telefonische Mitteilungen zu Investitionskosten und Betriebskosten der Kraftwerksgruppe Edersee*. 2000. – Kraftwerksgruppe Edersee, Edersee/Erzhausen

- [KNT03] KNIES, Gerhard ; NITSCH, Joachim ; TRIEB, Franz: *Strom und Trinkwasser aus solaren Dampfkraftwerken – Kostengünstige Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung*. Internet-Veröffentlichung, Hamburger Klimaschutz-Fonds (HKF). März 2003. – Verfügbar über: <http://www.klimaschutz.com/allianz/solarkwk1.htm>
- [KO01] KJELLIN, L. ; OTTOSSON, N.: Modular back-to-back HVDC, with capacitor commutated converters (CCC). In: *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*. London, U.K., November 2001
- [Kos01] KOSHCHEEV, L.: Basic Principles of Interstate Electrical Power Links Organization in North-East Asia. In: *Workshop on Power Grid Interconnection in Northeast Asia, Internet Proceedings*. Beijing, China, Mai 2001
- [KP99] KEARNEY, D. ; PRICE, H.: Parabolic-Trough Technology Roadmap: A Pathway for Sustained Commercial Development and Deployment of Parabolic-Trough Technology / National Renewable Energy Laboratory (NREL) of the US Department of Energy (DOE). Golden, Colorado, USA, Januar 1999. – Final Report. Verfügbar über: <http://www.nrel.gov/docs/fy99osti/24748.pdf>
- [KR85] KANNGIESSER, K.-W. ; RING, H.: Dynamic behaviour of a series-connected HVDC tapping substation connected to a weak a.c. system. In: *IEEE Conference on AC and DC Power Transmission*. London, England, September 1985, S. 405–410
- [KR95] KAIL, C. ; RUKES, B.: Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung* Bd. VDI-Berichte Nr. 1182. Düsseldorf : VDI Verlag, 1995. – Verfügbar über: <http://www.fh-meschede.de/public/kail/pdf/vdi-1182.pdf>, S. 71–87
- [KR98] KRON, L. ; RITTERBACH, E.: Wasserkraft – Auslaufmodell oder Energieträger mit Zukunft. In: *Wasser & Boden* 50 (1998), Nr. 3, S. 10–14. – Parey Buchverlag, Berlin
- [Kre03a] KREMER, S.: *Telefonische Mitteilung über die Standortbedingungen an einem potentiellen Wasserkraftwerksstandort bei Inga und weitere Informationen zu Wasserkraftwerksprojekten von Lahmeyer*. Februar 2003. – Lahmeyer International, Frankfurt
- [Kre03b] KREUZER, N.: *Bioethanol - Eine Alternative*. Internet-Veröffentlichung, Die Zuckerrüben Zeitung, Verband Süddeutscher Zuckerrübenanbauer, Würzburg. April 2003. – Verfügbar über: <http://www.vsz.de/dzz/0303/bioethanol.htm>
- [Kro98] KROHN, S.: *Offshore Tour*. Internet-Veröffentlichung, Danish Wind Turbine Manufacturers Association. 1998. – Verfügbar über: <http://210.54.239.107/Inhouse%20web%20sites/WindPower/de/tour/intro/>
- [Kro02] KROHN, S.: *Handbuch der Windenergie, Teil 1: Technische Parameter von Windenergie*. Internet-Veröffentlichung. Februar 2002. – Verfügbar über: <http://www.windpower.dk/de/stat/unitsw.htm>

- [KS92] KLAISS, H. ; STAISS, F.: *Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum*. Bd. 2: Energiewirtschaft, Solares Angebot, Flächenpotential, Laststruktur, Technik und Wirtschaftlichkeit. Berlin/Heidelberg/New York : Springer-Verlag, 1992
- [KS96] KORDESCH, K. ; SIMADER, G.: *Fuel Cells and Their Applications*. Weinheim : Wiley-VCH, 1996
- [Kü98] KÜHN, M.: Offshore im Aufwind – Neue Megawatt-Anlagen machen maritime Windkraft-Nutzung rentabler. In: *Neue Energien, Zeitschrift des Bundesverbandes WindEnergie (BWE)* 98 (1998), Nr. 5, S. 24–25
- [KVW94] KALTSCHMITT, M. ; VOSS, A. ; WIESE, A.: Technische, ökonomische und ökologische Aspekte eines "GLOBAL LINK". In: *Global Link – Interkontinentaler Energieverbund: VDI BERICHTE 1129*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1994, S. 195–213
- [Lan02] LANGENBACH, J.: *Offshore Wind Energy*. Internet-Veröffentlichung, Wind Service Holland (WSH), Pingjum, Niederlande. Dezember 2002. – Verfügbar über: <http://home.wxs.nl/~windsh/offshore.html>
- [Lau99] LAUSCH: Energie aus der Tiefe. In: *Spektrum der Wissenschaft* (1999), Juni, Nr. 6, S. 12–13
- [LE95] LAHMEYER ; EDF: Multinational Egypt / Democratic Republic of Congo System Interconnection / Electricité de France (EDF) / Lahmeyer International. 1995. – Prefeasibility Study
- [LE97] LAHMEYER ; EDF: Multinational Egypt / Democratic Republic of Congo System Interconnection Study / Electricité de France (EDF) / Lahmeyer International. 1997. – Feasibility Study
- [Lea01] LEARNER, H.: Repowering the Midwest: The Clean Energy Development Plan for the Heartland. In: (AWEA), American Wind Energy A. (Hrsg.): *Conference Proceedings: Windpower 2001*. Washington, DC, USA : AWEA, Juni 2001. – Veröffentlichung auf CD-Rom, S. keine Seitenangaben
- [Leh00a] LEHNER, B.: *Erstellung von Daten der weltweiten Bevölkerungsdichte zum Gitter der ERA-15*. Mai 2000. – Kassel
- [Leh00b] LEHNER, B.: *Erstellung von Monatswerten des Zulaufs zu weltweiten Wasserkraftwerken aus dem ESRI-Datensatz "Electric Power Plants" mit Hilfe des "GLOBAL INTEGRATED WATER MODEL WATERGAP 2.1"*. 2000. – Kassel
- [Leh01] LEHNER, B.: *Erstellung verschiedener Karten aus Daten des "GLOBAL INTEGRATED WATER MODEL WATERGAP 2.1"*. 2001. – Kassel
- [Lei02] LEIGHTY, W.: *Elektronische Mitteilungen der Berechnungsmethoden und Kostenansätze zur Studie "Transmitting 4,000 MW of New Windpower from North Dakota to Chicago" [LK02]*. 2002. – The Leighty Foundation, Juneau, Alaska, USA
- [Lew02] LEWALD, N.: *Diskussionsbeitrag: Podiumsdiskussion der "Jahrestagung 2002" des "ForschungsVerbunds Sonnenenergie" (FVS) zum Thema "Solare Kraftwerke"*. Oktober 2002. – Stadtwerke Karlsruhe

- [Lin94] LINGEN VERLAG: *Der aktuelle Weltatlas*. Bergisch Gladbach, 1994
- [Lin03] LINKER, S.: *EU-Ölsaaten-Ernte auf 9-Jahres-Tief*. Internet-Veröffentlichung, Hessisches Dienstleistungszentrum für Landwirtschaft, Gartenbau und Naturschutz, Kassel. August 2003. – Verfügbar über:
<http://www.agrarberatung-hessen.de/markt/aktuell/2003q3/01012003082801.html>
- [Lip95] LIPPKE, F.: Simulation of the Part-Load Behavior of a 30 MWe SEGS Plant / Sandia National Laboratories. Albuquerque, USA, September 1995 (SAND95-1293). – Technischer Report
- [LK02] LEIGHTY, W. ; KEITH, G.: Transmitting 4,000 MW of New Windpower from North Dakota to Chicago: New HVDC Electric Lines or Hydrogen Pipeline / Synapse Energy Economics Inc., Cambridge, Massachusetts, USA. 2002. – Draft Report. Verfügbar über: <http://www.energyfoundation.org/documents/NDakotaWindPower.pdf>
- [LLNW97] LANGNISS, O. ; LUTHER, J. ; NITSCH, J. ; WIEMKEN, E.: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)/ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme FhG-ISE. Stuttgart/Freiburg, 1997. – Report
- [LM02] LEONHARD, W. ; MÜLLER, K.: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken — wo sind die Grenzen? In: *Elektrizitätswirtschaft (EW)*, VWEW-Energieverlag 101 (2002), Oktober, Nr. 21–22, S. 30–37
- [LMM04] LE LIÈVRE, P. ; MILLS, D. ; MORRISON, G.: Design of a 240 MWe Solar Thermal Power Plant. In: DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (Hrsg.) ; PSE (Hrsg.): *Proceedings EuroSun2004* Bd. 1. Freiburg : PSE, Freiburg, Juni 2004, S. 926–933
- [Lou01] LOURENS, C.: *Engineering News: Taking energy grid 'out of Africa'*. Internet-Veröffentlichung, Eskom Enterprises, Cleveland, Südafrika. August 2001. – Verfügbar über:
<http://www.eskomenterprises.co.za/main/News/Archive/takingenergygrid.htm>
- [LRW02] LESNY, K. ; RICHWIEN, W. ; WIEMANN, J.: Nachweise und Sicherheitskonzepte für die Gründung von Offshore-Windenergieanlagen in der Deutschen Bucht. In: 2. *Symposium Offshore-Windenergie, Bau- und umwelttechnische Aspekte*. Hannover, September 2002. – Verfügbar über:
<http://pc42.hydromech.uni-hannover.de/Mitarbeiter/MDORF/Gigawind.data/2symposium/Richwien.pdf>
- [LS02] LAING, D. ; STEINMANN, W.-D.: Entwicklung Thermischer Speicher für Kraftwerke. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Energiespeicher – Fortschritte und Betriebserfahrungen* Bd. VDI-Berichte Nr. 1734. Düsseldorf : VDI Verlag, November 2002, S. 87–96
- [Lut96] LUTZ, H.-P.: Marktanalyse PV-Anlagen. In: *SONNENENERGIE, Zeitschrift für regenerative Energiequellen und Energieeinsparung, Mitteilungsblatt der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie* 96 (1996), Nr. 4, S. 35–39
- [Lux98] LUX, R.: *Persönliche Mitteilung*. 1998. – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieversorgung IER, Stuttgart

- [Lux99] LUX, R.: *Auswirkungen einer Integration fluktuierender Stromerzeugung in konventionellen Energieversorgungssystemen*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Fakultät für Elektrotechnik, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Dissertation, 1999
- [MAaW01] M. AREDES AND, C. P. ; WATANABE, E.: HVDC tapping using soft switching techniques. In: *Electrical Engineering (Archiv für Elektrotechnik)*, Springer-Verlag, Heidelberg 83 (2001), Februar, Nr. 1–2, S. 33–40. – Verfügbar über: <http://link.springer.de/link/service/journals/00202/bibs/1083001/10830033.htm>
- [Mai93] MAISONNIER, D. *Outage Plan for the SEAFP Plant Model (Draft)*. Internes Papier, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik IPP, München. 1993
- [Man95] MANSS, A. *Untersuchung des Höhenwindgradienten im Mittelgebirge*. Projektarbeit, Gesamthochschule Kassel, Institut für Elektrische Energietechnik, Kassel. 1995
- [Mar] MARTÍNEZ, I.: *Thermodynamics of power generation – Thermal machines and heat engines*. Internet-Veröffentlichung, Ciudad Universitaria, Spanien. – Verfügbar über: <http://imartinez.etsin.upm.es/bk3/c17/Power.htm>
- [Mau99a] MAURER, M.: *Schriftliche und telefonische Mitteilungen über Pumpenwirkungsgrade und –auslegungen im Hinblick auf die Nutzung für Fallwindkraftwerke*. September 1999. – Voith Siemens Hydro Power Generation, St. Pölten, Österreich
- [Mau99b] MAUSER, W.: *Einführung in die Klimatologie: Große Zirkulationssysteme: Die Globale Zirkulation: Das innertropische Zirkulationssystem*. Internet-Veröffentlichung, Institut für Geographie an der Ludwig-Maximilians-Universität München. 1999. – Verfügbar über: http://141.84.50.121/iggf/Multimedia/Klimatologie/kl_Hauptseite.htm
- [MET01] METEOTEST, KUNZ S.; U.A.: *Windpower: WINFO – Geo-Informationssystem zur Windenergie*. Internet-Veröffentlichung, METEOmeetsENERGY, METEOTEST, Bern, Schweiz. 2001. – Verfügbar über: http://stratus.meteotest.ch/mme/winfo/presentation/winfo_style/map.asp?MAPURL=images/WINDGESCH.png
- [Meu98] MEUSER: *Windenergie im Offshore-Bereich*. Vortrag zum Workshop des Wirtschaftsministeriums Mecklenburg-Vorpommern, Hannover. 22. April 1998. – (Meuser, Fa. Nordwind)
- [Mey01] MEYER, J.-P.: Auf die Plätze fertig los. In: *Sonne Wind & Wärme* (2001), Juni, Nr. 6, S. 63–65
- [Mey04] MEYER, T.: *Telefonische Mitteilungen zu Betriebskosten von PV-Anlagen*. 2004. – Abteilung Elektrische Energiesysteme, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg <http://www.ise.fhg.de/index.html>
- [Mez99] MEZHIBOVSKI, V.: *C-Routine APSOUT, Output calculation for Aeroelectric Power Stations*. Per E-Mail von Vadim Mezhibovski zugesandt. September 1999. – Technion, Haifa, Israel

- [Mil00] MILBORROW, D.: Cost Go Down As Size Goes Up. In: *WindStats Newsletter* 13 (2000), Nr. 3, S. 1–2. – Forlaget Vistoft, Dänemark
- [Min03] MINOUX, M.: *Elektronische persönliche Mitteilungen*. 2003. – Minoux, Modélisation & Optimisation, Laboratoire d’Informatique de Paris 6 (LIP6)
- [Mit03] MITTELMANN, H.: *Benchmarks for Optimization Software: Linear Programming*. Internet–Veröffentlichung, Department of Math and Stats, Arizona State University, USA. ...2003. – Verfügbar über: <http://plato.la.asu.edu/bench.html>
- [MK93] MELISS, M. ; KLEEMANN, M.: *Regenerative Energiequellen*. 2. Berlin : Springer Verlag, 1993
- [Mül01] MÜLLER, L.: *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*. 2. Berlin : Springer, 2001
- [Mün04] MÜNCHENER RÜCK, Autor n. b.: *Erneuerbare Energien Versicherung einer Zukunftstechnologie: Weltenergieverbrauch und Klimawandel*. Internet–Veröffentlichung, Münchener Rück, München. September 2004. – Verfügbar über: http://www.munichre.com/publications/302-04061_de.pdf
- [Mol01] MOLT, S.: *Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Fakultät für Elektrotechnik, Dissertation, 2001. – IER Forschungsbericht 84
- [Mol02] MOLLY, J.: Technische Entwicklungstrends der Windturbinen. In: *DEWI Magazin, Deutsches Windenergie–Institut (DEWI)* (2002), Nr. 20, S. 52–59
- [Mor02a] MORCLETTE, J.-J.: Assessment of the ECMWF model cloudiness and surface radiation fields at the ARM-SGP site. In: *VDI BERICHTE 1252, Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft* 130 (2002), Februar, Nr. 2, S. 257–277. – Verfügbar über: <http://ams.allenpress.com/amsonline/?request=get-archive&issn=1520-0493> . – ISSN 1520–0493
- [Mor02b] MORCLETTE, J.-J.: *Persönliche Mitteilung*. April 2002. – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW), London/Reading, England
- [MPP⁺94] MINISTRY OF ENERGY BELARUS ; PPGC ; PREUSSEN ELEKTRA ; RAO EES ROSSIJ ; VEAG, Autoren n. b.: Feasibility Study on the ”East-West High Power Electricity Transmission System” / Ministry of Energy Belarus, Minsk, Weißrussland; Polish Power Grid Company (PPGC), Warschau, Polen; PreussenElektra, Hannover; RAO EES Rossij, Moskau, Russland; Vereinigte Energiewerke AG (VEAG), Berlin. 1994. – Summary of Main Results. Übermittelt von Harald Brumshagen, PreussenElektra, Hannover
- [MR99] MAJITHIA, S. ; ROGERS, C.: *Elektronische Übermittlung der Daten des Stromverbrauchs Großbritanniens, halbstündlich für vier Wochen und alle Tagesmaxima 1994 inklusive Verbräuchen für Transport und Verteilung*. Januar 1999. – National Grid House UK, <http://www.nationalgrid.com/uk/company/index.html>

- [MS01] MARKEWITZ, P. ; SEMKE, S.: *Kosten und Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland: Literatúrauswertung 1994 – 1998*. Internet–Veröffentlichung, Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung. November 2001. – Verfügbar über:
<http://www.fz-juelich.de/ptj/contentory/index.lw?index=503>
- [MTC02] MTC, Autor n. b.: *Paving the Way for Commercial Exploitation of Oil Palm Biomass*. Internet–Veröffentlichung, Malaysian Timber Council (MTC), Kuala Lumpur, Malaysia. Februar 2002. – Verfügbar über:
<http://www.mtc.com.my/news/pr33.htm>
- [MTW97] MOCK, J. ; TESTER, J. ; WRIGHT, M.: Geothermal Energy from the Earth: Its Potential Impact as and Environmentally Sustainable Resource. In: *Annual Reviews of Energy and the Environment* 22 (1997), S. 305–356. – Verfügbar über:
<http://energy.annualreviews.org/cgi/content/full/22/1/305>
- [MVB03] MVV, Autor n. b.: *Tagesspiegel: Strompreise steigen zu Jahresbeginn - Wechsel zum Billiganbieter lohnt kaum noch*. Internet–Veröffentlichung, MVV, Mannheim. März 2003. – Verfügbar über:
<http://www.mvv-life.de/de/pub/tagesspiegelbilligstrom.cfm>
- [ND99] FÜR NORMUNG (DIN), Deutsches I. (Hrsg.): *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, DIN EN 50160*. Berlin : Beuth Verlag, 1999
- [NDN01] NDSEA ; DEWI ; NIW, Autoren n. b.: Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen / Niedersächsische Energie-Agentur (NdSEA), Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung (NIW). Hannover, Juni 2001. – Forschungsbericht. Untersuchung im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministeriums, Projekt-Nr. 2930, verfügbar über: <http://www.mu.niedersachsen.de/pdf/offshore.pdf>
- [Nik99] NIKITINA, E.: *Persönliche Mitteilung von Untersuchungsergebnissen zu kasachischen Windverhältnissen*. 1999. – Almaty Institute of Power Engineering and Telecommunication, Alma-Ata, Kasachstan
- [Nit02] NITSCH, J.: *Potenziale der Wasserstoffwirtschaft / DLR – Institut für Technische Thermodynamik*. Stuttgart, 2002. – Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Verfügbar über: http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html
- [NN] NCEP ; NCAR: *NCEP/NCAR Reanalysis*. National Centers for Environmental Prediction (NCEP)/National Center for Atmospheric Research (NCAR); Datensammlung, NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center (CDC), Boulder, USA. – Informationen verfügbar über: <http://www.cdc.noaa.gov/cdc/data.nmc.reanalysis.html>
Daten verfügbar über: <http://www.cdc.noaa.gov/cdc/reanalysis/>
- [Noo99] NOORD, M. de: Large-scale offshore wind energy: cost analysis and integration in the Dutch electricity market / Energy research Centre of the Netherlands (ECN). Petten, Niederlande, Februar 1999 (ECN-I-99-003). – ECN-Report

- [Nor97a] NORDEL: *Electricity generation 1996*. Internet-Veröffentlichung, Nordel. 1997. – Verfügbar über: <http://www.nordel.org/97/eng/4/463.htm>
- [Nor97b] NORDEL: *Installed capacity on 31 Dec. 1996*. Internet-Veröffentlichung, Nordel. 1997. – Verfügbar über: <http://www.nordel.org/stat97/421.htm>
- [Nor97c] NORDEL: *Water reservoirs 1996*. Internet-Veröffentlichung, Nordel. 1997. – Verfügbar über: <http://www.nordel.org/stat97/47.htm>
- [Nor98] NORDEL: *Annual Statistics 1997 / Nordel*. Oslo, Norway, 1998 (1997). – EXCEL-Tabellen. Verfügbar über: <http://www.nordel.org/eng/4/40/eng97.xls>
- [Nor99a] NORDEL: *Annual Report 1999 / Nordel*. Oslo, Norway, 1999 (1999). – Jahresbericht. Verfügbar über: http://www.nordel.org/eng/4/40/annual_eng99.pdf
- [Nor99b] NORDEL: *Annual Statistics 1998 / Nordel*. Oslo, Norway, 1999 (1998). – EXCEL-Tabellen. Verfügbar über: <http://www.nordel.org/eng/4/40/eng98.xls>
- [Nor00] NORDEL: *Annual Statistics 1999 / Nordel*. Oslo, Norway, 2000 (1999). – EXCEL-Tabellen. Verfügbar über: <http://www.nordel.org/eng/4/40/eng99.xls>
- [Nor01a] NORD POOL, Autoren n. b.: *Water reservoirs 1996*. Internet-Veröffentlichung, Nord Pool – The Nordic Power Exchange. 2001. – Verfügbar über: <http://www.nordpool.no/>
- [Nor01b] NORDEL: *Annual Statistics 2000 / Nordel*. Oslo, Norway, 2001 (2000). – EXCEL-Tabellen. Verfügbar über: <http://www.nordel.org/eng/4/40/Statistikk%202000%20English.xls>
- [Nor04a] NORDMANN, T.: *Telefonische Mitteilungen zu Betriebskosten von PV-Anlagen*. 2004. – TNC-Consultin, Erlenbach, Schweiz <http://www.tnc.ch/home/>
- [Nor04b] NORSK HYDRO ELECTROLYSERS, Autoren n. b.: *Technical Information - Technical Data Standard Plant*. Internet-Veröffentlichung, Norsk Hydro Electrolysers, Notodden, Norwegen. 2004. – Verfügbar über: <http://www.electrolysers.com/>
- [Now96] NOWAK, M. P.: *A Fast Descent Method for the Hydro Storage Subproblem in Power Generation (Working Paper) / International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)*. Laxenburg, Österreich, September 1996. – Arbeitspapier. (WP-96-109)
- [Nye04] NYE, M.: *Gas Turbine Prices, Dollars per kW*. Internet-Veröffentlichung, Asea Brown Boveri Ltd (ABB), Zürich, Schweiz. Juni 2004. – Verfügbar über: <http://www.gas-turbines.com/trader/KWPRICE.htm>
- [ODA] ODAC, Autor n. b.: *ODAC, verschiedene Veröffentlichungen*. Internet-Veröffentlichungen, Oil Depletion Analysis Centre (ODAC), London, England. – Verfügbar über: <http://www.odac-info.org/>
- [OECD02] OECD, Autoren n. b.: *OECD Economic Outlook No. 71 :Statistical Annex / Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)*. Paris, Frankreich, Juni 2002. – Forschungsbericht. Verfügbar über: <http://people.su.se/~resta/oecd.pdf>

- [OME] OMEL, Autor n. b.: *Stündliche Lastdaten Spaniens* 1998. Internet-Veröffentlichung, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL), Spanien. – Verfügbar über: <http://www.omel.es>
- [Ome03] OMERZU, T.: *Ländercodes nach ISO 3166*. Internet-Veröffentlichung, w3logistics, Dortmund. Februar 2003. – Verfügbar über: <http://w3logistics.com/infopool/country/?search=ALL>
- [OPE04] OPET, Autor n. b.: *Towards multi-MW wind turbines*. Internet-Veröffentlichung, Organisations for the Promotion of Energy Technologies – Electricity from Renewable Energy Sources (OPET-RES-e). April 2004. – Verfügbar über: http://www.esv.or.at/aktuelles/OPET/TechPaper1_wind-fin.pdf
- [Ora97] ORASCH, W.: *Volkswirtschaftlich optimaler Einsatz österreichischer Kraftwerke*. Wien, Österreich, TU Wien, Fakultät für Elektrotechnik, Dissertation, 1997
- [Ort99] ORTMANN, W.: *Elektronische Übermittlung von Auslegungsdaten für das THESEUS-Parabolrinnen-Kraftwerk: "Technical description of activities and achievements in 1998 on the THESEUS project"*. Juli 1999. – Plataforma Solar de Almería, Costacabana (Almería), Spanien
- [Ort02] ORTHS, A. *Vergleich von Gleichstrom- und Drehstromübertragung*. Persönliche, schriftliche Mitteilung. März 2002
- [OTA81] OTA, Projektsortium: *Technology and Soviet Energy Availability / Congress of the United States, Office of Technology Assessment (OTA)*. Washington, D.C., USA, November 1981 (Library of Congress Catalog Card Number 81 – 600166). – Forschungsbericht. Verfügbar über: http://govinfo.library.unt.edu/ota/Ota_5/DATA/1981/8127.PDF
- [OTC96] OTC, Autor n. b.: *MPS Input Format*. Internet-Veröffentlichung, Optimization Technology Center (OTC), Argonne National Laboratory and Northwestern University, Illinois, USA. 1996. – Verfügbar über: <http://www-fp.mcs.anl.gov/otc/Guide/OptWeb/continuous/constrained/linearprog/mps.html>
- [OWE03] OWE, Autor n. b.: *Dutch Corner*. Internet-Veröffentlichung, Offshore Windenergy Europe (OWE), TUDelft, Niederlande. September 2003. – Verfügbar über: http://www.offshorewindenergy.org/txt2html.php?textfile=home/dutch_corner.txt
- [OWE04] OWE, Autor n. b.: *Offshore Windenergy in Europe: Windfarms*. Internet-Veröffentlichung, Offshore Windenergy Europe (OWE), TUDelft, Niederlande. Juni 2004. – Verfügbar über: <http://www.offshorewindenergy.org/>
- [Par77] PARTL, R.: *Power from Glaciers: The Hydropower Potential of Greenland's Glacial Waters / International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)*. Wien, 1977. – Forschungsbericht
- [PB 98] PB POWER, Autor n. b.: *Concept Study – Western Offshore Transmission Grid*. Internet-Veröffentlichung am "Department of Trade and Industry (DTI)", Großbritannien. 1998. – Verfügbar über: http://www.dti.gov.uk/energy/west_coast_interconnector_study.pdf

- [Pea02] PEARCE, F.: African states betray World summit pledges by launching mega-projects. In: *New Scientist* 175 (2002), September, Nr. 2362, S. 5
- [Peh03] PEHNT, M.: Life-cycle analysis of fuel cell system components. In: GASTEIGER, H. (Hrsg.) ; LAMM, A. (Hrsg.) ; VIELSTICH, W. (Hrsg.): *Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications* Bd. 4. Chichester, England : Wiley, September 2003. – Verfügbar über:
<http://www.ifeu.de/verkehr/seiten/Pehnt%20Fuel%20Cell%20Handbook%20LCA%20Review.pdf>. – ISBN 0–471–49926–9, S. 1293–1317
- [Peh04] PEHNT, M.: *Elektronische Übermittlung einer Grafik zu Wirkungsgraden verschiedener Stromerzeugungssysteme und telefonische Mitteilungen zu Brennstoffzellen*. 2004. – Institut für Energie– und Umweltforschung (ifeu), Heidelberg
- [Pha99] PHARABOD, E.: *Elektronische Übermittlung der Stundenwerte der EDF–Lastdaten* 1994. Februar 1999. – Electricité de France (EDF)
- [PIE01] PIER, Autor n. b.: A Powerful Breakthrough – The Kalina Cycle! In: *Energy Update, Research Powers the Future, Public Interest Energy Research (PIER), California Energy Commission, Sacramento, Kalifornien, USA* (2001), November. – Internet–Veröffentlichung, verfügbar über:
http://www.energy.ca.gov/pier/factsheets/2001-11_Kalina.pdf
- [Pil96] PILKINGTON SOLAR INTERNATIONAL: Statusbericht Solarthermische Kraftwerke / Pilkington Solar International bzw. Flabeg Solar. Köln, 1996. – Report. – ISBN 3–9804901–1–4
- [Pir] PIRELLI, Autoren n. b.: *PPL Cables*. Internet–Veröffentlichung, Pirelli, Mailand, Italien. – Verfügbar über:
http://www.pirelli.com/en_42/cables_systems/energy/innovation/pp11.jhtml
- [Pir02] PIRELLI, Autoren n. b.: Pirelli awarded Basslink contract / Pirelli, Mailand, Italien. 2002. – Meldung. Internet–Veröffentlichung, verfügbar über:
http://www.pirelli.com/en_42/news/newsDisplayForLast.jhtml?sectionId=4100008&newsid=43900002&display
- [PL92] PIRELLI ; LANDSVIRKJUN, Autoren n. b.: Iceland - UK HVDC Submarine Power Cable Link / Pirelli Cavi spa, Italien und Landsvirkjun The National Power Company, Reykjavik, Island. 1992. – Pre-Feasibility Study
- [Pod01] PODKOVALNIKOV, S.: Power Grid Interconnection in Northeast Asia: Perspectives from East Russia. In: *Workshop on Power Grid Interconnection in Northeast Asia, Internet Proceedings*. Beijing, China, Mai 2001
- [Por04] PORTER, A.: The man who foresaw skyrocketing oil prices. In: *Aljazeera* (2004), September. – Verfügbar über:
<http://english.aljazeera.net/NR/exeres/351FD000-D263-46D8-BE9D-C17E9D5CEB84.htm>
- [PP98] PITZ-PAAL, R.: *Persönliche Mitteilungen zu Parabolrinnenkraftwerken*. 1998. – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Köln
- [PPBSGW97] PITZ-PAAL, R. ; BUCK, R. ; SCHMITZ-GOEB, M. ; WEINREBE, G.: Solarturmkraftwerke. In: *Strom aus Sonne und Wind, Themen 96/97, Forschungsverbund Sonnenenergie* (1997), S. 117–125

- [PPR02] PÉREZ-ARRIAGA, I. ; PERÁN MONTERO, F. ; RUBIO ODÉRIZ, F.: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs / Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN) of the European Commission. 2002. – Final Report. Verfügbar über: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/bench_trans_tarif_en.pdf
- [Pro96] PRONINI, R.: *Modellierung und Simulation des Leistungsbedarfs und -angebots eines hydrothermischen Energieversorgungssystems*. Zürich, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETHZ), ETH Dissertation 11664, 1996
- [Pro04] PROTTI, L.: *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Vierteljährliche Gesamtrechnungen, Viertes Quartal 2003, Untergliederung der Bruttoanlageinvestitionen*. Internet-Veröffentlichung, Statistisches Bundesamt Deutschland (Destatis), Wiesbaden. 2004. – Verfügbar über: http://www.eds-destatis.de/de/downloads/sif/nj_04_23.pdf
- [PRSS91] PALZ, W. ; RASCHKE, E. ; STEEMERS, T. C. ; STUHLMANN, R.: *Solar Radiation Atlas of Afrika*. Rotterdam/Brookfield : Balkema, 1991
- [PSD98] PSD, Autor n. b.: *Vermont Electric Utility Demand Side Management Accomplishments: History and Current Trends*. Internet-Veröffentlichung, Technical Report No. 41, Department of Public Service (DPS), Montpelier, Vermont, USA. September 1998. – Verfügbar über: <http://www.state.vt.us/psd/ee/ee13.htm>
- [Pul97] PULS, H-G.: *Evolutionsstrategien zur Optimierung autonomer Photovoltaik-Systeme*. Freiburg, Fakultät für Physik, Albert-Ludwig-Universität Freiburg, Diplomarbeit, April 1997
- [Qua00] QUASCHNING, V.: *Fortschritts-Berichte VDI Reihe 6, Energietechnik*. Bd. 437: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Düsseldorf, Deutschland : VDI-Verlag, 2000. – Verfügbar über: <http://www.volker-quaschning.de/klima2000/>
- [Qua02] QUACK, H.: *Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft*. Internet-Veröffentlichung, Lehrstuhl für Kälte- und Kryotechnik, TU Dresden. Mai 2002. – Verfügbar über: <http://www.tu-dresden.de/mw/iem/kkt/mitarbeiter/lib/Wasserstoff/wassertech.html>
- [Qua03] QUASCHNING, V.: Spanien bringt Erneuerbare in Fahrt. In: *Sonne Wind & Wärme* (2003), Januar, Nr. 1, S. 26–29
- [Rab00] RABAH, K.: Application of Sugarcane Residues as Biofuel for Cogeneration of Electricity in Kenya. In: FOO, E-L. (Hrsg.) ; DELLA SENTA, T. (Hrsg.) ; SAKAMOTO, Kenichi (Hrsg.): *Material Flow Analysis of Integrated Bio-Systems* United Nations University / Institute of Advanced Studies (UNU/IAS), Yokohama, Japan, 2000. – Verfügbar über: <http://www.ias.unu.edu/proceedings/icibs/ic-mfa/rabah/paper.html>
- [Rad00a] RADTKE, U.: TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route: Main Results and Conclusions of the Final Report Phase II, Executive Summary Working Group 4 "Environmental and Routing" / European

- Commission: Trans-European Energy Networks. 2000. – Folienvortrag auf CD. Übermittelt von Uwe Radtke, E.ON Netz, Lehrte
- [Rad00b] RADTKE, U.: TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route: Main Results and Conclusions of the Final Report Phase II Working Group 1 "Technical Aspects" / European Commission: Trans-European Energy Networks. 2000. – Folienvortrag auf CD. Übermittelt von Uwe Radtke, E.ON Netz, Lehrte
- [Rec03] RECHSTEINER, R.: *Grün gewinnt*. Zürich, Schweiz : Orell Füssli, 2003
- [REF02] REFOCUS, Autor n. b.: *Offshore Wind in Europe The Current State of the Art*. Internet-Veröffentlichung, REFOCUS The International Renewable Energy Magazine. März 2002. – Verfügbar über:
http://www.re-focus.net/mar2002_1.html
- [Reh99] REHM, M.: *Fortschritts-Berichte VDI Reihe 6, Fertigungstechnik*. Bd. 419: *Lastmanagement und dynamische Stromtarife in regenerativen Energieversorgungssystemen*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1999
- [Rei] REICH, N.: *Solarkonstante: Offshore*. Internet-Veröffentlichung, solarkonstante.de. – Verfügbar über: <http://www.solarkonstante.de/wind/offshore.htm>
- [Rei99] REICH, V.: *Dokumentation: Compiler für GLG-Dateien*. Im Internet veröffentlicht. September 1999. – Verfügbar über:
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/compiler/doku_compiler_fuer_glg-dateien.htm
- [Rei03] REINHARDT, D.: *Erste Hochtemperatur-Brennstoffzelle im Industrieinsatz*. Internet-Veröffentlichung, MTU, Friedrichshafen. Februar 2003. – Verfügbar über:
http://www.mtu-online.com/de/ps/ps_030210.htm
- [Rem00] REMUND, J. *Telefonische Mitteilung der Ergebnisse von Berechnungen der Direktnormalstrahlung an einzelnen Standorten aus Tageswerten der Globalstrahlung des WRDC bzw. BSRN*. 2000
- [Ren00] RENSFELT, E.: IEA Bioenergy Gasification Country report: Sweden. In: *Status of Gasification in countries participating in the IEA Bioenergy gasification activity March 2001*. 2000. – Internet-Veröffentlichung, Biological Materials for Non-Food Products, Newbury, Berks, Großbritannien verfügbar über:
<http://www.nf-2000.org/publications/ieagas.pdf>, S. 50–64
- [Ric04] RICHERT, F.: *Telefonische Mitteilungen zu Angaben in [AS01], [AR01] und [AGL⁺01]*. 2004. – GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie, Enge-Sande
<http://www.geo-mbh.de/>
- [Rig04] RIGGER, P.: *Telefonische Mitteilungen zur Brennstoffzellen*. 2004. – Bosch, Stuttgart
- [Ris89a] RISØ, Autor n. b.: *European Wind Atlas – The Handbook of European Wind Resources*. Internet-Veröffentlichung. 2001 bzw. 1989. – Verfügbar über:
<http://www.windpower.dk/de/tour/wres/euomap.htm>

- [Ris89b] RISØ, Autor n. b.: *European Wind Atlas – The Handbook of European Wind Resources – Wind resources over open sea*. Internet-Veröffentlichung. 2001 bzw. 1989. – Verfügbar über: <http://www.windatlas.dk/oceanmap.htm>
- [Ris99] RISØ, Autor n. b.: *Windkarte von Dänemark*. Internet-Veröffentlichung. 1999. – Verfügbar über: <http://www.windpower.dk/de/tour/wres/dkmap.htm>
- [Rit89] RITZAU, M.: *Technisch-wirtschaftliches Substitutionspotential regenerativer Primärenergiequellen in elektrischen Inselsystemen*. Aachen, TU Aachen, Fakultät für Elektrotechnik, Dissertation, 1989
- [Röm01] RÖMISCH, W.: Optimierung für die Energiewirtschaft: Stand und Entwicklungstendenzen. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energieversorgung* Bd. VDI-Berichte Nr. 1627. Düsseldorf : VDI Verlag, 2001, S. 23–36
- [RPS00] AMD R. PETERS, J. P. ; SPECHT, M.: Methanol - Herstellung und Einsatz als Energieträger für Brennstoffzellen. In: *Themen 1999 – 2000: Zukunftstechnologie Brennstoffzelle*. Berlin, 2000. – Verfügbar über: http://www.refuelnet.de/content/refuelnet/pdf/FVS_99.pdf, S. 46–53
- [RS92] ROUVEL, L. ; SCHAEFER, H.: *Nutzung regenerativer Energien*. 6. München : Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU-München, 1992. – Heft 1 der IfE-Schriftenreihe
- [Rüs02] RÜSELER, R. *Geothermal Power Plant Output: Microsoft Excel Arbeitsblatt*. Persönliche, elektronische Mitteilung. August 2002
- [RS03] RANDALL, D. ; SCHWARTZ, P.: *An Abrupt Climate Change Scenario and Its Implications for United States National Security*. Internet-Veröffentlichung, Global Business Network (GBN), San Francisco, USA. Oktober 2003. – Verfügbar über: <http://www.gbn.org/ArticleDisplayServlet.srv?aid=26231>
- [Rup96] RUPPRECHT, S.: *Betriebsoptimierung eines Energieversorgungssystems mit Kraft-Wärme-Kopplung*. München, Institut E19, Technische Universität München, Diplomarbeit, September 1996
- [SCE02] SCEO, Autor n. b.: *The Status of Utility Demand-Side Management Activities in South Carolina*. Internet-Veröffentlichung, South Carolina Energy Office (SCEO), South Carolina, USA. Mai 2002. – Verfügbar über: <http://www.state.sc.us/energy/dsm.htm>
- [Sch96a] SCHLAICH, J.: *Ergänzung zu: The Solar Chimney*. Stuttgart : Deutsche Verlags-Anstalt, 1996
- [Sch96b] SCHLAICH, J.: *The Solar Chimney*. Stuttgart : Deutsche Verlags-Anstalt, 1996
- [Sch97] SCHARMER, K.: ESRA – European Solar Radiation Atlas, 6th Interim Report / Gesellschaft für Entwicklungstechnologie (GET). Jülich, 1997 (6). – Zwischenbericht
- [Sch98] SCHIEBELSBERGER, B. *Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung*. Vortrag am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in München. Januar 1998

- [Sch99] SCHWARZBÖZL, P.: *Schriftliche Mitteilung von Parameterwerten für die Berechnung des Verhaltens von LS-2 Kollektoren mit dem TRNSYS TYPE96*. Januar 1999. – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Köln
- [Sch01] SCHRIMPF, E.: *Treibstoff der Zukunft: Wasserstoff oder Pflanzenöl? – Potenziale und Perspektiven von Pflanzenölen als Energieträger*. Internet-Veröffentlichung, Bund der Energieverbraucher, Rheinbreitbach. 2001. – Verfügbar über: <http://www.energienetz.de/index.php4?id=111&subid=635>
- [Sch03] SCHÖNE, B.: *Stromübertragung: Vom Exoten zum Bestseller*. Internet-Veröffentlichung, Pictures of the Future Herbst 2003, Siemens AG, München. Oktober 2003. – Verfügbar über: http://w4.siemens.de/FuI/de/archiv/pof/heft2_03/artikel34/
- [Sch04] SCHILLING, H.-D.: *Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten?* Internet-Veröffentlichung, Transfer- und Gründerzentrum: Energiesystem- und Umweltanalysen Eusys, Stuttgart. Februar 2004. – Verfügbar über: <http://www.energie-fakten.de/html/wirkungsgrade.html>
- [SD97] SLOSS, P. ; DUNBAR, P.: *5-Minute Gridded Elevation Data Selection*. Internet-Veröffentlichung, National Geophysical Data Center (NGDC), a United States Department of Energy (DOE). 1997. – Verfügbar über: <http://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/seltopo.html>
- [SFDa] SFDRS, Autor n. b.: *Albedo*. Internet-Veröffentlichung, Das Wetter-Lexikon, Meteo, Das Schweizer Fernsehen DRS (SFDRS) im Internet. – Verfügbar über: <http://www.sfdrs.ch/sendungen/meteo/lexikon/albedo.html>
- [SFDb] SFDRS, Autor n. b.: *Meteo Presents: Das Wetter - Lexikon*. Internet-Veröffentlichung, Meteo, Das Schweizer Fernsehen DRS (SFDRS) im Internet. – Verfügbar über: <http://www.sfdrs.ch/sendungen/meteo/lexikon/>
- [SFV01] SFV, Autor n. b.: *Beispiele für Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen unter Berücksichtigung eines 100'000 Dächerkredits*. Internet-Veröffentlichung, Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV), Aachen. März 2001. – Verfügbar über: <http://www.sfv.de/lokal/mails/rundmail/p0103061.htm>
- [SFV02] SFV, Autor n. b.: *Preisentwicklung bei PV-Anlagen*. Internet-Veröffentlichung, Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV), Aachen. Juni 2002. – Verfügbar über: <http://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/auswertg.htm>
- [SH97] SEELING-HOCHMUTH, G.: *Optimisation of Design and Operation Of PV-Hybrid Systems for Remote Area Power Supply: Results and Evaluation of a Rural Case Study*. Internet-Veröffentlichung, Energy and Development Research Centre (EDRC), University of Cape Town, Südafrika. 1997. – Verfügbar über: <http://www.edrc.uct.ac.za/~gab/EU14pap4.html>
- [She98] SHELL, Autor n. b.: *Sustainable Geothermal Energy from Hot-Fractured-Rock / Shell Research and Technical Services SIEP-RTS Geothermal*. Rijswijk, August

1998. – Preliminary Report. Per Post erhalten von Gunter Siddiqi (Shell, Niederlande)
- [Sie] SIEMENS, Autor n. b.: *HVDC Transmission Proven Technology for Power Exchange*. Siemens-Brochures No. E50001-U131-A15-X-7600: High-Voltage Direct Current Transmission (HVDC), Siemens AG, Erlangen. – Bestellbar über: http://www.siemens.com/index.jsp?sdc_contentid=252415
- [Sie98] SIEMENS, Autor n. b.: *Großauftrag in China*. Internet-Veröffentlichung, Department of Power Transmission & Distribution (PTD), Siemens AG, Erlangen. 1998. – Verfügbar über: http://www.siemens.com/index.jsp?sdc_contentid=251817&sdc_langid=0
- [Sie01] SIEMENS, Autor n. b.: *Siemens PTD erhält Großauftrag über 350 Mio. Euro aus China*. Internet-Veröffentlichung, Department of Power Transmission & Distribution (PTD), Siemens AG, Erlangen. 2001. – Verfügbar über: http://www.siemens.com/page/1,3771,257283-0-12_5_12-0,00.html
- [Sie02a] SIEMENS, Autor n. b.: *HVDC – Projects & Reference List*. Internet-Veröffentlichung, Department of Power Transmission & Distribution (PTD), Siemens AG, Erlangen. Januar 2002. – Verfügbar über: http://www.siemens.com/index.jsp?sdc_unitid=12&sdc_contentid=264153
- [Sie02b] SIEMENS, Autor n. b.: *Unter erschwerten Bedingungen: Siemens repariert und überholt HGÜ-Transformatoren direkt am Staudamm Cahora Bassa*. Internet-Veröffentlichung, Department of Power Transmission & Distribution (PTD), Siemens AG, Erlangen. Oktober 2002. – Verfügbar über: http://www.eci.siemens.com/marketplaces/servlet/index.jsp?sdc_contentid=1000000005515&sdc_mpid=27
- [Sie03] SIEMENS, Autor n. b.: *Light Triggered Thyristor Valves*. Internet-Veröffentlichung, Department of Power Transmission & Distribution (PTD), Siemens AG, Erlangen. 2003. – Verfügbar über: http://www.siemens.com/index.jsp?sdc_contentid=255136
- [Sie04] SIEMENS, Autor n. b.: *Solid Oxide Fuel Cells*. Internet-Veröffentlichung, Siemens AG, München. 2004. – Verfügbar über: <http://www.powergeneration.siemens.com/en/fuelcells/>
- [Sig99] SIGURDSSON, E.: Power Production on Iceland. Possible Feeding into the European Power Market. In: BRAUCH, H. (Hrsg.) ; CZISCH, G. (Hrsg.) ; KNIES, G. (Hrsg.): *Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie*. Moosbach : AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3-926979-71-2, S. 27-41
- [Sö00] SÖDER, L.: *Who should be responsible for generation capacity addition?* Internet-Veröffentlichung zu einem Vortrag auf der "International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000, DRPT 2000, 4-7 April 2000, City University, London, UK.". April 2000. – Verfügbar über: http://www.ekc.kth.se/ees/lennart_drpt2000.html
- [Sol03] SOLAR MILLENNIUM AG, Autoren n. b. (Hrsg.): *Financing the Future The Solar Millennium-Share*. Broschüre und Internet-Veröffentlichung, Solar Millennium

- AG, Erlangen. 2003. – Verfügbar über:
<http://www.solarmillennium.de/pdf/EmBroch.pdf>
- [Sol04] SOLEL, Autor n. b.: *SOLEL#5 – The only proven and cost effective parabolic trough*. Internet-Veröffentlichung, Solel Solar Systems Ltd, Beit-Shemesh, Israel. Juni 2004. – Verfügbar über:
http://www.solel.com/products/pgeneration/tkey_fields
- [Sta00] STAISS, F.: *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000*. Radebeul : Biebertstein, 2000 (1)
- [Ste94] STEINBAUER, E.: Kraftwerkseinsatzoptimierung in der Praxis bei der STEWEAG-Lastverteilung. In: *VEÖ-Journal* (1994), August, S. 66–72. – Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)
- [Ste02] STEINBACH, C.: *Telefonische Mitteilung über Kosten, Wirkungsgrade und Betriebsverhalten von Gasturbinenkraftwerken sowie deren Nachrüstung zu GuD-Kraftwerken*. Dezember 2002. – Alstom, Baden, Schweiz
- [Sti02] STIEBE, R.: *Vorlesung – Approximierbarkeit schwieriger Optimierungsprobleme*. Internet-Veröffentlichung zur Vorlesung, Forschungsgruppe Theoretische Informatik, Fakultät für Informatik der Universität Magdeburg. 2002. – Verfügbar über:
<http://theo.cs.uni-magdeburg.de/lehre02w/approx/>
- [Sto] STOCK, M.: Social Dimensions of Resource Use: Water related Problems in the Mediterranean. In: *PIK-Zweijahresbericht 1996 & 1997*. Potsdam : Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), S. 68–71
- [Sto73] STODHART, A. H.: Wind Data for Wind Driven Plant. In: SAVINO, Joseph M. (Hrsg.): *Wind Energy Conversion Systems, Workshop Proceedings*. Washington D.C., 11.–13. Juni 1973
- [Sto01] STOCKMANN, C.: *Telefonische Mitteilung über das Kosten, Wirkungsgrade und Betriebsverhalten von Gasturbinen- und GuD-kraftwerken*. September 2001. – Alstom, Baden, Schweiz
- [Str95] STREHLER95, A.: Potentiale und technische Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Biomasse als Beiprodukt und Energiepflanze in Deutschland und weltweit. In: *Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie 95*. Hannover : Winkra-Recom Messe- und Verlags GmbH, 1995, S. 315–335
- [Str02a] STRAND, T.: *Telefonische Mitteilung über Wirkungsgrade und Betriebsverhalten von Gasturbinen- und GuD-kraftwerken*. Dezember 2002. – Alstom, Schweden
- [Str02b] STRAUSS, P.: *Kompetenznetz Energietechnik: Forschung und Entwicklung: Entwicklungsstand und Potenziale der Brennstoffzelle*. Internet-Veröffentlichung, VDI-Technologiezentrum Abt. Grundsatzfragen von Forschung, Technologie und Innovation, Düsseldorf. März 2002. – Verfügbar über:
http://www.kompetenznetze.de/inhalt_c2_b2_s1_z1_g22_t101.htm#2
- [Stu99] STULL, R.: *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Dordrecht, Niederlande : Kluwer Academic Publishers, 1999

- [Su97] SEAS ; U.A., Autor n. b.: Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern / Erstellt durch: Abteilung Windkraft ELKRAFT bei SEAS, ELSAM Produktion, Energietyrelsen und Skov- og Naturstyrelsen. Haslev, Dänemark, Juni 1997. – Bericht. 1. Auflage; Bezug über Abteilung Windkraft ELKRAFT bei SEAS
- [Sul04] SULZER HEXIS, Autor n. b.: *Sulzer Hexis Vorseriesystem HXS 1000 PREMIERE: Leistungsdaten und Attraktivität*. Internet-Veröffentlichung, Sulzer Hexis AG, Winterthur, Schweiz. 2004. – Verfügbar über:
<http://www.hexis.com/eprise/SulzerHexis/Sites/Fuelcell/HXS1000/Performance.html>
- [Svo98] SVOBODA, P.: *Persönliche Mitteilung zu Parabolrinnenkraftwerken*. 1998. – Pilkington, Köln
- [SVW97] SCHÄFER, K. ; VERSTEGE, J. ; WERNER, T.: Liberalisierung der Energieversorgung - Auswirkung auf Planungs- und Optimierungsaufgaben. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI-Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997, S. 9–24
- [SW00] SCHINDLER, J. ; WEINDORF, W.: *Fuels for Transportation Derived from Renewable Energy Sources*. Internet-Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. September 2000. – Verfügbar über:
<http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/hyforum2000.pdf>
- [SW02] SCHINDLER, J. ; WEINDORF, W.: *Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien im Vergleich: Effizienzen, Emissionen und Potenziale*. Internet-Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. Juni 2002. – Verfügbar über:
<http://www.hydrogen.org/Wissen/pdf/WCRE-15-06-2002.pdf>
- [Swi94] SWINEHARDT, S.: Biomass Scenarios, Present and Future: Evaluation of WEC's and Hall's Projections and Comparison to IEW Poll Responses(Working Paper) / International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). Laxenburg, Österreich, März 1994. – IIASA Working Paper (WP-94-011). Verfügbar über:
<http://www.iiasa.ac.at/Publications/Documents/WP-94-011.ps>
- [SWW99] STOLLSTEIMER, G. ; WIRTH, M. ; WÜST, M.: *Persönliche Mitteilung über Pumpenwirkungsgrade und -auslegungen im Hinblick auf die Nutzung für Fallwindkraftwerke*. September 1999. – Voith Siemens Hydro Power Generation, Heidenheim
- [Tam02] TAMME, R.: *Im Vortrag: "Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken zur Erzeugung und Nutzung" auf der "Jahrestagung 2002" des "Forschungsverbunds Sonnenenergie" (FVS) zum Thema "Solare Kraftwerke"*. Oktober 2002. – DLR Stuttgart
- [TDW00] TDWORLD, Autor n. b.: Two New York Cities Install Basler UMOS. In: *Transmission & Distribution World (TDWorld)* (2000), April. – Verfügbar über:
http://tdworld.com/ar/power_two_new_york/
- [TF96] TUBANDT, H.-P. ; FOCKEN, B.: Künftige Entwicklung und Aufgaben des Verbund-

- netzes. In: *Sonderdruck aus ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT 95 Nr. 5. Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)* (1996), S. 1663–1670
- [TG04] TIS-GDV, Autor n. b.: *Waren-Sitemap: Fette und Öle pflanzlichen Ursprungs*. Internet-Veröffentlichung, Transport-Information-Service (TIS) des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV), Berlin. 1999–2004. – Verfügbar über: <http://www.tis-gdv.de/tis/ware/inhaltx.htm>
- [Tha01] THALES, Autor n. b.: *Guyed Support Structures for Offshore Wind Energy Converters – Innovative Designs for Large Megawatt Machines in Deep Waters*. Internet-Veröffentlichung, Thales GeoSolutions, Surrey, Großbritannien. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.thales-geosolutions.com/pdf/GuyedSS.pdf>
- [Tou01] TOUPIN, T.: *Telefonische Mitteilung über das Kosten von Gasturbinenkraftwerken*. September 2001. – Alstom, Baden, Schweiz
- [Tra98] TRAUBE, K.: *Kernspaltung, Kernfusion, Sonnenenergie – Stadien eines Lernprozesses*. Internet-Veröffentlichung, Philipps-Universität Marburg. 1998. – Verfügbar über:
http://www.uni-marburg.de/isem/WS99_00/docs/kernlern.pdf
- [Tri99] TRIEB, F.: *Solar Thermal Power Plants: Solar Collectors instead of Fuel*. Internet-Veröffentlichung, DLR, Stuttgart. Juni 1999. – Verfügbar über:
<http://www2.dlr.de/TT/system/publications/poster-englisch2-s.PDF>
- [Tri03] TRIEB, F.: *Persönliche Mitteilungen zu Parabolrinnenkraftwerken*. 1998–2003. – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart
- [TRN02] TRNSYS, Autor n. b.: *The TRaNsient energy SYstem Simulation tool (TRNSYS)*. TRNSYS-Homepage im Internet: Madison, Wisconsin, USA. 2002. – Verfügbar über: <http://www.trnsys.com/>
- [Troa] TROUGHNET, Autor n. b.: *TroughNet: Projects Deployed*. Internet-Veröffentlichung mit Angaben von Hank Price vom National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA; veröffentlicht von, Parabolic Trough Solar Power Network (TroughNet), US Department of Energy (DOE). – Verfügbar über:
<http://www.eere.energy.gov/troughnet/deployed.html>
- [Trob] TROUGHNET, Autor n. b.: *TroughNet: Projects Under Development*. Internet-Veröffentlichung mit Angaben von Hank Price vom National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA; veröffentlicht von, Parabolic Trough Solar Power Network (TroughNet), US Department of Energy (DOE). – Verfügbar über: <http://www.eere.energy.gov/troughnet/development.html>
- [Twe01] TWELE, J. ; BWE (Hrsg.): *Windenergie 2001, Marktübersicht*. 12. Osnabrück : Steinbacher Druck, Februar 2001. – ISBN 3–9806657–3–9
- [UCC00] UCC, Autor n. b.: *Liste: "Properties of Common Solid Materials (at room temperature)" in "Lab Manual FN2023"*. Internet-Veröffentlichung, Department of Process Engineering , University College, Cork, Irland. Januar 2000. – Verfügbar über: <http://www.ucc.ie/processeng/ugrad/fn2023/fn2023.zip>

- [UCE01] UCE, Autor n. b.: A Review of Assessments on the Future Global Contribution of Biomass Energy / Utrecht Centre for Energy research (UCE). Utrecht, Niederlande, Juli 2001. – Final Report. Verfügbar über:
<http://www.uce-uu.nl/showproject.php?id=3>
- [UCP96] UCPTE: *Monatliche Lastkurven 1996 der UCPTE-Mitglieder*. Datensatz der UCPTE. 1996. – Stündliche Zeitreihen für jeden 3. Mittwoch im Monat, überlassen von der Deutschen Verbundgesellschaft
- [UCP98] UCPTE ; UCTE-SEKRETERIAT (Hrsg.): *Statistisches Jahrbuch*. Wien : Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCPTE (heute UCTE), 1998
- [UCP99] UCPTE ; UCTE-SEKRETERIAT (Hrsg.): *Statistisches Jahrbuch*. Wien : Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCPTE (heute UCTE), 1999
- [UCT03] UCTE: *Information upon the Lengths of Circuits and the Transformers on December 31st (in km and GW)*. Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCTE. September 2003. – Verfügbar über:
http://www.ucte.org/OnlineData/frameset/e_frameset.asp?ms=/OnlineData/misc/e_misc_03.asp
- [UDI00] UDI, Autor n. b.: *World Electric Power Plants Data Base*. Datensatz des "Utility Data Institute" (UDI). 2000. – Verfügbar über: <http://www.platts.com/udidata/>
- [UES02] UES, Autor n. b.: Annual Report 2001 / Unified Energy System of Russia, Moskau, Rußland. 2002. – Forschungsbericht. Verfügbar über:
<http://www.rao-ees.ru/en/business/report2001/>
- [Ulm01] Brennstoffzellen - eine neue Technologie. In: GARCHE, J. (Hrsg.) ; HASSMANN, K. (Hrsg.) ; HEUER, W. (Hrsg.) ; ISENBERG, G. (Hrsg.) ; JÖRISSEN, L. (Hrsg.) ; KRAUS, P. (Hrsg.) ; STIMMING, U. (Hrsg.) ; STOLTEN, D. (Hrsg.) ; WILLMETZ, W. (Hrsg.) ; WAGNER, U. (Hrsg.): *Tagungsband Ulmer Gespräche Kolloquium*. Schloss Reisenburg, Günzburg, März 2001
- [UTC] UTC FUEL CELLS, Autor n. b.: *PureCellTM Commercial Applications / UTC Fuel Cells*, South Windsor, USA. – Internet-Veröffentlichung. Verfügbar über:
<http://www.utcfuelcells.com/commercial/index.shtml>
- [VBKP04] VON BACKSTRÖM, T. ; BUYS, J. ; KRÖGER, D. ; PRETORIUS, J.: Solar Tower Power Plant Performance Characteristics. In: DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (Hrsg.) ; PSE (Hrsg.): *Proceedings EuroSun2004* Bd. 1. Freiburg : PSE, Freiburg, Juni 2004, S. 870–863
- [VDE04] VDEW, Autor n. b.: *VDEW-Jahresbericht 2003 – Energiewirtschaft braucht Klarheit*. Internet-Veröffentlichung, Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Berlin. Juni 2004. – Verfügbar über:
[http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/d0170ba3e9a2f3e4c1256b020042d7f6/6d7465a5feeb09a5c1256e9e005448b6/\\$FILE/VDEW-Jahresbericht2003.pdf](http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/d0170ba3e9a2f3e4c1256b020042d7f6/6d7465a5feeb09a5c1256e9e005448b6/$FILE/VDEW-Jahresbericht2003.pdf)
- [VEA97] VEAG, Autor n. b. *Kurzbeschreibung: Pumpspeicherwerk Goldithal – 1060-MW-Kavernenkraftwerk*. Hauptverwaltung "Vereinigte Energiewerke AG" (VEAG). Mai 1997

- [VER03] VERBUND APG: *Untersuchung der APG zur Frage der Verkabelung der Steiermarkleitung*. Internet-Veröffentlichung, VERBUND-Austrian Power Grid AG, Graz, Österreich. Juni 2003. – Verfügbar über:
<http://www.verbund.at/at/apg/netzausbau/steiermark/aktuelles/pdf/030711-kabel.pdf>
- [VH97] VERSTEGE, J. ; HAUSER, M.: Koordinierung der kurz- und mittelfristigen Einsatzoptimierung in Querverbundsystemen. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI-Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997. – Übersicht Verfügbar über:
<http://www.verwaltung.uni-wuppertal.de/forschung/1999/Fb13/verstege06.htm>, S. 183–197
- [Vri98] DE VRIES, E.: The Leap Forward to Megawatt Machines. In: *Wind Stats* 98 (1998), Nr. 1, S. 1–3. – Forlaget Vistoft, Dänemark
- [Vri01] DE VRIES, E.: Gittermast im Meer. In: *Sonne Wind & Wärme* (2001), Mai, Nr. 5, S. 60–62
- [VSE00] VSE: *Grande Dixence*. Kurzbeschreibung der Kraftwerkdetails im Internet, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. 2000. – Verfügbar über:
<http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/kraftwerkdetail.asp?id=26>
- [VW97] VERSTEGE, J. ; WERNER, T.: Evolutionsstrategien zur kurzfristigen Einsatzoptimierung hydrothermischer Kraftwerke. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft II* Bd. VDI-Berichte Nr. 1352. Düsseldorf : VDI Verlag, 1997. – Übersicht verfügbar über:
<http://www.verwaltung.uni-wuppertal.de/forschung/1999/Fb13/verstege04.htm>, S. 119–133
- [VWE00] VWEW, Autor n. b.: *e.on schaltet Kraftwerksblöcke ab*. Internet-Veröffentlichung der Zeitschrift Elektrizitätswirtschaft aus Heft 23/2000. 2000. – Verfügbar über:
http://www.vwew.de/shared/content.cfm?Loginauftrag=1045192&modus=a_1_0_s_947
- [Wag97] WAGNER, U.: Von der Inselversorgung zum Global Link. In: *ETG-FACHBERICHT 65, Dezentrale, zentrale und globale Energiesysteme - Bausteine eines optimierten Energieverbunds*. Berlin/Offenbach : VDE-Verlag, 1997, S. 7–20
- [Wal04] WALDHEIM, L.: *Telefonische Mitteilungen zu Angaben über Eigenschaften von Biomassekraftwerken nach [Ren00]*. 2004. – TPS Termiska Processer, Nyköping, Schweden <http://www.tps.se/>
- [Wan03] WANZ, O.: *Steiermarkleitung: 380 kV-Erdverlegung als Alternative?* Internet-Veröffentlichung, VERBUND-Austrian Power Grid AG, Graz, Österreich. 2003. – Verfügbar über:
<http://www.verbund.at/at/apg/netzausbau/steiermark/aktuelles/pdf/030917-folder.pdf>
- [WCD00] WCD (Hrsg.): *The WCD Report: Dams And Development – A New Framework for Decision-Making / The World Commission on Dams (WCD)*. London, England : Earthscan Publications, November 2000. – Bericht. Verfügbar über:
<http://www.damsreport.org/docs/report/wcdreport.pdf> s.a. <http://www.damsreport.org/>

- [WD00] WD, Autor n. b.: Zafarana, Egypt. In: *Wind Directions (WD), Magazin der "European Wind Energy Association"* (2000), November, S. 20–22
- [WD01a] WD, Autor n. b.: Europe Offshore: The Race Is On. In: *Wind Directions (WD), Magazin der "European Wind Energy Association"* (2001), November, S. 12–19
- [WD01b] WD, Autor n. b.: Green Light for UK Offshore. In: *Wind Directions (WD), Magazin der "European Wind Energy Association"* (2001), Mai, S. 5. – Verfügbar über: <http://www.ewea.org/src/may0102.html>
- [WD01c] WD, Autor n. b.: ScottishPower to Built UK's Largest. In: *Wind Directions (WD), Magazin der "European Wind Energy Association"* (2001), September, S. 20
- [WEC03] WEC, Autor n. b.: *WEC Survey Of Energy Resources 2001 – Hydropower*. Internet Veröffentlichung, World Energy Council (WEC), London, Großbritannien. 2003. – Verfügbar über: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp>,
- [Wei95] WEISCHET, W. ; BLÜMEL, D. (Hrsg.) ; BORCHERD, C. (Hrsg.) ; LÖFFLER, E. (Hrsg.) ; WIRTH, E. (Hrsg.): *Einführung in die Allgemeine Klimatologie – Physikalische und meteorologische Grundlagen*. 6., überarb. Aufl. Stuttgart : Teubner, 1995 (Teubner-Studienbücher der Geographie)
- [Wei03] WEIBY, T.: *Telefonische Mitteilung über Kosten und andere Details des Eurokabelprojekts*. Dezember 2003. – ELTEL Services AS, Oslo, Norwegen
- [Wei04] WEINDORF, W.: *Telefonische Mitteilungen zur technischen und wirtschaftlichen Annahmen in [BWWZ01]*. 2004. – L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn
- [Wöh96] WÖHL, H.: *Die Sonne in Zahlen*. Internet-Veröffentlichung, Kiepenheuer-Institut für Sonnenphysik, Freiburg. März 1996. – Verfügbar über: <http://www.kis.uni-freiburg.de/sonnezahlen.html>
- [Wie86] WIERINGA, J.: Roughness-dependent geographical interpolation of surface wind speed averages. In: *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* , 112 (1986), S. 867–889
- [Wie97] WIEMKEN, E.: *Daten des stündlichen Stromverbrauchs Deutschlands 1994 erstellt aus Daten des VDEW und der UCPTE*. 1997. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg <http://www.ise.fhg.de/>
- [Wie98] WIEMKEN, E.: *Persönliche Mitteilung zur Auslegung der Solarkraftwerke in [LLNW97]*. 1998. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (FhG-ISE)
- [Wie99] WIEMKEN, E.: *Persönliche Mitteilung zur Wirkungsgradkette von Photovoltaikanlagen*. November 1999. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (FhG-ISE)
- [Win97] WINTER, C-J.: *Sonnenenergie nutzen – Technik, Wirtschaft, Umwelt, Klima*. Berlin / Offenbach : VDE Verlag, 1997
- [Win98] WINDPOWER.COM, Autor n. b.: *Streifzug durch die Welt der Windenergie*. Internet-Veröffentlichung, Danish Wind Turbine Manufacturers Association, Kopenhagen, Dänemark. 1998+. – Verfügbar über:

- <http://www.windpower.dk/de/tour/intro/index.htm> oder
<http://www.windpower.org/de/tour.htm>
- [Win01] WINDSIM, Autor n. b.: *Norwegian Wind Atlas*. Internet-Veröffentlichung. 2001. – Verfügbar über: http://windsim.com/wind_energy/wind_atlas/index.html
- [WKJ00] WKJ, Autor n. b.: Drastische Kostensenkung. In: *Wind-Kraft Journal* (2000), Nr. 2, S. 27
- [Woo98] WOODFORD, D.: *HVDC Transmission*. Internet-Veröffentlichung, Manitoba HVDC Research Centre, Winnipeg, Manitoba, Kanada. 1998. – Verfügbar über: http://www.hvdc.ca/pdf_misc/dcsun.pdf
- [Woo01] WOODFORD, D.: Alberta North - South Transmission: Review an Evaluation of Electric Power Transmission Options / ESBI Alberta Ltd., Transmission System Administrator, Kanada. ELECTRANIX Corporation, Winnipeg, Manitoba, Kanada, Juli 2001. – Executive Summary. Verfügbar über: <http://web.ta-alberta.ca/ts/Addendum.pdf> u. http://www.aeso.ca/files/N_S_Report.pdf
- [WPD96] WPDC: International Water Power & DAM Construction Yearbook 1996 / Water Power & DAM Construction. Wilmington Business Publ., Wilmington, Großbritannien, 1996. – Jahrbuch
- [WPD97] WPDC: International Water Power & DAM Construction Yearbook 1997 / Water Power & DAM Construction. Wilmington Business Publ., Wilmington, Großbritannien, 1997. – Jahrbuch
- [WPM] WPM, Autor n. b.: *Windicator: Breakdown of Operating Wind Capacity*. Internet-Veröffentlichung, WindPower Monthly, Knebel, Dänemark. – Verfügbar über: <http://windpower-monthly.com/spis/runisa.dll?WPM:WINDICATOR>:
- [WPM01] WPM, Autor n. b.: Wind Wire, New Projects. In: *WindPower Monthly* (2001), Nr. 9, S. 29
- [WRD00] WRDC, Autor n. b.: *WRDC Data Access*. Internet-Veröffentlichung, Datenzugang des "World Radiation Data Centre" (WRDC). 2000. – Verfügbar über: http://wrdc-mgo.nrel.gov/html/get_data-ap.html
- [WRI04] WRI, Autor n. b.: *EarthTrends: Coastal and Marine Ecosystems: Country Profiles: Netherlands*. Internet-Veröffentlichung, World Resources Institute, Washington, DC, USA. April 2004. – Verfügbar über: http://earthtrends.wri.org/country_profiles/index.cfm?theme=1
- [WRS⁺99] WOOLEY, R. ; RUTH, M. ; SHEEHAN, J. ; IBSEN, K ; MAJDESKI, H. ; GALVEZ, A.: Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis Current and Futuristic Scenarios / National Renewable Energy Laboratory (NREL). Golden, Colorado, USA, Jul 1999 (NREL/TP-580-26157). – Technical Report. Verfügbar über: <http://www.ott.doe.gov/biofuels/pedownload.html>
- [WSH04] WSH, Autor n. b. ; LANGENBACH, J. (Hrsg.): *Wind Service Holland: Offshore*. Internet-Veröffentlichung, Wind Service Holland (WSH), Pingjum, Fryslân, Niederlande. Juni 2004. – Verfügbar über: <http://home.wxs.nl/~windsh/offshore.html>

- [Wur94] WURSTER, R.: Randbedingungen und Systemaspekte für Transport und Speicherung von Wasserstoff. In: *Global Link – Interkontinentaler Energieverbund: VDI BERICHTE 1129*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 1994. – Verfügbar über: <http://www.hyweb.de/Knowledge/globlink.htm>, S. 141–158
- [WWZ03] WEINDORF, W. ; WURSTER, R. ; ZITTEL, W.: *HyWeb: Wissen - Wasserstoff in der Energiewirtschaft Inhalt*. Internet-Veröffentlichung, L-B- Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. März 2003. – Verfügbar über: <http://www.hyweb.de/Wissen/w-i-energie.html>
- [WZ02] WURSTER, R. ; ZITTEL, W.: *The prospects for a hydrogen economy based on renewable energy*. Veröffentlichung zur Konferenz "Ireland's Transition to Renewable Energy", Thurles, Irland. November 2002. – Verfügbar über: <http://www.hydrogen.org/Wissen/pdf/ireland2002.pdf>
- [Zas90] ZASLAVSKY, D.: Aeroelectric Power Station – Summary Report / Technion. Haifa, Israel, 1990. – Forschungsbericht
- [Zas93] ZASLAVSKY, D.: Energy Towers – The Utilisation of Hot Dry Air for Electricity / Technion. Haifa, Israel, 1993. – Report. Proposal for investigation: Technion, Israel Institute of Technology in cooperation with parties in Germany
- [Zas97] ZASLAVSKY, D.: Solar Energy Without a Collector for Electricity and Water in the 21st Century / Technion. Haifa, Israel : Vortrag an der *Österreichischen Akademie der Wissenschaften*, 1997. – Schriftliche Fassung
- [Zas02] ZASLAVSKY, D.: *Telefonische Hinweise und Tips zu Fallwindkraftwerken*. 1998–2002. – Technion, Haifa, Israel
- [Zie98] ZIEGLER, F.: Design optimization of endo-reversible heat transformation cycles. In: *Proceedings ECOS '98 Symposium Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and environmental aspects of energy systems* Bd. 1. Nancy-Ville, Frankreich, Juli 1998, S. 573–580
- [Zie99] ZIEGLER, F.: Discussion of optimized design of endo-reversible heat transformation cycles. In: *Proceedings of the International Sorption Heat Pump Conference (ISHPC 99)*. München, März 1999, S. 459–464
- [Zie00] ZIEGLER, F.: *Telefonische Diskussionen über und Tips zu Berechnungsmethoden der Temperaturabhängigkeit realer thermischer Prozesse*. 2000. – Abteilung Energieumwandlung und -Speicherung des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung (ZAE)